

INFORME ANUAL

ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

AÑO 2015



INFORME ANUAL

ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

AÑO 2015

DIRECCIÓN EJECUTIVA

Lic. Juan Rodríguez Nina, Director Ejecutivo

EQUIPO DE COORDINACIÓN TÉCNICA

Hipolito Núñez, Asesor de la Dirección Ejecutiva

Francisco Cruz, Director de Planificación y Desarrollo

Andrés de Peña, Coordinador de Estadísticas, Dirección de Planificación y Desarrollo

Flady Cordero, Analista de Planificación II, Dirección de Planificación y Desarrollo

REDACCIÓN

Ángela González, Analista de Planificación I, Dirección de Planificación y Desarrollo

EQUIPO DIRECTIVO

Larisa Jiménez, Directora Administrativa

Joan Genao, Director de Electricidad

Francisco Mariano, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Boris Blanco, Consultor Jurídico

Manuel Capriles, Director de Hidrocarburos

Andi Almánzar, Encargada Departamento de Incentivos Ley 57-07

EQUIPO DE COLABORACIÓN TÉCNICA

Francisco Gómez, Encargado División de Biocombustibles, Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Yderlisa Castillo, Encargada División de Fuente Alternas, Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

APOYO LOGÍSTICO Y ADMINISTRATIVO

Dinorah Valdéz, Encargada de la División de Compras y Contrataciones, Dirección Administrativa

Luz Suárez, Secretaria Ejecutiva, Dirección de Planificación y Desarrollo

DISEÑO

Kelvin Ventura, Diseñador Gráfico/Webmaster, Departamento de Comunicaciones

CONTENIDO

1	Antecedentes	- 1 -
2	Análisis del Plan Energético Nacional	- 2 -
3	Panorama del Sector Energético	- 4 -
3.1	Oferta de Energía	- 4 -
3.2	Demanda de Energía	- 6 -
3.3	Relación economía - energía.....	- 8 -
4	Subsector Eléctrico	- 9 -
4.1	Capacidad Instalada y Generación de Electricidad	- 9 -
4.1.1	Capacidad Instalada y Generación del SENI.....	- 10 -
4.1.2	Capacidad Instalada y Generación de los Autoproductores.....	- 15 -
4.1.3	Capacidad Instalada y Generación de los Sistemas Aislados.....	- 17 -
4.2	Transmisión de Electricidad	- 18 -
4.3	Distribución y Comercialización de Electricidad.....	- 20 -
4.4	Demanda de Electricidad.....	- 22 -
5	Subsector Hidrocarburos	- 24 -
5.1	Oferta de Hidrocarburos.....	- 25 -
5.1.1	Refinería	- 25 -
5.2	Demanda de Hidrocarburos	- 27 -
6	Subsector Energía Renovable	- 29 -
7	Marco Normativo	- 33 -
8	Eventos Relevantes	- 35 -
9	Concesiones.....	- 36 -
9.1	Concesiones Provisionales.....	- 36 -
9.2	Concesiones Definitivas.....	- 36 -
10	Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear - CNE	- 37 -
11	Anexos	- 38 -
11.1	Balance Nacional de Energía Neta	- 39 -
11.2	Concesiones Provisionales.....	- 40 -
11.3	Concesiones Definitivas.....	- 41 -
12	Glosario	- 42 -

1 ANTECEDENTES

La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo autónomo del Estado Dominicano, con personalidad jurídica de derecho público y patrimonio propio, creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) marcada con el No. 125-01 de fecha 26 de julio del 2001; modificada por la Ley No.186-07 de fecha 06 de agosto del 2007; y el Reglamento para su aplicación dictado mediante Decreto No.555-02 de fecha 19 de julio del 2002; modificado por el Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre del 2002; modificado a su vez por el Decreto No. 494-07 de fecha 30 de agosto del 2007; con su domicilio social y asiento principal ubicado en la Avenida Rómulo Betancourt No. 361, Sector Bella Vista, Distrito Nacional.

El acápite J del artículo 14 de la Ley General de Electricidad, Ley No. 125-01, faculta a la Comisión Nacional de Energía a *“Someter anualmente al Poder Ejecutivo, y al Congreso Nacional un informe pormenorizado sobre las actuaciones del sector energético, incluyendo la evaluación del plan de expansión, de conformidad con la presente ley y de sus reglamentos”* y, en cumplimiento de este mandato prepara el *“Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético (IAASE)”*.

En el IAASE, la CNE analiza el cumplimiento de los lineamientos de políticas energéticas planteadas en el Plan Energético Nacional 2004-2015 y su impacto en la situación del sector. Además, se evalúa las acciones que se llevan a cabo para que el sector se adecue a lo planteado en la Ley de la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 (Ley 1-12), sobre todo, en lo estipulado en el tercer eje (3.2) de alcanzar una *“Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible”*.

En adición a lo planteado en el párrafo anterior, el informe de actuaciones se apoya en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta/2015 (BNEN) para presentar una aproximación diagnóstica del Sector Energético de República Dominicana, tanto del lado de la oferta, como del lado de la demanda y, con miras a completar la visión que a través del IAASE pretendemos dar, se incluye un capítulo en que se destaca los eventos más relevantes del 2015 y se hace énfasis en los proyectos ejecutados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y sus principales logros.

2 ANÁLISIS DEL PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

El abastecimiento energético de la República Dominicana es altamente dependiente de recursos de origen fósil. Esto coloca al país en una situación de vulnerabilidad frente al comportamiento de los mercados internacionales de energéticos por tener que recurrir a importaciones para satisfacer la demanda de energía. No obstante, el país cuenta con fuentes de origen renovable, las cuales progresivamente se han ido aprovechando para la generación de electricidad, modificando así la matriz eléctrica nacional.

Por otra parte, por más de cuatro décadas el desarrollo del país se ha visto afectado por la denominada “crisis eléctrica”, cuyas raíces fueron diagnosticadas y podrían resumirse en: estructura de costos y tarifas basada en un sistema ineficiente, altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas (Hurtos), altos precios de compra de energía por parte de las distribuidoras, subsidios no focalizados que fomentan el despilfarro y baja eficiencia del parque de generación predominantemente térmico, con altos factores de emisión de Gases de Efecto Invernadero, entre otros (PEN 2004 - 2015, CNE).

En consecuencia, en el Plan Energético Nacional (PEN), elaborado para el período 2004-2015, se plantearon diferentes directrices con miras a contribuir al desarrollo sostenible del país de manera que se puedan crear las condiciones para que los actores del sector aseguren el abastecimiento de energéticos a menor costo, mayor seguridad y menor impacto ambiental. En sentido general se plantearon los siguientes objetivos específicos:

1. *Garantizar la seguridad y la eficiencia en la oferta*
2. *Impulsar la gestión eficiente de la demanda y el uso racional de energía*
3. *Desarrollar los recursos energéticos nacionales*
4. *Reducir la vulnerabilidad del sistema energético y el abastecimiento externo;*
5. *Ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de energía de las comunidades rurales y semi-urbanas.*
6. *Proporcionar un apropiado marco institucional, legal y regulatorio.*

Los principales problemas planteados en el PEN 2004, incluían la inestabilidad de la tasa de cambio, así como las fluctuaciones de los precios del petróleo, que impactaban directamente los costos y tarifas del servicio eléctrico. Al 2015, las bajas en los precios de petróleo, la diversificación de la matriz energética y la estabilidad en el tipo de cambio, han representado un alivio significativo para las finanzas nacionales, evidenciándose por ejemplo en la disminución de las transferencias al subsector eléctrico por concepto de subsidios¹. Aun cuando la dependencia de derivados de petróleo para

¹ Durante el 2015 las transferencias del Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica ascendió a RD\$1,413.1 millones de pesos dominicanos, disminuyendo así un 90.1% respecto al 2014, según las estimaciones de la Superintendencia de Electricidad a 2016.

generación eléctrica, tanto en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), como en los Sistemas Aislados y Autoproductores, se estima que asciende a 55.4 %.

El gran reto del subsector de hidrocarburos es lograr la mitigación del impacto de la alta dependencia de las importaciones de petróleo y derivados. La principal problemática del subsector se arraiga en dos niveles trascendentales: a nivel de normativo y regulatorio, la ausencia de una Ley General de Hidrocarburos actualizada y de una Ley Marco de Gas Natural, que regulen las diferentes actividades que se desarrollan en el subsector (importación, generación, distribución, almacenamiento, comercialización y consumo final); mientras que a nivel institucional la duplicidad de esfuerzos de los organismos relacionadas, así como la ausencia de una entidad que promueva, fortalezca y supervise las actividades de exploración petrolera y la cadena de comercialización del gas licuado de petróleo.

Actualmente, la Comisión Nacional de Energía, con apoyo técnico de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y financiero del Gobierno de Canadá a través de una cooperación con dicha Organización, implementa en el país la aplicación del Manual de Planificación Energética la cual es una iniciativa que procura la homogenización de los criterios de planificación energética y cuyo objetivo final es la realización del Plan Energético Nacional.

Para lograr dicho resultado, se realizan los diagnósticos subsectoriales y posteriormente se analizan los lineamientos estratégicos y de política energética nacional para la redacción del Plan con horizonte de tiempo al 2030, partiendo de información base del año 2015 para el caso de nuestro país.

Dichos resultados estarán disponibles a partir del año 2017 y servirán de base para los análisis que se presentan en el presente documento.

3 PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO

3.1 OFERTA DE ENERGÍA

La oferta total de energía ascendió en 2015 a 8,363.4 kTep, 648.3 kTep adicionales respecto al 2014. Las importaciones de energéticos representaron el 94.2 % de la oferta energética, frente al 11.9 % constituido por la producción nacional². Lo cual evidencia claramente la dependencia de las importaciones de fuentes energéticas, todas de origen fósil.

En términos del análisis de la composición de las fuentes, las energías primarias representaron el 42.9 % de la oferta total. En comparación con el año anterior, la oferta primaria registró una caída de 13.7 %, consecuencia del decrecimiento de las importaciones y la producción en aproximadamente 15.5 % y 4.9 %, respectivamente. De las fuentes que componen las primarias y que terminaron con tasas de variación positiva, gas natural es la que tiene mayor peso en el total.

Además, de las tres fuentes energéticas que componen las importaciones, el petróleo es que presenta la más elevada tasa de decrecimiento, 38.4 %. Mientras, el carbón mineral cayó en apenas 2.2 % y el gas natural creció en 5.7 %. En cuanto a la producción, su baja no fue mayor por el desempeño de la hidroenergía y el bagazo que cerraron el año con tasas positivas, 34.8 % y 17.7 %. En cambio, el resto de las integrantes de la producción registran negativas.

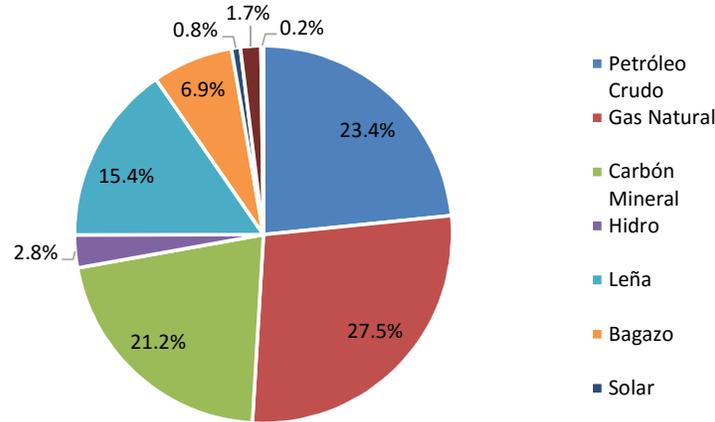
En relación al aporte de las importaciones y la producción a la oferta, la revisión de los datos del año analizado arroja que las primeras mantienen la supremacía, 72.2 %. Contrario a estas, las segundas no llegan al tercio, 27.8 %. Aunque, cabe destacar que el primer renglón vio disminuir su participación en 2.6 % y el segundo la aumentó en la misma proporción.

No obstante a tener una participación del 2.5 % del total de las energías primarias, las fuentes de mayor crecimiento relativo en el período, respecto al 2014, han sido solar y viento, las cuales han mostrado tasas de 37.1 % y 19.3 %, respectivamente. Lo cual se debe, principalmente, a un aumento en la capacidad de captación de estas fuentes para la generación de energía eléctrica, tanto en las centrales interconectadas al SENI como en la autoproducción.

² Según la metodología de Balances Energéticos, utilizada por la Comisión Nacional de Energía (y por organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía o la Organización Latinoamericana de Energía), el total de la oferta de energía, por flujos energéticos, se obtiene a partir la siguiente fórmula: *Oferta Energética = Producción + Importaciones - Exportaciones + Variaciones de Inventario + No Aprovechados - Bunkers*. Es por esta razón que las proporciones de producción e importación suman 106.1 %. Ver anexo 11.1 Balance de Energía, en el cual se pueden apreciar todos los flujos, tanto para oferta como para la transformación y la demanda de energía.

En el gráfico que sigue se presenta la contribución de las fuentes primarias al total del renglón.

Gráfico 1 Oferta Energía Primaria por Fuente Energética, 2015
Valores expresados en %



Oferta de Energía Primaria: 3,585.2 kTep

Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

En lo relativo a la oferta de energía secundaria, la producción representó el 33.7 %, la cual consistió en la generación eléctrica, la refinación de derivados de petróleo (gas licuado de petróleo, gasolinas, kerosene, diésel, fuel oil y gases de refinería), así como la producción de carbón vegetal en los centros carboneros. Por otro lado, las importaciones representaron el 73.2 %, constituidas en su totalidad por derivados de petróleo.

La oferta de energía secundaria cerró con 771.3 kTep por encima de la ofertada en el 2014, lo equivale a una tasa de variación positiva de 12.0 %. Este resultado es el fruto del desempeño de las importaciones que crecieron en un 28.9 %, lo que a su vez, neutralizó el efecto de la baja de las importaciones de petróleo. La imagen que sigue a continuación presenta la estructura de la oferta de energía secundaria.

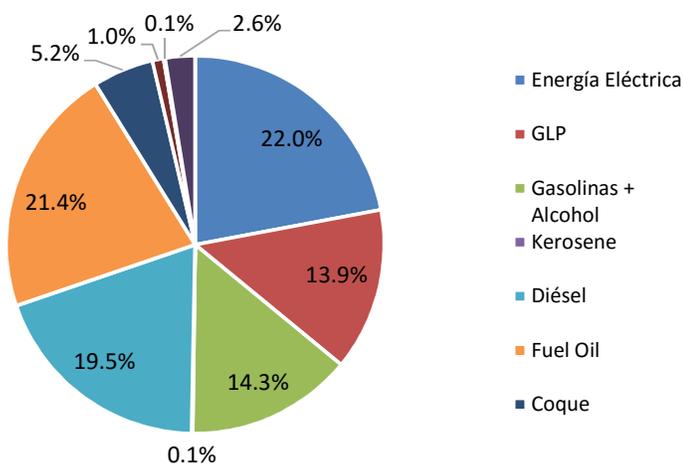
De 7,203.9 kTep a los que ascendió la oferta de energía secundaria, las fuentes derivadas de petróleo representaron el 71.7 %³, representando una disminución del 11.2 % respecto al año 2000. De este grupo, las mayores participaciones las tienen el fuel oil, 21.4 %, y Diésel, 19.5 %, ambos destinados a la generación eléctrica, mientras que adicionalmente el Diésel es utilizado en sectores como transporte, industrial, entre otros.

³ No se incluyen los gases de refinería que son expulsados al medio ambiente, ya que al momento por cuestiones tecnológicas y económicas no son aprovechados.

En cambio la electricidad representó el 22.0 %, el coque 5.2 % y el carbón vegetal el 0.8 %.

Gráfico 2 Oferta energía secundaria por fuente Energética, 2015

Valores expresados en %



Oferta de Energía Secundaria: 7,203.9 kTep

Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

3.2 DEMANDA DE ENERGÍA

Según las proyecciones del PEN 2004 - 2015, se esperaba que la demanda de energía al 2015 se ubicara en 8,233.9 kTep, en el escenario I, y 6,175.8 kTep, en el escenario II. De acuerdo a los datos arrojados por el Balance Nacional de Energía Neta del 2015, la demanda de energía se estimó en 5,327.2 kTep, por debajo de lo proyectado en ambos escenarios prospectivos del PEN 2004 - 2015.

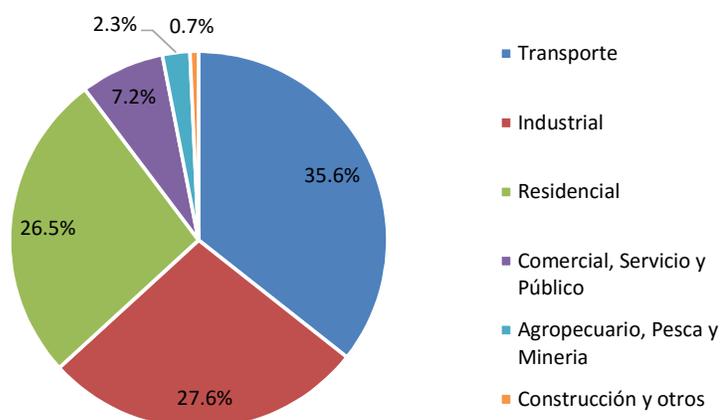
A nivel de fuentes, la demanda de energía presentaba en 2015 la siguiente distribución: electricidad, 25.1 %; gas licuado de petróleo, 18.7 %; gasolinas y alcoholes, 16.7 %; diésel oil, 14.6 %; leña, 7.9 %; coque, 7.0 %; bagazo, 4.4 % gas natural, 2.1 %; carbón mineral, 1.7 %; carbón vegetal, 1.4 %; fuel oil, 0.6 %; solar, 0.2 %; otras primarias (jícara de coco, cascarillas de café y arroz), 0.1 %; kerosene, 0.1 %.

Cuando se compara los resultados del año analizado con los del 2014, la conclusión a la que se llega es que la demanda del 2015, medida a través de la tasa de variación, supera la del año anterior en 8.6 %⁴. Este crecimiento hay que atribuirlo al aumento de la demanda del diésel, gasolina y gas licuado de petróleo, las cuales en términos absolutos mostraron variaciones de 194.6, 138.4 y 90.4 kTep en comparación al 2014.

⁴Datos preliminares del Balance Nacional de Energía Neta 2015.

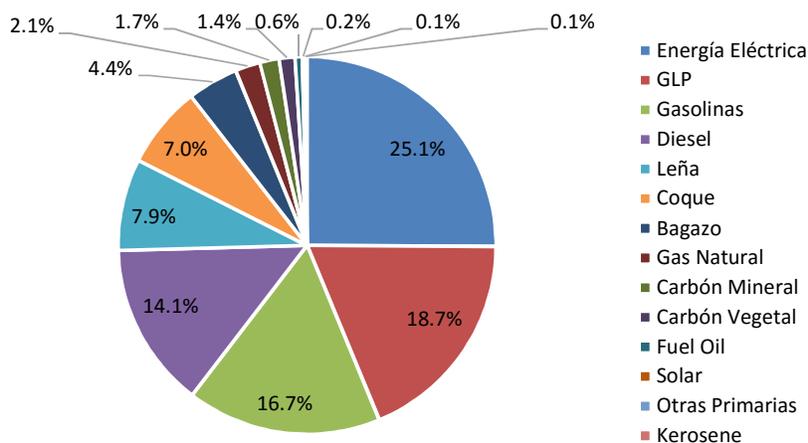
Al analizar los datos por sector de consumo se observa que transporte, industrial y residencial, son los que realizan los mayores requerimientos energéticos, con participaciones de 35.6 %, 27.6 % y 26.5 %, respectivamente. No obstante los sectores transporte, agropecuario, pesca y minería, y construcción y otros, presentaron los crecimientos más relevantes con 20.4 %, 9.8 % y 5.2 %, respectivamente.

Gráfico 3 Demanda de Energía por sectores de consumo final, 2015
Valores expresados en %



Demanda Energética: 5,327.2 kTep
Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

Gráfico 4 Demanda de Energía por fuentes energética, 2015
Valores expresados en %



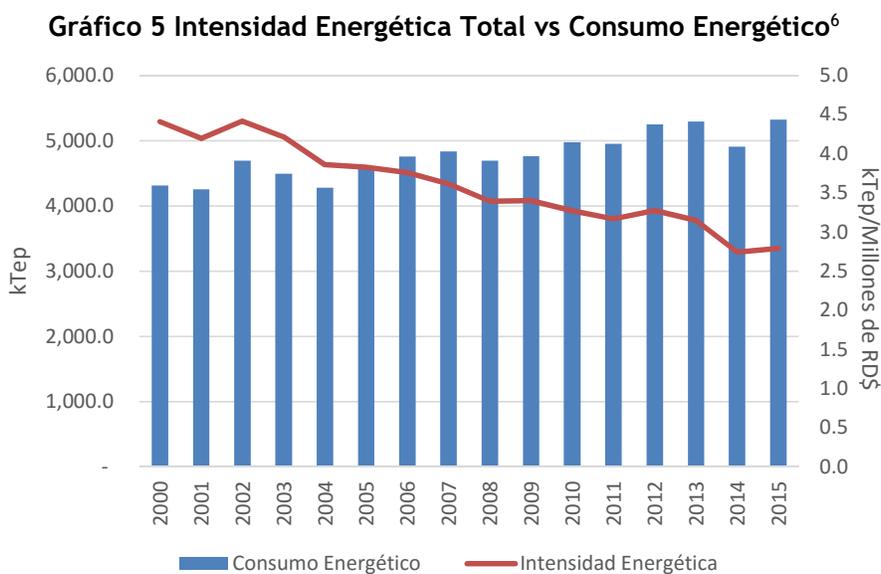
Demanda Energética: 5,327.2 kTep
Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

El sector transporte registró una demanda de 1,898.4 kTep, y, como viene ocurriendo desde hace unos años tres fuentes concentran casi el cien por ciento de uso de energéticos en este sector. Esto es, gasolina el 45.4 %, diésel el 30.8 % y gas licuado de petróleo el 22.4 %. La diferencia está representada

por el gas natural el 1.2 % y la energía eléctrica con un 0.2 %. El uso de la electricidad en este sector responde completamente a la energía utilizada en las instalaciones del Metro de Santo Domingo.

3.3 RELACIÓN ECONOMÍA – ENERGÍA

La intensidad energética es un indicador que mide la relación entre el Consumo Energético y el Valor Agregado de una economía, el cual en el caso de República Dominicana se encuentra a precios constantes de 2007. A nivel nacional se observa una reducción significativa de la intensidad energética a lo largo del periodo 2000 - 2015, tendencia que viene desde los años 70's por la transformación que ha sufrido la economía⁵, ya que al paso de los años se ha observado la relevancia del sector servicios en la misma. Esta rama de actividad es menos intensiva energéticamente que el sector industrial. En este sentido, el sector servicios representó el 62.0 % del PIB en 2015. Adicionalmente se consideran mejoras en las eficiencias de electrodomésticos y equipos industriales, cambios en los patrones de consumo, entre otras posibles razones.



Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

⁵Para un análisis más a fondo, referirse al estudio realizado por la CNE sobre la Relación de Largo Plazo entre el Producto Interno Bruto y el Consumo de Energía Eléctrica para el período 1991 - 2011.

⁶Valores en miles de toneladas equivalentes de petróleo para el consumo energético y en miles de toneladas equivalentes de petróleo por unidad del valor agregado para la intensidad energética.

4 SUBSECTOR ELÉCTRICO

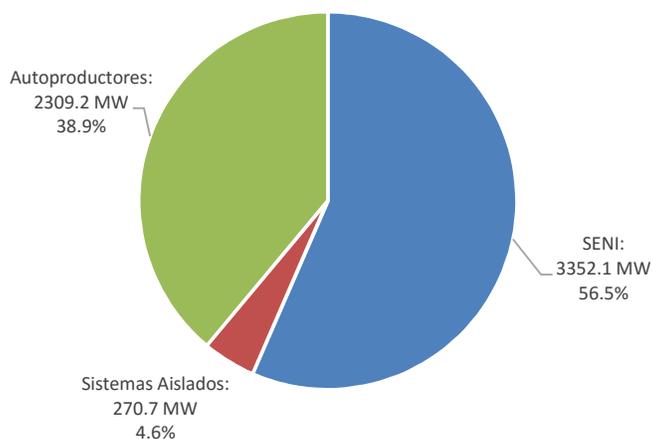
Las políticas propuestas en el PEN 2004 - 2015 para el subsector eléctrico perseguían corregir los problemas que por décadas afecta la prestación de este servicio, y que la reforma de los 90's no resolvió. Estos lineamientos hacen énfasis en la necesidad de mitigar los efectos financieros de la desconexión entre las tarifas y los costos, así como de las altas pérdidas técnicas y no técnicas. Además se perseguía el fortalecimiento institucional de los entes gubernamentales y el mantenimiento del esquema de integración horizontal que introdujo la reforma.

A continuación se evalúa el desarrollo de las políticas propuestas en el PEN 2004 - 2015, en contraposición de las medidas tomadas de acuerdo a la coyuntura del momento de análisis. Para los fines, se desagregan los diferentes niveles del subsector de la manera siguiente:

4.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La capacidad instalada para generación de electricidad en República Dominicana se estima en 5,932.0 MW, mientras que la generación de electricidad alcanzó los 1,587.1 kTep, equivalentes a unos 18,457.0 GWh. Estos valores incluyen tanto las centrales que operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), así como los Sistemas Aislados y los autogeneradores⁷.

Gráfico 6 Capacidad Instalada Nacional, 2015
Valores expresados en MW y participaciones en %



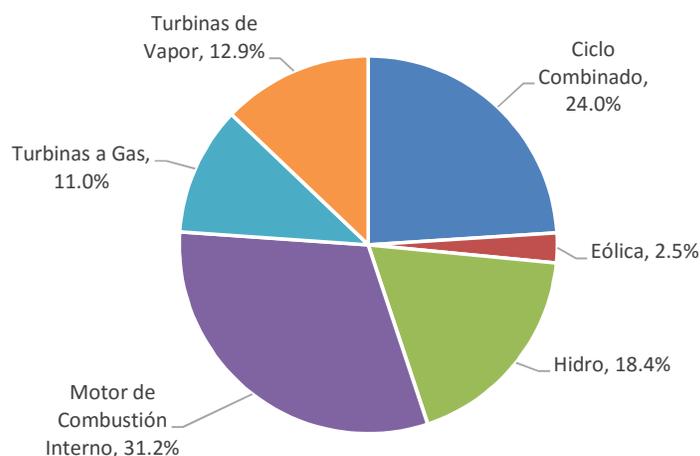
Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

⁷ Ésta capacidad instalada se refiere a estimaciones realizadas por la CNE, en industrias, residencial y comercial. En el informe de Perspectivas de Energía Renovable para República Dominicana el cálculo la situaba en 0.9 GW, debido a que en ese estudio no se consideraron las plantas de emergencia de los sectores residencial y comercial.

4.1.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DEL SENI.

Al 2015 el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado contaba con una capacidad instalada de 3,352.0 MW. De estos, el 31.2 % correspondía a motores de combustión interna, es decir unos 1,045.4 MW, mientras que los motores de ciclo combinado⁸ representan el 24.0 %, unos 804.0 MW, siendo por ende las tecnologías más usadas. Por otra parte, las tecnologías renovables, representadas por las hidroeléctricas y las turbinas eólicas que ascendían a 701.1 MW (a penas 20.9 % del parque de generación del SENI).

Gráfico 7 Capacidad Instalada del SENI por tipo de Tecnología, 2015
Valores expresados en %



Fuente: Elaboración propia en base a informaciones del OC - SENI, 2016.

La participación de los agentes generadores del SENI sigue un esquema de integración horizontal, instaurado mediante la Ley 141 - 97 sobre reforma del sector. Dando lugar a una composición mixta de capitales de los sectores público y privado, así como alianzas entre el Estado y algunos agentes privados. Las cuales listamos a continuación:

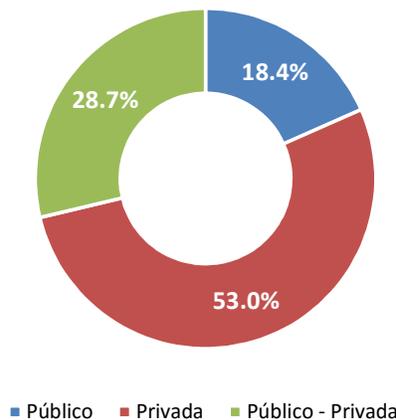
- **Sector público**
- ✓ Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID).
- **Sector privado**
- **Alianza público - privada**
- ✓ Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE HAINA), donde el 62% de las acciones pertenecen al Estado, mientras que el 38% restante son de capital privado.

⁸ Se considera como ciclo combinado al acoplamiento entre un ciclo Brayton (Turbina a Gas) y un ciclo de Rankine (Turbina a Vapor).

- ✓ Empresa Generadora de Electricidad Itabo (EGE ITABO), de la cual el Estado posee 49.7% de las acciones y el sector privado el 50.3%.

Como resultado de la actual distribución, el 18.4 % de la capacidad instalada del SENI corresponde a los 615.7 MW de potencia de las centrales hidroeléctricas, las cuales son propiedad del Estado Dominicano. Por otra parte, el 28.7 % representan los 961.3 MW de capital mixto entre el sector privado y el sector público. Mientras que 53.0 % es de capital privado.

Gráfico 8 Participación por Tipo de Capitales en la Capacidad Instalada del SENI, 2015.
Valores expresados en %



Fuente: Elaboración propia en base a informaciones del OC - SENI, 2016.

Por otra parte, el PEN 2004 - 2015 recomendaba la expansión de la capacidad instalada del SENI tomando en consideración 5 casos esenciales:

- Caso Base, el cual incluye la instalación centrales térmicas utilizando como fuente Gas Natural y Carbón Mineral;
- Caso 1, penetración de centrales a Gas Natural;
- Caso 2, instalación de centrales a Carbón Mineral;
- Caso 3, sensibilidad a los costos de los combustibles;
- Caso 4, instalación de centrales hidroeléctricas.

Los casos base, 1 y 2, mostraban una diversificación de la matriz a partir de la penetración de carbón mineral y gas natural a diferentes niveles cada uno. Mientras que el caso 3 plantea adicionalmente 4 escenarios, los cuales variaban según el comportamiento de los costos de los energéticos, priorizando la entrada de carbón mineral o gas natural según las condiciones de los mercados internacionales. Por último el caso 4, planteaba la entrada

de las centrales Palomino, Las Placetas y Manabao-Bejucal-Tavera, las cuales adicionarían 291.80 MW⁹ al caso base.

Tabla 1 Resumen de equipamiento 2004 - 2015¹⁰
Valores expresados en MW

Centrales por fuentes	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 4
Hidroeléctricas	0.0	0.0	0.0	291.8
Fuel Oil	-111.0	-111.0	-111.0	-111.0
Carbón Mineral	1,173.0	148.0	2,073.0	1,173.0
Diésel	-310.0	-364.0	-364.0	-310.0
Gas Natural	900.0	2,200.0	300.0	900.0
Total	1,598.0	1,873.0	1,898.0	1,943.8

Fuente: Plan Energético Nacional 2004 - 2015, Comisión Nacional de Energía, 2004.

Anteriormente se mencionó que la capacidad instalada del SENI ascendió en el 2015 a unos 3,352.0 MW, 104.2 MW adicionales a los registrados en diciembre de 2004. Esta aumento de la Capacidad Instalada respondió a la instalación de 151.3 MW a hidro, 110.0 MW a fuel oil y/o gas natural, 85.5 MW eólicos, 59.2 MW a gas natural y 34.0 MW a diésel oil y/o gas natural, así como el retiro del sistema de 243.1 MW a diésel oil y 92.7 MW a fuel oil.

Al analizar los escenarios propuestos en el PEN 2004 - 2015 se observa que el caso que mejor responde a lo acontecido en el periodo de estudio es el caso 4. Al 2015, se han visto incorporaciones de capacidad tanto en hidro, carbón mineral y gas natural, así como retiros de centrales a diésel y fuel oil. No obstante las incorporaciones no fueron tan intensivas como las propuestas.

La capacidad instalada del SENI tiene el mayor nivel de concentración en las regiones suroeste y norte, con 28.4 % y 25.1 %, respectivamente. Ambas regiones agrupa todas las centrales hidroeléctricas del país, así como también centrales térmicas. No obstante, aun cuando las regiones anteriores muestran mayores pesos a nivel regional, si se elabora el análisis a nivel provincial, las provincias de mayor relevancia son Santo Domingo y San Pedro de Macorís. En Santo Domingo, provincia considerada como la zona metropolitana, se encuentra el 24.7 % de la capacidad instalada del SENI. Mientras que San

⁹ Esta capacidad instalada esta basada en el Plan de Expación de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana para los años 2006 - 2012. El mismo contemapla que las centrales propuestas en el caso 4 tendría las siguientes capacidades: Las Placetas 87.0 MW, Palomino 100.0 MW y Manabao-Bejucal 104.8 MW Al momento las Centrales Las Placetas y Manabao-Bejucal no han sido construidas, mientras que la hidroeléctrica Palomino resulto tener una capacidad menor, con unos 81.6 MW instalados.

¹⁰ No se incluye el caso 3, ya que el mismo plantea la dependencia exogenas a los costos de los combustibles, por lo cual no se presentan datos puntuales.

Pedro de Macorís es la única provincia de la región sureste con capacidad instalada interconectada al SENI al 2015, con el 21.7 % de la misma¹¹.

Tabla 2 Capacidad Instalada del SENI, 2004 vs. 2015
Valores expresados en MW

Centrales por fuentes	2004	2015	Δ 2004 - 2015
Carbón Mineral	313.6	313.6	0.0
Fuel Oil	973.9	881.2	-92.7
Fuel Oil/Diésel	185.0	185.0	0.0
Gas Natural	555.0	614.2	59.2
Gas Natural/Fuel Oil	0.0	110.0	110.0
Gas Natural/Diésel	0.0	34.0	34.0
Diésel	756.0	512.9	-243.1
Hidro	464.4	615.7	151.3
Viento	0.0	85.5	85.5
Total	3,247.9	3,352.0	104.2

Fuente: Memoria Anual OC-SENI, 2004 y 2015.

Ilustración 1 Capacidad Instalada del SENI por Macroregión, 2015¹²
Valores expresados en MW

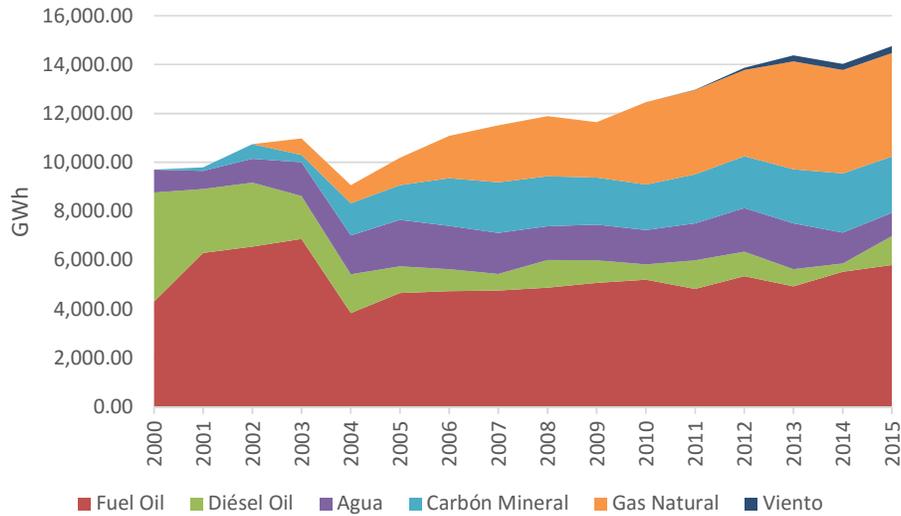


Fuente: Elaboración propia en base a informaciones del OC - SENI, 2016.

¹¹ En el Sistema de Información Energética Georeferenciada de la Comisión Nacional de Energía se puede apreciar que la capacidad instalada de San Pedro de Macorís se encuentra en un área aproximada de 20 km² (favor dirigirse al siguiente enlace: mapas.cne.gob.do).

¹²La ubicación específica de cada una de las plantas se pueden encontrar en el Sistema de Información Energética Georeferenciada de la Comisión Nacional de Energía. Para acceder al mismo favor dirigirse al siguiente enlace: mapas.cne.gob.do.

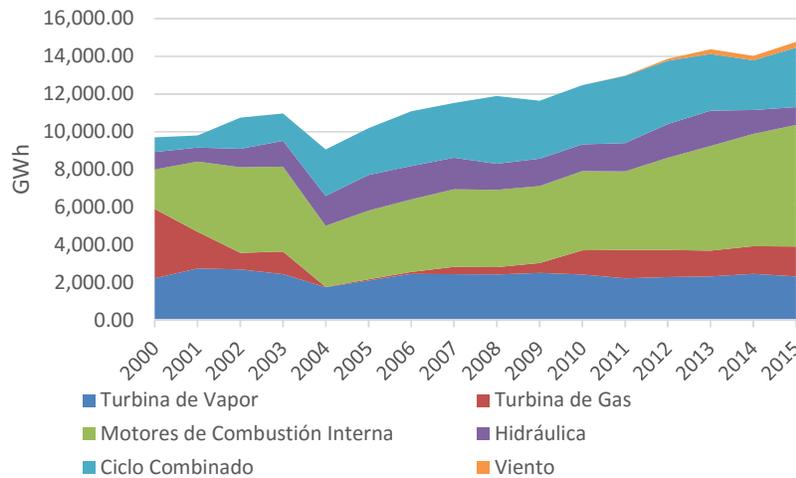
Gráfico 9 Producción de Electricidad por fuente, 2000 - 2015
Valores expresados en GWh



Fuente: Elaboración propia en base a informaciones del OC - SENI, 2016.

Por otra parte, la generación de energía eléctrica en 2015 ascendió a 14,757.3 GWh, unos 730.8 GWh a adicionales a los producidos en 2014. Se observa que la fuente de mayor incremento en su participación ha sido el diésel, al pasar de 2.4 % en 2014 a 8.0%, lo cual se explica en la disminución de los precios de los combustibles y de los costos marginales de despacho de las centrales de SENI. Adicionalmente la energía eólica incrementó ligeramente su participación, al pasar de 1.7 % en 2014 a 2.0 % en 2015. Otras fuentes como carbón mineral, gas natural e hidro disminuyeron sus aportes a la generación en 1.6 %, 1.6 % y 2.7 %, respectivamente.

Gráfico 10: Producción de Electricidad por Tipo de Tecnología, 2000 - 2015
Valores expresados en GWh.



Fuente: Elaboración propia en base a informaciones del OC - SENI, 2016.

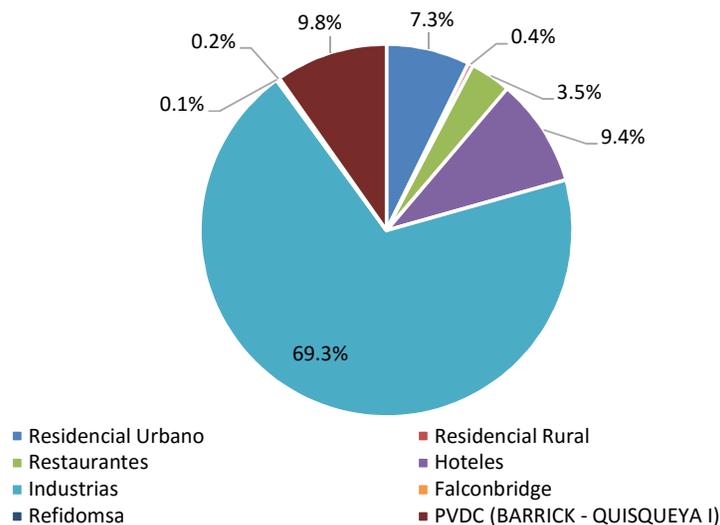
En términos de la generación por tecnología, los motores de ciclo combinado han incrementado su participación de 8.02% en 2000 a 21.49% para el 2015, mientras que las turbinas de gas han disminuido en 27.21% en relación al 2000, al pasar de 38.03% a 10.82% en 2015. Lo que evidencia la transformación de las tecnologías empleadas para la generación eléctrica.

4.1.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE LOS AUTOPRODUCTORES

Debido a las limitaciones del SENI, ya sea por interrupción, calidad y/o estabilidad del servicio, algunos de los usuarios de la energía eléctrica, sobre todo industriales, han optado autoabastecer sus requerimientos de electricidad. Al 2015 la capacidad instalada para autoproducción se estima en 2,309.2 MW, a partir de esta, también se estima que se generaron 2,674.17 GWh.

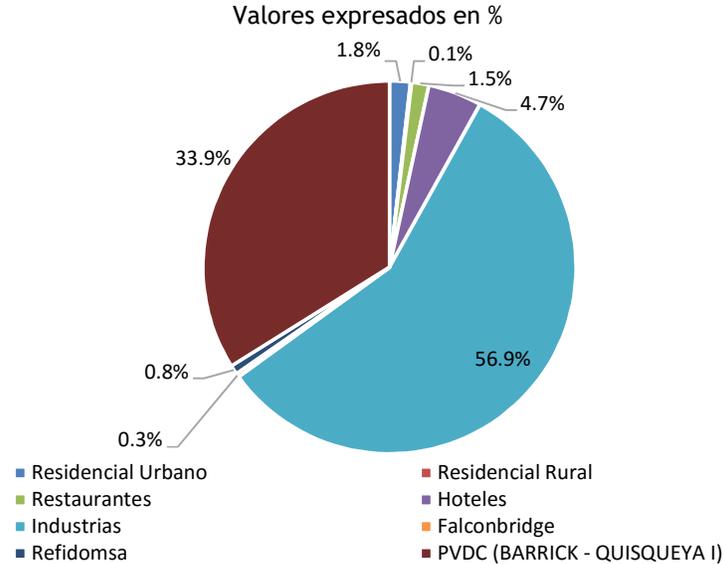
Estas estimaciones asumen que la capacidad instalada de autoproducción responde en su mayoría a tecnología de motores de combustión interna, así como a una minúscula participación de turbinas de gas o vapor. También se asumen que los sectores residenciales, industria, hoteles y restaurantes, son los que más se ven afectados por las limitantes anteriormente mencionadas, por lo que se estima que la capacidad instalada de autoproducción se encuentra en estos sectores.

Gráfico 11 Capacidad Instalada por tipo de autoprodutor, 2015
Valores expresados en %



Capacidad Instalada autoprodutores 2,309.2 MW
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Gráfico 12 Generación por tipo de autoprodutor, 2015



Capacidad Instalada autoprodutores 2,674.17 GWh

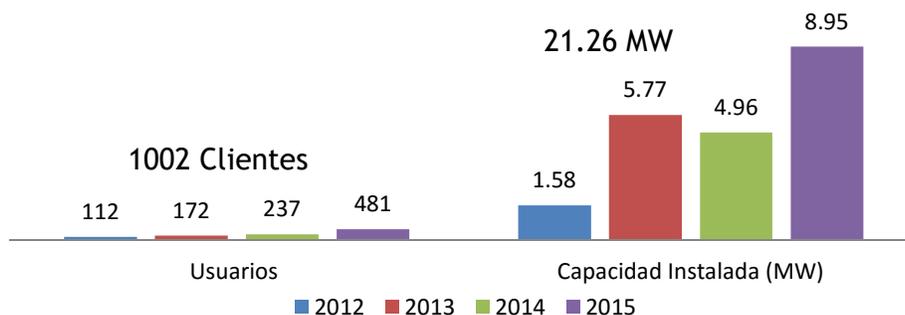
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

A la fecha aún no se incluyen a las estimaciones de autoproducción las incorporaciones de capacidad instalada con tecnología renovable dentro Programa de Medición Neta, ni aquella que se encuentra fuera de este. No obstante, durante el año 2015 la CNE ha evaluado y otorgado cuatrocientas ochenta y una (481) certificaciones de equipos de Sistemas Fotovoltaicos, para ser utilizados en el Programa de Medición Neta.

Estas certificaciones son otorgadas para garantizar que los equipos a ser instalados dentro del Programa de Medición Neta cumplan con los niveles de eficiencia y especificaciones técnicas exigidas por las empresas de distribución eléctrica, a la vez de proteger la inversión de los Autoprodutores que ingresan al programa. En tal sentido, estas certificaciones permitieron la entrada de 8.95 MW adicionales, para una capacidad instalada total de 21.26 MW en el Programa de Medición Neta a partir de energía fotovoltaica.

Adicionalmente se tiene conocimiento de que para el 2015 se han instalado un total de 5.5 MW fuera de este programa, los cuales se han acogido a los incentivos fiscales de la Ley 57-07. Esta capacidad responde a las inversiones de 2 industrias, 1 comercio y 1 aeropuerto.

Gráfico 13: Evolución Programa de Medición Neta, 2011 - 2015



Fuente: Comisión Nacional de Energía, Dirección Eléctrica, 2016.

4.1.3 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Bajo el marco de la Ley 14-90 sobre Incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional, de fecha del 24 de enero de 1990, se permitió la instalación de sistemas eléctricos aislados de la red nacional los cuales desarrollan toda la cadena de valor desde la generación hasta la distribución y comercialización de la energía. Para el 2015, existían 9 Sistemas Aislados con una capacidad instalada total de 270.7 MW¹³, esta capacidad responde en su mayoría a Motores de Combustión Interna.

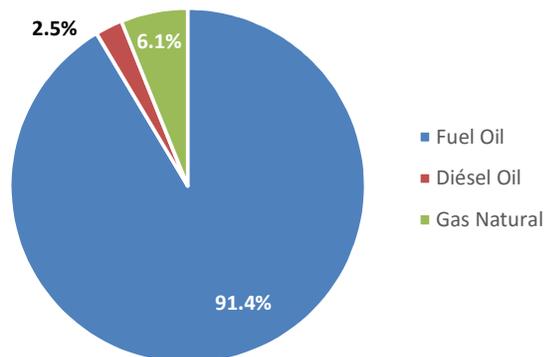
En cuanto a la generación en los sistemas aislados, en el año de estudio se registró que la producción de electricidad ascendió a 1,025.5 GWh, donde el 91.4 % fue generado a partir de Fuel Oil.

Por otra parte, la demanda estimada de electricidad de los usuarios dentro de los sistemas aislados ascendió a 879.9 GWh, 77.8 GWh adicionales a los reportados en 2014.

Como puede observarse en el gráfico a continuación, la generación de los sistemas aislados está basada en Fuel Oil, donde al 2015 el 91.4 % estaba basado en MCI a base de Fuel Oil.

¹³ 1) Solo se incluyen 7 de los 9 Sistemas Aislados ya que no se tienen registros estadísticos de los sistemas el Progreso - Limón ni de Puerto Plata Electricidad (Costambar); 2) La central Sultana del Este dispone 85 MW de su capacidad instalada para producir energía eléctrica para el Sistema Aislado Corsocio Energetico Punta Cana - Macao./

Gráfico 14: Generación de los Sistemas Aislados por fuente, 2015
Valores expresados en GWh



Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

4.2 TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

Dentro del SENI, las actividades de transmisión se encuentran limitadas a la Empresa de Transmisión de Electricidad Dominicana, empresa descentralizada propiedad del Estado Dominicano. El Sistema de Transmisión alimenta cuatro centros de consumo, Centro, Este, Norte y Sur. Esta red integrada cuenta con unos 5,311 km de líneas de transmisión en voltajes de diseño de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV.

Tabla 3 Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2015

Nivel de Voltaje (kV)	Longitud Líneas de Transmisión (km)	Capacidad Instalada Transformadores / Autotransformadores (MVA)
69	1,852	
138	2,834	2,008
230	275	250
345	350	2,100
Total	5,311	4,358

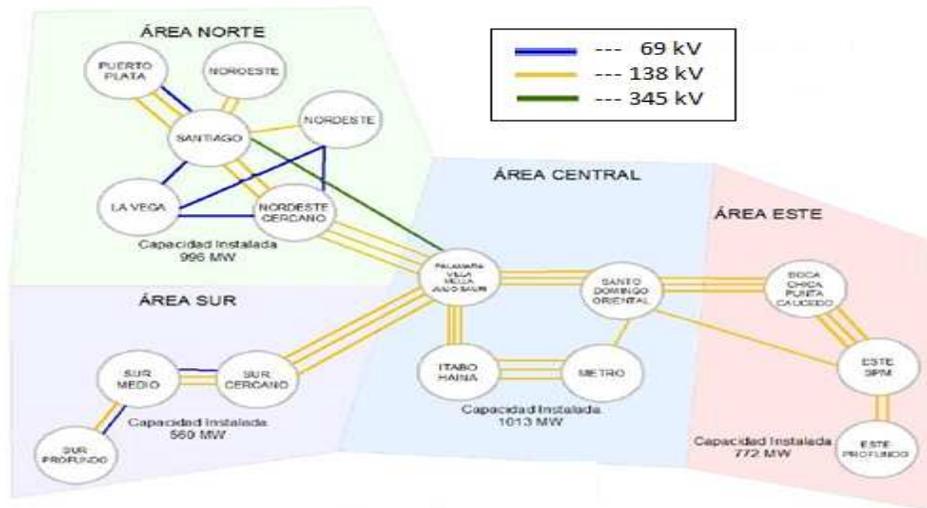
Fuente: Memoria Anual 2015, Organismo Coordinador (OC-SENI), 2016.

Según las premisas del Plan Indicativo de Transmisión dentro del marco del PEN 2004 - 2015, la expansión de las líneas de transmisión se dividía en las obras en ejecución en el momento, o que ya habían alcanzado el nivel de contratación al momento de la realización del Plan, y en los proyectos futuros que requieran del sistema de transmisión, de acuerdo al Plan de Expansión de Generación.

No obstante, la ejecución de las obras no corresponde completamente a lo planificado. Por una parte, ya que se priorizó la realización de otras obras en el sistema, mientras que por otra, la capacidad instalada de generación, la cual fue contemplada para incorporación en el plan de expansión de transmisión no fueron llevadas a cabo.

De todas maneras, la longitud de las líneas de transmisión y la capacidad instalada de los transformadores han ido en aumento constante. En el 2015 se incorporaron al sistema 407.84 km de líneas adicionales.

Ilustración 2 Áreas y zonas del SENI



Fuente: Informe Restricciones Transmisión - OC-SENI.

En torno a la remuneración de la transmisión, conforme la Ley General de Electricidad 125-01, se realiza a través de un peaje de transmisión determinado sobre la base del valor nuevo de reemplazo de una red eficientemente dimensionada, y gestionada con costos eficientes de una empresa modelo, con reconocimiento del costo de capital del orden del 12.38 %¹⁴. Este valor debe ser determinado para cuatrienios tarifarios.

La práctica actual ha establecido un Ingreso Tope (o Revenue Cap en inglés) anual reconocido a la Empresa de Transmisión, utilizando como base de capital la resultante del Estudio de Peaje realizado en el 2009 por la Superintendencia de Electricidad y revisado en el 2010, donde se agregan las inversiones realizadas y programadas para cada año. En este sentido, aún el reconocimiento de ingresos anuales sea correcto, no está acorde a lo

¹⁴ La Ley 125-01, ordena al Banco Central establecer el costo de capital. El último valor publicado es de 12.38 %, establecido a través de la Resolución 15-2010 de la Junta Monetaria.

establecido por la Ley; dado que el principio utilizado tiende una regulación de "Tasa de Retorno".

Durante el 2015, el peaje reconocido ascendió a RD\$122.9 millones de pesos dominicanos, según la resolución de la Superintendencia de Electricidad de 2015. Mientras que los ingresos reales de ETED ascendieron a RD\$119.1 millones de pesos dominicanos según el informe de desempeño de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales para el 2015, un 97.0 % del peaje reconocido.

4.3 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD

Las actividades de distribución y comercialización de la electricidad en el SENI son llevadas a cabo por tres empresas de patrimonio público, EDEESTE, EDENORTE y EDESUR. Responden a la coordinación empresarial de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales y cuentan con contratos de concesión con el derecho exclusivo de comercializar energía dentro de su zona de concesión de forma exclusiva a los usuarios regulados.

Tabla 4 Compra, importe y precio medio por distribuidora, 2015
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Empresa	Compras (GWh)	Compras (MMUS\$)	Precio Medio US\$ ctv/kWh
EDENORTE	3,963.9	532.7	13.4
EDESUR	4,694.0	610.0	13.0
EDEESTE	4,424.4	464.4	10.5
Total	13,082.3	1,607.1	12.3

Fuente: Preparado con datos del Informe de Gestión Comercial, CDEEE; diciembre 2015.

Durante el 2015, las compras de energía eléctrica de las denominadas EDE's ascendieron a 13,080.1 GWh, 652.08 GWh adicionales a los comprados en 2014. El importe de las compras ascendió a USRD\$1,607.1, de lo cual se obtiene un precio medio de compra de 12.3 US\$/kWh. Del total de electricidad comprado, EDESUR adquirió el 38.0 %, EDENORTE 33.1 %, mientras que EDEESTE el restante 28.9 %.

En cuanto a las pérdidas, se observa un incremento de 2.7 % respecto al 2014, al cerrar con 4,075.9 GWh. De este valor, el 54.4 % se originan en el transporte y distribución de electricidad y 45.6 % a las provocadas por conexiones ilegales.

En cuanto a la comercialización de la electricidad, las Empresas de Distribución de Electricidad reportan que a 2015 que contaba con una cartera de 2,080,082 clientes, a los cuales les facturados unos 742.6 GWh, equivalentes a un importe de MMRD\$71,192.8. Esta facturación representa el 48.8 % de la generación nacional.

Los sectores de consumo que participan en la cartera de clientes de las distribuidoras son ayuntamientos, comercios, gobierno, industrias, usuarios no regulados y residenciales. De estos el sector de mayor participación en 2015 fue el residencial, el cual representa el 91.3 % de los clientes. Este sector también es el de mayor facturación en términos energéticos, representando el 42.7 % de la energía entregada a los clientes. En términos monetarios el importe facturado al sector residencial ascendió a unos MMRD\$26,270.0, de los cuales fueron cobrados unos MMRD\$25,128.1.

Por otra parte, el sector comercial representó la segunda posición en cuanto al número de clientes con el 7.3 %, mientras que el sector industrial representa tercer lugar en con una ponderación del 0.7 %. No obstante, en términos de facturación, el sector industrial representa el segundo lugar en importancia, representado el 22.2 % en términos energéticos y 26.6 % en términos monetarios.

Los usuarios no regulados, aun cuando representan el 0.012% del total de clientes de las distribuidoras, les facturaron el 14.4% de la energía eléctrica, es decir el 11.1 % de la factura eléctrica total en términos monetarios.

El resto de clientes corresponden a las instituciones de gubernamentales y a los ayuntamientos, las cuales poseen una participación de 0.5 % y 0.2 % de la cartera de clientes. A estos sectores en conjunto les fueron facturados unos 1,097.4 GWh, equivalentes a unos MMRD\$10,414.8.

Tabla 5 Comercialización de electricidad, 2015

	No. de Clientes	Facturación		Cobros (MMRD\$)
		(GWh)	(MMRD\$)	
Residenciales	1,473,022	3,326.1	23,568.1	22,825.7
Comercial	152,669	761.4	7,636.7	7,436.8
Bonoluz	426,286	523.0	2,701.9	2,302.4
Industriales	13,735	2,000.3	18,967.5	18,967.5
UNR's	243	1,298.3	7,912.8	7,899.5
Gobierno	10,531	883.0	8,221.1	7,642.3
Ayuntamientos	3,596	214.4	2,193.8	1,548.2
Total	2,080,082	9,006.4	71,192.8	68,622.4

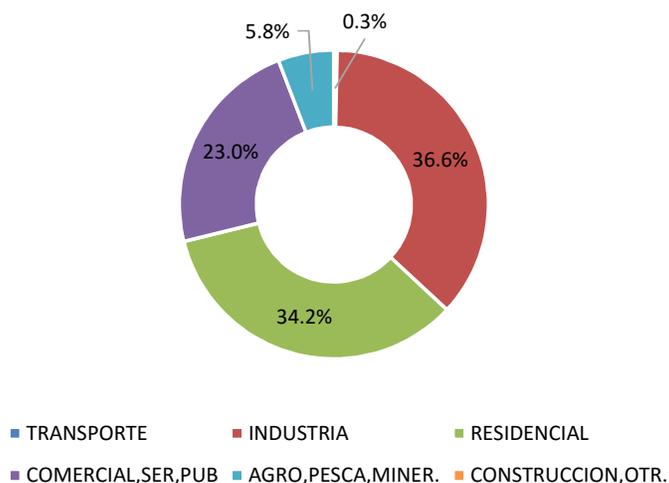
Fuente: Elaboración propia en base al Informe de Gestión Comercial, CDEEE, diciembre 2015.

4.4 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Cabe esperar que el aumento de las inyecciones a la red en 5.4 % traiga consigo un aumento del consumo de energía eléctrica, como se observa en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta del 2015¹⁵. Según las cifras del BNEN, el país requirió 15,543.91 GWh para satisfacer sus necesidades de electricidad, lo que en términos absolutos significa 678.88 GWh más de lo necesitado en el año anterior, equivalente a crecimiento de 4.6 %.

Desde el punto de vista sectorial, industrias y hogares son los de mayor peso en el consumo final, 36.6 % y 34.2 %, respectivamente. En cambio, comercial/servicio y público tiene el 23.0 %, agro/pesca y minería un 5.8 % y transporte el restante 0.3 %. Es importante anotar que industria explica el 78.3 % del aumento total del consumo eléctrico, los hogares el 15.2 % y los demás sectores el restante 6.5 %.

Gráfico 15 Demanda de Electricidad por sectores de uso final, 2015.
Valores expresados en %



Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

En lo que tiene que ver con la demanda de electricidad de las distribuidoras, en el año del estudio ascendió a 15,246.38 gigavatios hora y, como habría que esperar, el 48.0 % corresponde a la Macroregión Metropolitana, seguida por el 29.3 % de la Norte, el 11.9 % de la Sur y el restante 10.7 % de la ubicada en la parte Este. La proporción en que dicha demanda fue satisfecha se mantuvo dentro de los márgenes en que se ha movido en los últimos años, 85.2 %; en cambio, las EDE's no abastecieron el 14.8 %.

Desde el punto de vista geográfico, el Norte del país registró el más elevado porcentaje de satisfacción, 87.9 %. Les siguen, la Metropolitana con 85.4 %,

¹⁵ En las estimaciones de la demanda eléctrica nacional se incluyen las facturaciones de las EDE's, la demanda de los Usuarios No regulados, la facturación de los Sistemas Aislados, la demanda de los Autoprodutores, así como las pérdidas no técnicas de las EDE's. Estas últimas para los fines del balance de energía se consideran como consumos de los sectores de uso final, aun cuando no sean facturada y/o cobrada por las empresas de distribución por un problema de gestión.

el Este con 85.1 % y el Sur con el más bajo de las proporciones, 78.0 % y, en términos de desabastecimiento, los casos más notorios lo constituyen el de esta última macroregión y la del Este, 22.0 % y 14.9 %. Con menores proporciones aparecen el Norte con 12.1 % y Metropolitana con 14.6 %

5 SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Las políticas planteadas en el PEN 2004 - 2015 para el subsector hidrocarburos se referían al reordenamiento de las actividades de exploración de hidrocarburos, distribución, comercialización, transporte y manejo de las facilidades de combustibles, así como la reingeniería para la incorporación de una institución gubernamental que regule el sector, que instrumente y fortalezca la política Estatal.

Analizando las proyecciones del Plan Energético Nacional 2004-2015 y la situación actual del Subsector Hidrocarburos, se verifica que las medidas están pendientes o se encuentran con un mínimo de ejecución.

El PEN estableció la necesidad de incrementar la capacidad de almacenamiento y establecer una reserva estratégica para los combustibles y el crudo, en principio porque la demanda de los combustibles importados continúa en aumento, y porque las capacidades actuales de almacenamiento indican que el país no cuenta con una reserva estratégica para enfrentar cualquier desabastecimiento prolongado que pueda acaecer considerando la posición geográfica de República Dominicana, situada en ruta de huracanes y fallas geológicas.

En algunos momentos la capacidad de la reserva estratégica del país ha oscilado entre siete (7) días para el GLP y veintiún (21) días para el Fuel Oil. Las nuevas instalaciones de almacenamiento corresponden estrictamente a nuevos proyectos de generación, y a la respuesta del mercado en la migración vía sustitución de un combustible a otro, como es el caso de la gasolina regular al gas licuado de petróleo.

A nivel legislativo el PEN 2004-2015 identificó que la normativa vigente en materia de hidrocarburos necesita ser modernizada y acotada, con el objeto de eliminar la dispersión existente. La Ley No. 4532-56 sobre Exploración y Explotación de Petróleo, ampliada en la Ley 4833 del 1958 no incentiva la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos, además de que no está acorde con la realidad del sistema de negocio actual en materia petrolera, por lo que se propone su sustitución por una nueva ley que llene el vacío normativo y organizativo en el Subsector Hidrocarburos de República Dominicana.

La ley de hidrocarburos vigente es de carácter estrictamente impositivo (Ley No. 112-00), es por esta razón que la misma debe ser reformulada en una Ley General de Hidrocarburos, con el propósito de unificar, ordenar y actualizar el régimen legal de la cadena de hidrocarburos, así como establecer consideraciones de los elementos ambientales. En cuanto a la regulación del mercado de gas natural en el país, el PEN estableció la necesidad de promulgar una Ley Marco de Gas Natural, cuyo objeto sea regular el régimen

jurídico de las actividades relativas al gas natural en todas sus dimensiones, incluidas todas las actividades, desde la importación, producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización. Como también la repartición por tuberías, y acceso a instalaciones del energético, en lo relativo a la distribución de este hidrocarburo (monopolio existente). La Comisión Nacional de Energía ha elaborado un anteproyecto de Ley Marco de Gas Natural, el cual ha sido socializado con más de cuarenta agentes del sector energía.

5.1 OFERTA DE HIDROCARBUROS

La oferta interna de hidrocarburos ascendió en 2015 a 7,183.8 kTep, 10.0 % adicionales respecto a 2014. Se compone esencialmente por petróleo y derivados (70.5 %), gas natural (13.7 %), carbón mineral (10.6 %) y coque (5.2 %).

Anteriormente se analizaron las participaciones de estos hidrocarburos (véase sección 3.1 sobre la oferta energética), razón por la cual a continuación se analizan las operaciones de la Refinería Dominicana de Petróleo:

5.1.1 REFINERÍA

Las actividades de refinación de crudo en el país las lleva a cabo la Refinería Dominicana de Petróleo, S. A. (REFIDOMSA PDV¹⁶). A inicios del 2015 REFIDOMSA realizó una parada de planta, la cual tenía como objetivo la recuperación de la capacidad perdida por antigüedad. Para el 2014 la capacidad de refinación era de unos 27,000 barriles diarios (Bbl/d), siendo su capacidad de procesamiento original unos 34 kBbl/d. Luego de 4 meses y medio de parada de planta y de una inversión de MMUS\$28.1 en la realización de 50 procedimientos de cambio de maquinaria, equipos y ductos, la refinería fue reinaugurada el 30 de octubre del 2015 por el presidente de la República, Lic. Danilo Medina Sánchez. Durante la parada de planta, la cual inicio a partir de mediados de enero hasta finales de mayo, el suministro de derivados se mantuvo gracias al aumento de las importaciones por parte de la refinería, las cuales en el primer semestre aumentaron un 76.57% en 2015 respecto a las registradas en el mismo periodo en 2014.

La Refinería Dominicana informa que en lo adelante las próximas paradas de planta serán programadas para que se realicen cada dos años para el mantenimiento del catalizador, y otra cada seis años para la realización del mantenimiento general. En cuanto a inversiones futuras, se contempla la ampliación de la capacidad de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo y otros derivados, así como la construcción de un puerto exclusivo para la

¹⁶ Las siglas PDV corresponde a la compañía Petroleos de Venezuela, la cual es propietaria del 49% de las acciones de la refinería, mientras que el 51% restante pertenecen al Estado Dominicano.

refinería, a los fines de eliminar la dependencia del puerto de Haina. Más adelante se estaría examinando la posibilidad de cambio de la tecnología de refinación con el objetivo de mejorar la eficiencia y aumentar la capacidad de refinación. Este último plan estaría directamente relacionado con las recomendaciones del PEN 2004-2015, el cual hace énfasis en la necesidad de una refinería de alta conversión con capacidad para satisfacer la totalidad de la demanda nacional de derivados.

Tabla 6 Producción e Importación de derivados de Petróleo de REFIDOMSA, 2014 y 2015
Valores expresados en kBbls

Derivados	Producción 2014	Importaciones 2014	Producción 2015	Importaciones 2015
GLP	183.29	3,791.62	81.48	4,153.22
Gasolina	2,268.69	4,599.19	1,333.55	6,366.22
Kerosene ¹⁷	75.05	0.00	44.58	0.00
Avtur	1,801.30	1,032.55	1,069.92	1,858.09
Diésel	2,693.02	4,372.76	1,547.60	6,287.63
Fuel Oil	2,431.55	837.82	1,546.37	1,309.23
Total	9,452.90	14,633.95	5,629.50	19,974.39

Fuente: Elaboración propia en base a informaciones de REFIDOMSA, 2016.

El insumo de petróleo ascendió a 5,935.7 kBbls en 2015, equivalentes a unos 825.0 kTep¹⁸. En términos energéticos, con una eficiencia de 92.9 % se obtuvo la siguiente estructura de producción por fuentes: 26.8 % de fuel oil, 26.1 % diésel, 20.1 % gasolinas, 17.3 % avtur, 1.0 % gases de refinería, 0.9 % gas licuado de petróleo y 0.7 % kerosene.

Al 2014, los productos refinados por REFIDOMSA PDV representaron el 14.1 % de la oferta total nacional de derivados, mientras que las importaciones por parte de la misma empresa representaron el 50.0 %. Al hacer este análisis para el 2015 vemos el efecto de la parada de planta, ya que la producción solo representó el 11.43 % de la oferta nacional de derivados, mientras que las importaciones totales, incluyendo las de la refinería, alcanzaron el 88.57 %.

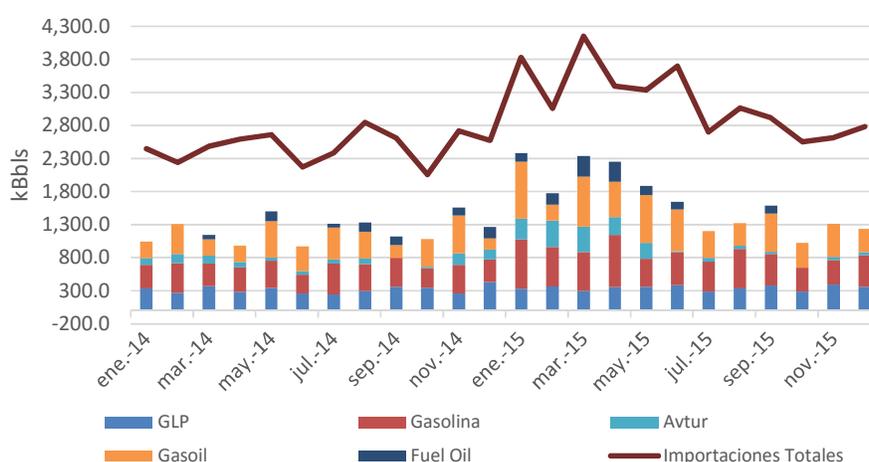
¹⁷ La producción de Kerosene, a los fines de BNEN, se estima a partir de la producción de Keroavtur reportada por REFIDOMSA. 96 % Avtur y 4 % Kerosene y asume que no importa kerosene, solo Avtur.

¹⁸ En términos energéticos el análisis debe realizarse en esta unidad ya que los poderes caloríficos de los derivados no pueden ser analizados en unidades que expresen volúmenes.

Por otra parte, si queremos analizar el porcentaje de la demanda de derivados que fue satisfecha a partir de la producción de REFIDOMSA, observamos que en el 2014 se abasteció el 25.9% de los requerimientos, mientras que en el 2015, por los efectos de la parada de planta solo se alcanzó el 14.2 %.

Al 2015, la refinería importó el 100 %, del petróleo crudo; 92.78 %, de las Gasolinas; 74.76 %, del Diésel; 67.48 %, del Avtur; 14.05 %, Fuel Oil; y 38.65 % del Gas Licuado de Petróleo. En conjunto las importaciones de las fuentes indicadas el 39.65 % y 59.75 % de la oferta total y las importaciones totales, respectivamente.

Gráfico 16 Importaciones REFIDOMSA PDV vs Importaciones Totales de derivados de petróleo a 2014 y 2015



Fuente: Elaboración propia en base a informaciones de REFIDOMSA y Banco Central, 2016.

5.2 DEMANDA DE HIDROCARBUROS

En 2015, la demanda de hidrocarburos ascendió a 3,250.7 kTep, destacándose el sector transporte con una participación del 58.3 %, seguido de los sectores industrial e residencial con participaciones de 22.8 % y 14.0 %, respectivamente.

La demanda del sector transporte se compone de gasolinas (861.9 kTep), diésel (585.2 kTep), glp (424.4 kTep) y gas natural (22.3 kTep). Las tres primeras son fuentes que tradicionalmente han estado presentes en la demanda de este sector, no obstante el gas natural he venido penetrando a desde el año 2010, con un crecimiento promedio anual acumulado de 109.5 %.

Al 2015, la demanda de hidrocarburos del sector industrial se ubicó en 742.0 kTep, de estos el 66.6 % fue demandado por la industria de Cemento y Cerámica, el 11.0 % correspondió a la industria alimenticia, el 8.8 % a los parques industriales de zona franca, el 5.2 % a la industria de químicos y

plásticos, el 4.8 % a los requerimientos de los ingenios azucareros, mientras que el resto de industrias, 3.5 %. A nivel de las fuentes, el sector industrial incluye en sus requerimientos coque (50.4 %), diésel (13.9 %), gas natural (12.3 %), carbón mineral (11.9 %), glp (6.9 %), fuel oil (4.4 %), y gasolina (0.2 %).

Por otra parte, en el sector residencial, la demanda de hidrocarburos ascendió a 368.0 kTep en la zona urbana y 86.4 kTep en la zona rural, para un total de 454.4 kTep. Las fuentes hidrocarburíferas requeridas en este sector son glp para cocción y calentamiento de agua, así como kerosene para iluminación.

6 SUBSECTOR ENERGÍA RENOVABLE

La importancia del desarrollo de las energías renovables radica en que contribuyen al aprovechamiento de los recursos naturales con los que cuenta la nación, al tiempo que benefician al medio ambiente y, en muchos casos, representan una solución factible, en términos tecnológicos y económicos, para la población en sentido general y en mayor medida para comunidades que se encuentran aisladas de la red nacional de energía eléctrica.

Entendiendo que los altos costos de inversión de las energías alternas frente a las fuentes tradicionales, el PEN 2004 - 2015 basaba sus medidas de políticas en tres aspectos importantes del subsector:

- 1) Creación del marco normativo del subsector;
- 2) Políticas económico-empresariales y financieras, que incluyan un régimen de incentivos especiales;
- 3) Otorgamiento de financiamiento permanente.

En cuanto al aprovechamiento del potencial de energía renovable se propusieron metas en cinco áreas del subsector.

La primera de estas energías es la eólica, para la cual se propuso lograr unos 500 MW de capacidad instalada al año 2015. Para ese año se habían otorgado 15 concesiones para proyectos eólicos, equivalentes a 849.5 MW, no obstante solo se llevaron a cabo 3 de estos proyectos (Quilvio Cabrera y los Cocos I y II) con una capacidad instalada de 85.45 MW¹⁹.

La segunda área de atención son los biocombustibles, tanto el Etanol y el Biodiésel. En el caso particular del Etanol, se proponía la mezcla de este con gasolinas. Esperándose que para el 2012 el Etanol represente el 10% de la composición, alcanzando el 25% al final del periodo. Mientras que para el caso del biodiésel se esperaba que en la mezcla se logre el 5% para el 2015. Al contrarrestar lo planificado con lo acontecido se observa que se han creado los instrumentos normativos para llevar a cabo esta política (a través de la Ley 57-07, sobre Incentivos a las Energías Renovables), además se han registrado importaciones de biocombustibles durante el periodo 2010 - 2014, como consecuencia de los permisos otorgados en cuanto al biodiesel. En lo referente al etanol, tenemos que no existe en nuestro país ningún tipo de producción de dicho biocombustible para fines carburantes.

El aprovechamiento de la biomasa representa la tercera área de orientación del PEN en este subsector. En este caso se planteó la posibilidad de uso de los residuos agrícolas y animales para la producción de biogás, para finalmente generar electricidad en pequeñas plantas autoproducidas o en

¹⁹ El Parque Larimar I, inaugurado en marzo del 2016, se encontraba en fase de construcción. Con la puesta en funcionamiento de este último se adicionan 49.5 MW a la capacidad instalada del SENI.

plantas interconectadas. Para el 2015 se esperaba que la capacidad instalada en esta tecnología alcanzara los 50 MW. En la actualidad se cuentan con unos 1.4 MW instalados para autoproducción en granjas agrícolas. Adicionalmente se han otorgado 2 concesiones definitivas para generación interconectada a base de biomasa, aportando en caso de construirse 31 MW adicionales. Una de estas inició su construcción en 2014, la Central San Pedro BioEnergy, la cual estaría interconectada al SENI en el 2016, y contaría con un capacidad instalada de 30 MW a bagazo de caña de azúcar.

Tabla 7 Relación propuestas sobre energía renovable en el PEN 2004 - 2015 vs realidad a 2015.

Área	Meta	Realidad a 2015
Eólica	Instalación 500 MW a 2015 ²⁰ .	<ul style="list-style-type: none"> • 85.45 MW Instalados • 49.5 MW en construcción • 849.5 MW concesionados
Biocombustible	Etanol Mezcla del 10% al 2012. Mezcla del 25% al 2015. Biodiésel Mezcla del 5% al 2015.	Se ha establecido esta política en la Ley 57-07. En el período 2010 - 2014 la penetración en el sector transporte ha sido en promedio de 0.3 %.
Biomasa	Generación de electricidad a partir del biogás generado de residuos agrícolas y animales, para auto consumo y/o interconexión: Instalación de 50 MW al 2015.	<ul style="list-style-type: none"> • 1.4 MW instalados en granjas agrícolas autoproductoras a 2015. • 30 MW interconectados al SENI en el 2016. • 1 MW concesionado a espera de desarrollo del proyecto por los inversionistas.
Residuos Sólidos Urbanos	Instalación del 60 MW al 2015. Instalación de 120+ MW al 2020.	20 MW concesionados provisionalmente.
Innovación e investigación	Promover la Investigación e innovaciones energéticas plausibles de ser introducidas al mercado local, especialmente las energías oceánicas, los combustibles artificiales, el hidrogeno y las pilas de combustibles, nuevos métodos de almacenamiento de energía (pilas	A la fecha no se han desarrollados programadas de investigación en materia de energía renovable.

²⁰ A razón de 50 MW en promedio por año.

cinéticas, aire comprimido o energía neumática) y sus aplicaciones combinadas con métodos tradicionales.

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Plan Nacional de Energía 2004 - 2015.

Otra de las líneas de política en temas de energía renovable del PEN fue el aprovechamiento de Residuos Sólidos Urbanos (RSU). A partir de esta fuente se proponía la instalación de centrales con tecnología de recolección de metano (regasificación) y/o por incineración. Para el año 2015 se esperaba contar con 60 MW de capacidad instalada, duplicándose para el 2020. En este sentido en 2015, se realizaron modificaciones a la ley, las cuales más adelante serán expuestas.

Este subsector cuenta con la Ley 57-07, sobre Incentivo a las Energías Renovables y sus regímenes especiales, y su reglamento, emitido por decreto 202-08. Ambos instrumentos responden a la necesidad del subsector de un marco normativo de fomento a las energías renovables, la cual fue identificada en el PEN 2004 - 2015. En este se establecen regímenes de incentivos fiscales, procedimientos para solicitud de concesiones provisionales y definitivas, regímenes económicos por fuentes, entre otras.

Bajo el amparo de esta Ley se cuentan con 19 concesiones definitivas de proyectos de energía renovable, las cuales incluyen las concesiones descritas en la tabla 9 y otras 6 concesiones para proyectos solares fotovoltaicos y mini centrales hidroeléctricas, que en conjunto adicionarán 929.5 MW al sistema una vez sean completados y puestos en operación. No obstante, para el 2015 se habían desarrollado dos proyectos eólicos interconectados con capacidad de 85.45 MW. Adicionalmente se encontraban en construcción tres proyectos de generación de electricidad, uno a biomasa de 30 MW, uno solar de 30 MW y otro eólico a 49.5 MW.

Adicionalmente, el objetivo general no. 5 del Plan Nacional de Energía 2004 - 2015 iba orientado a “ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de energía de las comunidades rurales y semi-urbanas”. En este sentido diversas organizaciones como el Programa de Pequeños Subsidios, la Fundación Sur Futuro y la Comisión Nacional de Energía han desarrollado proyectos en busca de lograr la consecución de este objetivo plasmado en el PEN 2004 - 2015.

El Programa de Pequeños Subsidios, se ha dedicado a la construcción de mini centrales hidroeléctricas en 38 comunidades, las cuales conjunto tienen una capacidad instalada de 1.1 MW. Mientras que la Fundación Sur Futuro ha desarrollado proyectos tanto de instalación de paneles solares como de mini centrales hidroeléctricas. Ambos de la Mano de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS).

Por otra parte la Comisión Nacional de Energía, ha desarrollado el Plan de Desarrollo Fotovoltaico, el cual hasta el 2015 había ejecutado 3 etapas en diferentes comunidades de Elías Piña, La Vega y Azua. El mismo se basa en la instalación de un panel fotovoltaico en hogares no conectados a la red, en total se han instalado 20.9 MW y han sido beneficiadas 290 familias.

Otro proyecto llevado a cabo por la CNE es el Programa de Bombillas de Sol, el cual consiste en la instalación de una bombilla de sol en hogares de escasos recursos así como la sustitución de bombillas incandescentes por bombillas fluorescentes. Durante el 2015 fueron instaladas 2,439.0 bombillas de sol y se sustituyeron 5,161.0 bombillas incandescentes por fluorescentes.

Tabla 8 Incentivos de la Ley No.57-07, 2015.

Tipo de Impuesto Exonerado	Cantidad de Autorizaciones	Importe Exonerado por Tipo de Impuesto
Impuestos en la importación	417	MMRD\$1,150.6
ITBIS	419	MMRD\$279.8
Crédito Fiscal	222	MMRD\$361.3
Total	1058	MMRD\$1,791.7

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Departamentos de Incentivos Ley 57-07, 2016.

En cumplimiento con las funciones y atribuciones conferidas por la Ley No. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, en sus artículos 9²¹ y 12²², la CNE ha otorgado aproximadamente un total 2,882 autorizaciones de exoneración de impuestos y de crédito fiscal, en el periodo comprendido desde el año 2008 al 2015, lo cual representa un importe de RD\$4,425.5 millones. Para el año 2015 se emitieron un total de 1,058 Resoluciones de autorizaciones de incentivos, lo que se traduce en un total aproximado de RD\$1,971.7 millones de pesos dominicanos por concepto de exenciones al pago de impuestos.

²¹ Artículo 9. Exención de Impuestos: Faculta a la CNE a recomendar la exención, en un 100%, de todo tipo de impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios por las empresas o personas individuales (según la lista contenida en la Ley y sus actualizaciones), para la producción de energía de fuentes renovables contemplados en la ley. Incluye también la exención del ITBIS . Ley 57-07.

²² Artículo 12: Incentivo Fiscal a los Autoprodutores: En función de la tecnología de energía renovables asociada a cada proyecto, otorga hasta un 40% 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 autoconsumo energético privado y cuyos proyectos hayan sido aprobados por los organismos competentes. Ley 57-07.

7 MARCO NORMATIVO

El Marco Normativo del Sector Energético sufrió modificaciones a diferentes niveles durante el 2015.

El 08 de junio del 2015, fue promulgada la Ley No. 115-15, que introduce modificaciones al artículo 5 de la Ley No. 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Dicha normativa legal, introdujo modificaciones al Literal e) del referido artículo, incrementando la capacidad instalada de 80 MW a 150 MW, sobre las centrales térmicas eléctricas a partir de utilización de la Biomasa, que serían susceptibles de ser acogidas para acceder a los incentivos previstos por la Ley; igualmente, para centrales híbridas o con tecnología de cogeneración, utilizando Gas Natural, Hidrógeno u otro combustible hasta el 50%, como combustible secundario. Además se incluyeron los siguientes literales:

- “Instalaciones que produzcan energía a partir de Residuos Sólidos (RS), hasta una capacidad de potencia generada de 150 MW, de cualquier tipo de tecnología, tales como: incineración para la producción de vapor y electricidad, biometrización, desgasificación de vertederos, proceso de generación de plasma, gasificación, pirólisis y termólisis. Los proyectos energéticos para la producción de electricidad, a partir de los Residuos Sólidos (RS), podrán ser desarrollados con tecnología de cogeneración o híbridos con gas natural hidrogeno u otro combustible, que garantice el cumplimiento de las normas medioambientales aplicables, siempre que la instalación produzca al menos 50% de la energía del ciclo, utilizando Residuos Sólidos (RS) como fuente de energía primaria. Esta energía, tendrá el carácter de energía producida bajo el régimen especial, en el despacho y su totalidad independientemente al porcentaje de hibridación.”
- “Instalaciones para producir del calor interno terrestre (geotérmicas) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia.”
- El 18 de septiembre del 2015, el Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI), hizo pública la aprobación del “*Manual de Procedimientos de la Gerencia de Operaciones*” de la referida institución operadora del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este manual incluye el procedimiento de verificación de los costos variables de producción de las centrales térmicas.
- Durante los meses de octubre y noviembre, mediante la Resolución SIE-056-2015-MEM, dictada por la Superintendencia de Electricidad (SIE), de fecha 13 de octubre del 2015, en su condición de órgano regulador, estableció la modificación al *Reglamento de Licitaciones de Compra y de Venta de Energía Eléctrica mediante Contratos de Largo Plazo*. En la misma, se establecen las bases bajo las cuales los concesionarios del servicio público de distribución, deberán realizar las licitaciones para contratar con empresas generadoras, sus requerimientos de potencia y energía para los clientes regulados.
- Mediante la Resolución SIE-057-2015-MEM, dictada por la Superintendencia de Electricidad (SIE), de fecha 13 de octubre del 2015, se establece el marco general de ejecución de auditorías técnicas a centrales de generación térmica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). En ese tenor, las auditorías serán realizadas con periodicidad de (5) años como mínimo, a los

finés de garantizar la fiabilidad de los datos e información referentes a las unidades térmicas de generación, autoproducción o cogeneración. En ese orden, conforme lo establecido en el referido acto administrativo, los datos a requerir son: los costos variables, potencial efectiva neta, disponibilidad y consumo específico medio y/o rendimiento. El primer ejercicio de auditoría debe realizarse durante el año 2016.

- En fecha del 29 de octubre del 2015, la Superintendencia de Electricidad (SIE) dicta la Resolución SIE-060-2015-MEM, la cual modifica el Código de Conexión, en su Anexo 2 *“Requisitos de señales para el SCADA²³”*, la cual incluye señales no incluidas en el antiguo código.
- En fecha 05 de noviembre del 2015, se dicta el *“Reglamento de Autorización para la Puesta en Servicio de Obras Eléctricas en el SENI”*, mediante la Resolución SIE-061-2015, dictada por la Superintendencia de Electricidad (SIE).
- En fecha del 16 de noviembre del 2015, la Comisión Nacional de Energía (CNE) dicta la Resolución CNE-AD-0012-2015, la cual modifica el *“Procedimiento de Certificación de Sistemas Fotovoltaicos”*, en sus artículos 8, 9 y 11.

²³ Siglas en Inglés del Sistema de Control Suoervisorio y de adquisición de Datos.

8 EVENTOS RELEVANTES

A continuación se presentan los eventos relevantes para el sector energético que acontecieron en el 2015, estos abarcan tanto los cambios en la infraestructura, como fenómenos ambientales que afectaron al sector energético.

- Inicio de construcción de:
 - o Parque Eólico Larimar I, con unos 49.5 MW. Desarrollado por un Agente Público - Privado, la Empresa de Generación Eléctrica Dominicana, S.A. (EGE-HAINA);
 - o Termoeléctrica San Pedro BioEnergy, con 30 MW a Biomasa Primaria. Desarrollado por un Agente Privado, San Pedro Bio-Energy, SRL. (SPBE)²⁴;
- Expansión de la capacidad instalada de las centrales termoeléctricas Los Mina 5 y 6, de 236 MW a 350 MW. Estos 14 MW adicionales generarán a partir del vapor recolectado por dos recuperadoras tipos “Heat Recovery Steam Generators, HRSG” y una turbina de vapor. La inversión total fue de unos de 260 millones de pesos dominicanos. Desarrollado por un Agente Privado, AES Dominicana.
- Parque de generación electro-solar (fotovoltaica) de 30 MW (Monte Plata Solar). Desarrollado por un Agente Privado, General Energy Solutions.
- Como consecuencia de la larga temporada de sequía, se registró una disminución del 25.8% en la generación hidroeléctrica respecto al 2014, al pasar de 1,259.2 a 934.4 GWh en 2015 y 49.78% respecto 2013;
- En octubre de 2015 se reportó que la invasión de algas en Andrés, Boca Chica limitó la generación de la central de AES Andrés, ya que se obstruyeron los filtros de las tomas de agua de la planta, bloqueando el sistema de enfriamiento central.

²⁴ Los proyectos Larimar I y San Pedro BioEnergy han sido inaugurados y han entrado en operación comercial en los primeros meses del 2016, conjuntamente con un parque de generación fotovoltaica de 30 MW (Monte Plata Solar) de la empresa taiwanesa General Energy Solutions. Esta última fue construida por la empresa Soventix y su subsidiaria Soventix Caribbean e Inversión global de US\$110 millones en el 2013.

9 CONCESIONES

9.1 CONCESIONES PROVISIONALES

En el año 2015, la Comisión Nacional de Energía (CNE), en el ejercicio de las atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad (No. 125-01) y sus modificaciones, en su artículo 19, evaluó veintiocho (28) solicitudes de Concesión Provisional. De éstas veintiuna (21) al cierre de ese año se encontraban en proceso de evaluación y consideración, mientras que otras siete (07) habilitaciones fueron otorgadas para realizar estudios, prospecciones y análisis de factibilidad sobre la instalación y explotación de obras eléctricas. De llevarse a cabo los proyectos con concesiones otorgadas se contaría con una capacidad adicional para generación de energía eléctrica de unos 579 MW (Ver Anexo 0).

9.2 CONCESIONES DEFINITIVAS

En cuanto a las Concesiones Definitivas, en el referido periodo fueron tramitadas un total de ocho (08) solicitudes, de las cuáles cinco (05) al cierre de ese año se encontraban en proceso de evaluación, mientras que tres (03) fueron recomendadas al Poder Ejecutivo para el correspondiente otorgamiento de la concesión definitiva, a los fines de construcción y explotación de las obras eléctricas. Dos de las concesiones responden al otorgamiento de permisos de generación eléctrica e interconexión al SENI, mientras que una responde a una concesión para venta de excedentes de energía eléctrica al SENI por parte de un autoproducer (Ver anexo 11.3).

10 LICENCIAS Y AUTORIZACIONES EMITIDAS POR LA DIRECCIÓN NUCLEAR - CNE

A través de la Dirección Nuclear, de la Comisión Nacional de Energía son emitidas las licencias y autorizaciones para el manejo y operación de equipos que emiten radiación ionizante, las cuales son otorgadas luego de visitas de inspección a los centros que los operan. En el 2015, fueron emitidas un total de 83 autorizaciones y licencias para los equipos antes mencionados, las cuales se distinguen por tipos a continuación:

Tabla 9 Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear, 2015.

Tipo de Servicio Brindado	Cantidad
Autorización nueva LIO Tipo I	1
Autorización nueva LIO Tipo II	48
Autorización nueva IR Tipo III	3
Autorización nueva LIC Tipo I	0
Autorización nueva LIC Tipo II	2
Renovación LIO Tipo I	8
Renovación LIO Tipo II	15
Renovación IR Tipo III	3
Permisos	3

Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2016.

11 ANEXOS

11.1 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA NETA

BALANCE ENERGETICO 2015 (kTep)	PETROLEO CRUDO	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	HIDRO	LEÑA	BAGAZO	SOLAR	VIENTO	OTRAS PRIMARIAS	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA	GLP	GASOLINAS + ALCOHOL	KEROSENE	AVTUR	DIESEL	FUEL OIL	COQUE	CARBON VEGETAL	GASES	BIODIESEL	NO ENERGETICOS	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	TOTAL	
PRODUCCION				101.03	551.37	247.84	27.74	62.36	7.80	998.14	1,587.08	7.58	166.09	5.93	142.30	215.10	221.13		72.08	8.46			2,425.73	998.14	
IMPORTACION	832.60	1,006.07	762.14							2,600.82		999.32	850.72		366.22	1,168.92	1,332.21	374.30					183.93	5,275.62	7,876.44
EXPORTACION																			2.47					2.47	2.47
VARIACION DE INVENTARIO	6.40	-18.66	-1.54							-13.79		-4.18	10.97		-7.39	17.41	-10.64							6.17	-7.62
NO APROVECHADO																									
BUNKERS															501.12									501.12	501.12
OFERTA TOTAL	839.00	987.42	760.61	101.03	551.37	247.84	27.74	62.36	7.80	3,585.17	1,587.08	1,002.72	1,027.77	5.93		1,401.43	1,542.71	374.30	69.61	8.46		183.93	7,203.94	8,363.37	
REFINERIA	-824.99									-824.99		7.58	166.09	5.93	142.30	215.10	221.13			8.46				766.57	-58.42
SENI		-861.49	-662.43	-101.03				-62.36		-1,687.32	1,268.95					-248.20	-1,088.83							-68.08	-1,755.40
SISTEMAS AISLADOS		-12.43								-12.43	88.18					-5.07	-186.52							-103.40	-115.83
AUTOPRODUCTORES						-15.52	-19.37		-0.25	-35.14	229.95		-15.82			-394.23	-212.24							-392.34	-427.48
CENTRO DE GAS																									
CARBONERA					-131.78					-131.78									72.08					72.08	-59.70
COQUERIA/A. HORNO																									
DESTILERIA																									
OTROS CENTROS																									
TRANSFORMACION TOTAL	-824.99	-873.92	-662.43	-101.03	-131.78	-15.52	-19.37	-62.36	-0.25	-2,691.65			-15.82			-647.50	-1,487.59							-2,150.91	-2,416.83
CONSUMO PROPIO											54.76		1.30			0.15	22.23			8.46				86.90	86.90
PERDIDAS			19.40							19.40	195.72													195.72	215.12
AJUSTE	14.01	0.00	-9.25							-4.76	0.00	7.92		0.00		0.00	0.00		-2.47					5.45	10.21
TRANSPORTE		22.29								22.29	4.64	424.39	861.88			585.19								1,876.10	1,898.39
INDUSTRIA		91.20	88.03			232.32			4.76	416.31	489.00	51.01	1.29			103.31	32.89	374.30						1,051.80	1,468.109
RESIDENCIAL					419.54		7.96		2.79	430.29	457.48	448.50		5.93					70.42					982.33	1,412.62
COMERCIAL,SER,PUB					0.05		0.42			0.47	307.44	56.45	0.02				18.48			1.66				384.06	384.53
AGRO,PESCA,MINER.											78.03						46.80							124.83	124.83
CONSTRUCCION,OTR.												14.45	24.33											38.78	38.78
CONSUMO ENERGETICO		113.49	88.03		419.59	232.32	8.38		7.55	869.36	1,336.59	994.80	887.52	5.93		753.78	32.89	374.30	72.08					4,457.89	5,327.24
NO ENERGETICO																							183.93	307.06	307.06
CONSUMO FINAL		113.49	88.03		419.59	232.32	8.38		7.55	869.36	1,336.59	994.80	1,010.65	5.93		753.78	32.89	374.30	72.08				183.93	4,764.95	5,634.30
% Ajuste/Oferta Total	1.7%	0.0%	-1.2%							0.1%	0.0%	0.8%		0.0%		0.0%	0.0%		-3.5%					0.1%	0.1%

Actualizado al 04 de Julio de 2016.

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

11.2 CONCESIONES PROVISIONALES

No. de Concesión	Peticionaria	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Otorgamiento	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CP-0001-2015	IC Power DR Operations, S. A. S.	Eólica	50 MW	17/04/2015	18 Meses	Límites territoriales de las provincias de Puerto Plata, Montecristi y Valverde.
CNE-CP-0002-2015	Aeropuerto Internacional del Cibao, S. A.	Solar Fotovoltaica	3 MW	20/04/2015	18 Meses	Licey, Santiago.
CNE-CP-0003-2015	Madoral Overseas Limited	Gas Natural	414 MW	30/04/2015	18 Meses	Manzanillo, Montecristi.
CNE-CP-0004-2015	Green Wheels Dominicana, S. R. L.	Residuos Sólidos Urbanos	20 MW	05/05/2015	12 Meses	Rafey, Santiago.
CNE-CP-0005-2015	Montelux, S. R. L.	Solar Fotovoltaica	15 MW	18/06/2015	12 Meses	Montecristi.
CNE-CP-0006-2015	Consorcio Energético Punta Cana - Macao (CEPM)	Eólica	50 MW	08/06/2015	18 Meses	Polo, Barahona.
CNE-CP-0007-2015	Cristóbal Colón, S. A.	Biomasa	7 MW	21/06/2015	12 Meses	San Pedro de Macorís.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2016.

11.3 CONCESIONES DEFINITIVAS

No. de Concesión	Peticionaria	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Otorgamiento	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CD-0001-2015	Los Orígenes Power Plant, S. R. L.	Gas Natural	75 MW	11/05/2015	20 Años	San Pedro de Macorís.
CNE-CD-0002-2015	Complejo Metalúrgico Dominicano, S. A. (METALDOM)	Fuel Oil No.2 y No. 6	46 MW	11/05/2015	30 Años	Santo Domingo.
CNE-CD-0003-2015	Pueblo Viejo Dominicana Corporation (PVDC)	Gas Natural, Fuel Oil y Diésel.	215 MW	14/05/2015	40 Años	San Pedro de Macorís.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2016

12 GLOSARIO

- **AVTUR o Combustibles para motores de avión a reacción:** los combustibles que reúnen las propiedades requeridas para usarse en motores de reacción y en motores de aviación de turbina, refinados principalmente del keroseno.
- **Balance de Energía:** es una representación sintética de la totalidad del sistema energético, contabilizando los flujos físicos de la energía en los procesos que van desde su estado en la naturaleza hasta su utilización final. El balance energético es el cuadro habitual de las estadísticas energéticas de un país y es un instrumento para el estudio de la estructura de su sistema energético. Al referirnos al Balance de Energía, solemos nombrarlo como Balance Nacional de Energía Neta (BNEN) o Balance Energía Neta (BEN), en todo caso hacemos referencia a lo mismo.
- **Bagazo de Caña de Azúcar (BZ):** residuo de la actividad agrícola de la industria azucarera.
- **Biodiésel:** Es un combustible compuesto de mezclas de esteres mono alquílicos de ácidos grasos de cadenas de carbonos medias y largas derivados de aceites vegetales o grasas animales.
- **Carbón de Coque (CQ):** es el producido en los hornos de coque mediante la calcinación de carbones especiales.
- **Carbón Mineral (CM):** es el carbón tal cual sale de la Bocamina.
- **Carbón Vegetal (CV):** consiste del residuo sólido de la leña carbonizada en hornos con falta de aire.
- **Centro de Transformación o Tratamiento:** es la instalación real o ficticia donde la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que modifican sus propiedades o su naturaleza original, mediante cambios físicos, químicos y/o bioquímicos.
- **Consumo propio:** es el que incluye los consumos energéticos utilizados en las actividades de extracción, producción, exploración, transformación, transporte, almacenamiento y distribución de las distintas formas de energía. Es el consumo de energía del Sector Energético. No se consideran aquí los consumos de una fuente energética que se transforma en otra fuente energética. (Ej. leña en carbón vegetal, Diésel en electricidad, azúcar en alcohol, etc.).
- **Consumo no energético (NE):** es aquel mediante el cual una fuente energética o potencialmente energética es utilizada como materia prima o como insumo sin que el objetivo del uso, sea generar frío, calor, trabajo o luz. Por ejemplo: los productos petroquímicos básicos (aromáticos, etileno, etc.) obtenidos por transform
is, Gas Distribuido, etc.; los lubricantes; asfaltos; solventes
Los productos agrícolas (caña,

sorgo, mandioca, remolacha) potencialmente energéticos, pero cultivados con la finalidad de producir alimentos, bebidas o materias primas, no se consideran como fuentes energéticas.

- **Electricidad (EE):** es la producida por todo tipo de centrales térmicas fósiles, nucleares, hidráulicas, eólicas, solares y geotérmicas.
- **Energía Final:** es aquella energía primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la energía tal cual entra al sector consumo y se diferencia de la anterior por el consumo propio del sector energía. La misma incluye al consumo energético y al consumo no energético.
- **Energía Hidráulica (HE):** es la proveniente de un curso de agua ya sea para generar electricidad en una central o para accionar bombas, molinos, ruedas, etc.
- **Energía Neta:** es aquella energía primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo, y a la cual se le han deducido las pérdidas anteriormente mencionadas.
- **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.
- **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.
- **Energía Eólica (EE):** es la energía disponible directamente en forma de corriente de viento, captada y transformada por un comportamiento (aerogenerador).
- **Energía Solar (SO):** es la energía disponible directamente en forma de radiación, o sea la captada y transformada por un equipamiento intermedio (colector, panel fotovoltaico, concentrador).
- **Fuel Oil (FO) - Fuel Oil N° 6:** mezclas de hidrocarburos con una viscosidad de por lo menos 40 centistokios a 20 grados centígrados y un contenido de asfalto de por lo menos 1%. Se trata de residuos de petróleo crudo, como el residuo viscoso obtenido de las operaciones de refinación del petróleo crudo una vez que han sido separados la gasolina, el keroseno y a veces destilados más pesados (como el gasóleo o el Diésel oil). Se usa comúnmente en los buques y en las instalaciones industriales de calefacción en gran escala como combustible de hornos o calderas.
- **Gas de Refinería (GR):** es el gas que se produce en las Destilerías de Petróleo y en algunas petroquímicas, y que generalmente está formado por

Hidrocarburos 1, 2 y 3 átomos de carbono, más algunos gases inertes (CO₂) y combustibles (SH₂).

- **Gas Licuado (GLP):** es el propano y/o butano que se consume envasado en envases y se inyecta a las redes de algunas localidades de los países.
- **Gas Natural (GN):** incluye tanto el no asociado (es decir el procedente de yacimientos que producen solamente hidrocarburos gaseosos), como el asociado (es decir el que procede de yacimientos que producen hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos) y también el metano extraído por arrastre de vapor en las cabezas de los pozos. Se incluye también el Gas Natural Licuado.
- **Gas Oil - Diésel Oil (GO) - Fuel Oil N° 2:** los gasóleos (con un punto de inflamación en recinto cerrado de por lo menos 55 grados centígrados y que destilan el 90% o más del volumen a 360 grados centígrados), los combustóleos (con un punto de inflamación en recinto cerrado entre 55 y 190 grados centígrados y una penetración de aguja de 400 o más a 25 grados centígrados). Se usa como combustible en los motores Diésel de combustión interna, como combustibles de los quemadores en instalaciones de calefacción tales como hornos. Los datos se refieren a los productos llamados comúnmente combustibles Diésel, Diésel oil (gasóleo), gas oil, solar oil, etc.
- **Gasolina Motor (GS):** son las gasolinas de bajo y de alto octanaje. Son una mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles, con la posible adición de pequeñas cantidades de aditivos, que ha sido preparada para formar un combustible apropiado para usarse en los motores de combustión interna de encendido por chispa. Incluyen la gasolina natural. Gasolinas de Aviación (AVGAS): son los cortes de derivados de petróleo utilizados por los aviones con motores ciclo Otto.
- **Kerosene (KE):** comprende mezclas de hidrocarburos con un punto de inflamación superior a 38 grados centígrados, que destilan menos del 90% en volumen a 210 grados centígrados, se trata de un combustible refinado del petróleo crudo, con una volatilidad intermedia entre la de la gasolina para motores y la del gasóleo, libre de gasolinas y de hidrocarburos pesados como el gasóleo y los aceites lubricantes. Se usa para producir iluminación y también como combustible en ciertos tipos de motores de encendido por chispa, como los que se emplean en tractores agrícolas y motores estacionarios. Los datos incluyen los correspondientes a los productos que se conocen comúnmente como petróleo lampante, keroseno de gran volatilidad, keroseno industrial y aceite de alumbrado.
- **Leña (LE):** madera en bruto de los troncos y ramas de los árboles destinadas a ser quemadas para cocinar, calefacción o producción de energía. Las plantaciones pueden ser bosques naturales o implantados.
- **No Energéticos (NE):** son los productos petroquímicos básicos (aeromáticos, etileno, etc.), los lubricantes, asfaltos, solventes, aguarrás, grasas, etc. cuyo uso no genera frío, calor, trabajo o luz.
- **Petróleo Crudo (PE):** comprende el producto líquido obtenido de los pozos de petróleo y consiste predominantemente en hidrocarburos no aromáticos

(parafínicos, cíclicos, etc.) siempre que no hayan sido objeto de otros procesos que los de decantación, deshidratación o estabilización (remoción de ciertos hidrocarburos gaseosos disueltos, para facilidad de transporte) o que se hayan añadido solamente hidrocarburos recuperados previamente por medio físicos en el curso de los procesos mencionados. Los datos sobre el petróleo crudo incluyen los condensados en el yacimiento.

Otras Primarias (OP): dentro de las que tenemos a la Energía Eólica (EO): es la energía cinética del viento captada por un equipamiento eólico o un aerogenerador y los Residuos de Biomasa (RB): son los generados en las actividades agrícolas, agroindustriales, forestales y urbanas, juntamente con el estiércol del ganado, siempre que se los pueda utilizar energéticamente. Tales como la Jícara de Coco, Cascara de Arroz y Café.



AV. RÓMULO BETANCOURT NO. 361, BELLA VISTA
SANTO DOMINGO, REPÚBLICA DOMINICANA
TEL.: 809-540-9002 / FAX. 809-566-0841
CÓDIGO POSTAL: 10111

www.cne.gob.do