

ESCENARIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA: MODELO REGULATORIO Y ROL DEL ESTADO

Tesista: Abog. CHADIA ABREU

Director de Tesis: Dr. Ramiro Fernández Avina

Buenos Aires, 2019



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

RESUMEN

El presente trabajo de investigación, tiene como propósito analizar los posibles escenarios del sector eléctrico dominicano, desde la óptica del rol que debe asumir el Estado, tomando en cuenta los potenciales efectos de la aplicación de los instrumentos de política pública vinculados con el mismo y la alta complejidad de las interacciones que se verifican al interior del propio sistema, así como su dimensión económica, social y ambiental. A través de entrevistas a actores claves del sector, expertos del área con distintas formaciones e intereses contrapuestos, se define una postura sobre el modelo regulatorio que, desde nuestra perspectiva, mejor se adapta a la República Dominicana, en consonancia con las prerrogativas Constitucionales y legales vigentes, así como las lecciones aprendidas a través de los años. Como resultado de la investigación se determinó que la intervención gubernamental excesiva en el sector, ha politizado los procesos y las políticas, ha producido una gobernabilidad indeterminada y ha distorsionado las señales de los precios y los incentivos adecuados en un mercado libre, lo que ha requerido el crecimiento continuo de subsidios públicos. Por tanto, si bien el Estado constitucionalmente tiene la potestad de convertirse en lo que los administrativistas llaman Estado Empresario; antes de incurrir en la actividad empresarial, el Estado debe enfocarse en una buena regulación que disponga las señales e incentivos adecuados al sector privado y a la población en general e incluya una planificación estratégica que otorgue cierto margen para la toma de decisiones. En tal sentido, se delimita el rol que debe jugar el Estado en el sector, considerando que, (i) el Estado Dominicano no tiene con la institucionalidad suficiente para ser “juez y parte” o establecer “las reglas de su propio juego”, (ii) que las funciones esenciales del Estado en el sector eléctrico son de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador, así como la de fomentar la iniciativa privada, por lo que su participación en la actividad comercial será exclusivamente bajo el principio de subsidiariedad y, (iii) que el Estado debe orientar sus esfuerzos hacia el diseño e implementación de un escenario de seguridad, previsibilidad, transparencia y desarrollo normativo, así como promover e incentivar la participación privada para acceder a capital y *know how* (innovaciones tecnológicas), dentro del cual la industria eléctrica pueda ser una actividad financieramente sostenible.

Palabras Clave: sector eléctrico dominicano, rol del Estado, distorsión del mercado, regulación.

ÍNDICE

Resumen	2
Índice	3
Introducción	6
CAPÍTULO I: Contexto País.....	8
1.1 Generalidades	8
1.1.1 Sector Energético.....	9
1.2 Contexto Energético Global.....	10
1.2.1 Panorama Mundial	11
1.2.2 Transición Energética	14
1.3 Panorama Regional	15
1.4 Panorama Nacional	16
1.4.1 Oferta Primaria.....	16
1.4.2 Oferta secundaria.....	17
1.4.3 Demanda.....	17
1.5 Estructura Institucional	18
1.6 Mercado Eléctrico de la República Dominicana.....	19
1.6.1 Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)	19
1.6.2 Sistemas Aislados.....	21
CAPÍTULO II: Generalidades de la Industria Eléctrica en la República Dominicana.....	22
2.1 Nociones básicas de la Industria Eléctrica	22
2.1.1 Naturaleza física y jurídica de electricidad	22
2.1.2 La energía eléctrica como bien comerciable	23
2.1.3 Propiedades de la electricidad que hacen que sea única.	23
2.2 Políticas Generales y Agentes de la industria eléctrica	24
2.2.1 La Distribución como Monopolio Natural	24
2.2.2 Necesidad de Regulación	26
2.2.3 Generación, régimen de competencia.....	27
2.3 Estructura institucional y modelo económico adoptado para el sector eléctrico dominicano, desde su origen y evolución.	28
2.3.1 Estructura e intervención estatal.....	28
2.3.2 Historia y evolución del sector eléctrico dominicano	29
2.3.3 Cronología a partir de la promulgación de la Ley	32
CAPÍTULO III: Un presente de cambios	37
3.1 Modelo de mercado adaptado por el Sector Eléctrico Dominicano.....	37
3.1.1 Híbrido.....	37
3.1.2 La electricidad, ¿servicio público o servicio esencial?	37

3.1.3 El Mercado de compra venta de energía eléctrica en la República Dominicana	37
3.1.4 Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectad (OC)	38
3.1.5 Optimización del Mercado	38
3.1.6 Regulación cambiante.....	39
3.1.7 Naturaleza jurídica de las distribuidoras	39
3.2 Política Energética	41
3.2.1 Acuerdo de París: Contribución Prevista y Determinada de la República Dominicana.	41
3.2.2 Plan de Desarrollo Económico Compatible con el Cambio Climático (Plan DECCC)	41
3.2.3 Plan Energético Nacional.....	43
3.2.4 Transición de la matriz generación a carbón y gas natural	44
3.2.5 Las plantas a carbón, regresan a la palestra pública.	47
3.2.6 Central Termoeléctrica de Punta Catalina (CTPC).....	49
3.2.7 Generación de propiedad cien por ciento (100%) estatal.....	51
3.3 Transiciones Actuales.....	53
3.3.1 Pacto Nacional por la Reforma del Sector Eléctrico (Pacto Eléctrico).	53
3.3.2 Proyecto de Transición Energética – Fomento de Energías Renovables	55
3.3.3 Transición a Gas Natural	59
3.3.4 Programa de Rehabilitación de Redes	59
3.3.5 Tarifas y subsidio.	60
CAPITULO IV: Posibles Escenarios.	62
4.1. Retorno a la integración vertical.	63
4.1.1 Historia.	63
4.1.2 Una época de cambios	64
4.1.3 Experiencia Comparada.	65
4.2 Liberalización y privatización.	68
4.2.1 Historia	68
4.2.2 Experiencia comparada.	69
4.3 Híbrido A.....	70
CAPITULO V: Modelo propuesto- Híbrido B	74
5.1 Función del Estado según la Constitución dominicana.....	74
5.1.1 Un Estado Empresario.....	75
5.1.2 ¿Una intervención estatal forzada?: Principio de Subsidiariedad	76
5.2 Esquema de Tarifa, distorsión de precios y calidad del servicio.....	78
5.2.1 Política Electoral vs. Políticas Publica y Capacidad de Pago.....	79
5.2.2 Subsidio e Impacto Fiscal.	81
5.2.3 Voluntad de Pago vs. Capacidad de Pago de la Población	83
5.2.4 Gestión de la Demanda y Apagones.	84
5.2.5 Rehabilitación de Redes ¿Deber del Estado?	86
5.3 Contratos de Participación Publico Privada (PPP).....	87

Conclusiones	89
Bibliografía.....	94
Anexos.....	97

INTRODUCCIÓN

El déficit permanente del suministro de electricidad a lo largo de todo el territorio de la República Dominicana constituye una realidad palpable que afecta todas las actividades de la vida nacional, al incidir con alto impacto en áreas sensibles. La crisis energética que enfrentamos actualmente se resume en una constante interrupción del servicio, así como considerables pérdidas técnicas y el robo de electricidad a través de conexiones ilícitas, causando a su vez elevadas tarifas minoristas para cubrir estas ineficiencias y provocando una significativa carga fiscal para el gobierno a través de subsidios directos e indirectos, además de altos costos para los consumidores, debido a que mucho de ellos dependen de una electricidad alternativa autogenerada que resulta muy costosa.

Numerosos estudios realizados por entidades públicas y privadas, nacionales e internacionales, sobre su naturaleza técnica y económica, han evidenciado que una de las causas fundamentales de *“la crisis que socava el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, lo constituyen los altos costos de la matriz energética actual, cuyas fuentes de producción corresponden predominantemente a combustibles fósiles de precios volátiles y distorsionantes.”* (Banco Interamericano de Desarrollo, 2017) Estos altos costos son consecuencia de las distorsiones y disfunciones que provoca la interacción del modelo político, que es medularmente clientelar y populista, con el modelo de negocios rentista y marcadas tendencias monopólicas y oligopólicas.

En tal sentido, siendo la electricidad un servicio de utilidad pública e interés colectivo, corresponde al Estado enfrentar de manera inmediata los retos descritos, con el propósito de garantizar el acceso a la electricidad a todos los usuarios que la requieran en condiciones de universalidad, continuidad, eficiencia, calidad, equidad tarifaria y preservación del medioambiente, conforme lo dispone el Numeral 2 del Artículo 147 de la Constitución Dominicana y el Art. 91 de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

Como resultado de todas las circunstancias antes expuestas, así como irremediables errores del pasado y acuerdos que nos mantenían de manos atadas, el Estado dominicano se ha visto obligado a pagar precios exorbitantes, llegando las a adquirir la energía al precio más caro del mercado durante el año 2013, que en ese momento oscilaba entre 22.3 y 25.4 centavos de dólar por kilovatio. A su vez teniendo en cuenta el significativo crecimiento del país desde el punto de vista demográfico (según cifras de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el año 2030, la demanda energética se duplicará, pasando de 13 GW/h a 24 GW/h.), y que *“La energía más cara es la que no se tiene”*, el gobierno tomó la arriesgada y muy criticada decisión de incurrir en la generación eléctrica, a través de dos unidades de generación eléctrica a carbón de 376 MW brutos cada una, para un total de 752 MW denominada Central Eléctrica Punta Catalina, la cual constituirá un punto focal de nuestro análisis.

A pesar de que a simple vista pueda parecer contradictorio, lo cierto es que el país ha iniciado una transición hacia una matriz energética más sustentable, lo que se observa no sólo en los proyectos renovables en funcionamiento y construcción sino también en los importantes cambios regulatorios que se vienen suscitando, así como en el *“Pacto Eléctrico”*, el cual también tendrá un papel protagónico en las páginas siguientes, debido a los importantes cambios que introduce y lo complejo que ha resultado lograr este acuerdo de voluntades.

Es de suma importancia recordar que cada estructura normativa debe estar adaptada a la realidad de cada sistema eléctrico, por eso hay que observar las vicisitudes de cada país y tomar en

cuenta una gran variedad de factores, como: los objetivos de la política energética, el comportamiento sociológico de la población, el grado y la naturaleza de la competencia en el mercado eléctrico, el interés y el papel prospectivo del sector privado, la generación disponible, las diferentes tecnologías disponibles, y sobre todo el marco normativo en el cual los proveedores operarán (MAURER & BARROSO, 2011). Por tales motivos, el objeto del presente trabajo es analizar los posibles escenarios del sector eléctrico dominicano, desde la óptica del rol que debe asumir el Estado, tomando en cuenta los potenciales efectos de la aplicación de los instrumentos de política vinculados con el sector eléctrico dominicano, así como la alta complejidad de las interacciones que se verifican al interior del propio sistema y sus dimensiones económica, social y ambiental.

El presente estudio ha sido estructurado de la siguiente manera: en el Capítulo I se muestra un panorama general de la República Dominicana de manera que el lector pueda ubicarse en el contexto país. Luego, en los Capítulos II y III se hace una descripción de las generalidades de la industria eléctrica dominicana, sus características jurídico-económicas y los agentes que intervienen en ella, así como un exhaustivo recuento y análisis de la historia y evolución del sector desde sus inicios, la política energética a través del tiempo y las transiciones en curso. Lo anterior tiene dos objetivos: (i) dotar al lector de conocimientos interdisciplinarios básicos para que, sin importar su formación profesional, pueda lograr una mejor comprensión de las intrínsecas del sector eléctrico y sus complejidades y, (ii) segundo, pero no menos importante, resaltar los errores cometidos y las consecuencias de una falta de planificación en el área que nos ocupa. En el Capítulo IV se identifican los posibles escenarios regulatorios y finalmente en el Capítulo V se indaga la función o rol que debe cumplir el Estado dominicano, la justificación del alto grado de intervención estatal actual y las consideraciones que planteamos sobre dichos aspectos.

Vale la pena mencionar que inicialmente tuvimos la intención de replicar el modelo “*Escenarios Energéticos para la República Dominicana*”, sin embargo, luego de un arduo proceso de investigación y entrevistas con expertos del área, de distintas formaciones e intereses, todos sugirieron que se tornaría un proyecto inexacto y no sería una herramienta útil para el país debido a: (i) la falta de cálculos matemáticos y proyecciones confiables disponibles, y (b) el ambiente político en que vivimos, que crea un alto grado de incertidumbre a la hora de toma de decisiones, pues los intereses de política electoral no dan señales claras y reales a los agentes del mercado. No cabe duda de que en un país como el nuestro, la voluntad política es imprescindible, pero los encargados de definir el marco regulatorio deben enfatizar la importancia de establecer y cumplir con continuidad una planificación integral y a largo plazo.

CAPÍTULO I: CONTEXTO PAÍS

1.1 Generalidades

La República Dominicana, ubicada en la Región del Caribe, ocupa dos tercios de la Isla La Española con una superficie terrestre de 48, 310.97 Km², siendo el segundo país con mayor territorio del archipiélago de las Antillas Mayores. Cuenta con una población de 10, 625, 000 millones y una tasa de crecimiento poblacional de 1.1% según la Oficina Nacional de Estadísticas (2016)

Debido a su ubicación, su clima es esencialmente tropical húmedo, con temperaturas entre los 15° C y 30° C, siendo enero el mes con los registros más bajos y agosto el mes más cálido. En cuanto al relieve terrestre, se pueden apreciar diversos accidentes geográficos que dan lugar a cordilleras, depresiones, llanuras, mesetas, mogotes, procurrentes, promontorios, sierras y valles. Esta diversidad de relieve, sumada a una pluviometría promedio que oscila entre los 500 y 3,000 mm³ de lluvia anual, así como la influencia de los vientos alisios, dan lugar a la existencia de diferentes tipos de microclimas, siendo estos: tropical húmedo de sabana, tropical húmedo de bosque, tropical muy húmedo de bosque, bosque seco y monte seco.

El país cuenta con una gran diversidad y riquezas naturales: 1,576 km de costas tropicales, junto a fértiles valles y escarpadas montañas que albergan al pico más alto de todo el Caribe, el Pico Duarte, con una altitud de 3,100 metros. Casi un tercio de la superficie del país está cubierta por bosques; poseemos considerable cantidad de tierras cultivables que representan 22% de la superficie total, y contamos con 123 parques nacionales y reservas protegidas a lo largo de nuestras costas y al interior de la isla que han sido decretados para salvaguardar nuestra extraordinaria biodiversidad. La otra cara de la moneda de estos dones que nos ha brindado la naturaleza es que, por ser una isla tropical, es especialmente vulnerable a los efectos del cambio climático. Los huracanes, las tormentas tropicales, las inundaciones tanto en la costa como en tierra adentro, las sequías, y los incendios forestales son todos fenómenos climáticos extremos que pueden perturbar seriamente nuestro desarrollo social y económico (*Plan de Desarrollo Económico Compatible con el Cambio Climático, Plan DECCC, 2011*). Por igual, emite menos del 0.1% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), sin embargo, dada su condición de isla es muy vulnerable a los impactos del cambio climático, tales como el incremento en la temperatura, el aumento del nivel del mar y la variabilidad de las precipitaciones.

La República Dominicana ha experimentado un fuerte crecimiento económico en años recientes, así como una reducción significativa de la pobreza; según el Banco Mundial, este crecimiento económico ha sido uno de los más fuertes de América Latina y el Caribe en los últimos 25 años. En el informe del Banco Central, se verifica que, durante el primer trimestre de 2018, la economía dominicana registró un crecimiento de 6.4%, manteniendo el ritmo de crecimiento por encima de su potencial y conservando el impulso de las medidas de flexibilización monetaria implementadas a partir del primero de agosto del año 2017.

La proporción de dominicanos viviendo en la pobreza (alrededor de 152 pesos dominicanos o 3 USD por día), se redujo drásticamente de 42,2 % en 2012 a 25,5 % en 2017, de acuerdo a cálculos oficiales. Sin embargo, el gasto social sigue siendo bajo comparado al resto de la región. (*Banco Central R.D., 2018*)

En valores corrientes el PIB de la República Dominicana ascendió en 2017 a US\$71,584 millones, unos US\$3,481 millones adicionales al PIB de 2017, el cual fue impulsado esencialmente por el crecimiento de las actividades de Construcción (9.9%), Manufactura de Zonas Francas (8.1%), Comercio (8.0%), Salud (7.7%), Manufactura Local (6.3%), Comunicaciones (6.3%), Transporte y Almacenamiento (6.2%), Agropecuaria (6.0%), Energía y Agua (6.0%) y Hoteles, Bares y Restaurantes (5.8%) (*Banco Central R.D., 2018*).

La balanza de pagos global cerró el 2018 con un déficit de 141.3 millones de dólares, resultado de un saldo negativo de 760 millones de la cuenta corriente, compensado en parte por un superávit de 435 millones de la cuenta de capital y financiera. (*Banco Central R.D., 2018*)

Según las cifras preliminares del Banco Central y la Dirección General de Crédito Público, la deuda externa del sector público consolidado al cierre de marzo de 2018 ascendía a US\$20,728.1 millones, equivalente a un 26.5% del Producto Interno Bruto (PIB). Los niveles de deuda externa aumentaron en US\$1,633.3 millones con respecto a marzo 2017, es decir, 8.6%. El aumento de la deuda externa se debe fundamentalmente a los montos desembolsados durante el año 2018 por la emisión de los Bonos Soberanos. De los US\$20,728.1 millones de deuda, US\$20,415.4 corresponden al sector público no financiero (98.5%), en tanto que los US\$312.7 millones restantes corresponden al Banco Central, equivalentes a 26.1% y 0.4% del PIB, respectivamente.

Sin embargo, según el informe “Riesgo País II trimestre” del Consejo Monetario Centroamericano (CMCA), la República Dominicana, aunque con un crecimiento sostenido, también es la tercera economía en la región en relación deuda-PIB. La deuda pública de República Dominicana pasó de US\$31,808.5 millones, en abril de 2016, a US\$36,135.4 millones (51.2% del PIB) en abril 2017, para un aumento de 13.6% lo cual, según el CMCA, se debe a una baja recaudación fiscal y la alta vulnerabilidad energética con impacto en cuentas externas. De igual manera, el informe identifica un nivel de reservas internacionales relativamente bajo, así como cuentas fiscales expuestas a variaciones cambiarias, dada una elevada proporción de deuda en moneda extranjera, como los factores de riesgo país en República Dominicana.

1.1.1 Sector Energético

En los últimos años en el sector energético se está dando una redefinición de la oferta energética, debido al impacto de factores económicos, tecnológicos y geopolíticos. Algunos organismos que se dedican al análisis de estos temas como el *World Energy Council*, señalan ciertos aspectos que contribuyen a este proceso dentro de los cuales se destacan el efecto de la volatilidad de los precios de los denominados “*commodities*”, así como el impacto de la recesión económica y las discusiones sobre el cambio climático.

Adicionalmente, muchos países han adoptado las iniciativas propuestas en los acuerdos como el COP21 y las metas desarrollo sostenible en materia de energía de la Organización de las Naciones Unidas, las cuales contribuyen a la reducción de la incertidumbre frente a las acciones de mitigación del cambio climático, así como al compromiso de los países a aumentar la participación de las Energías Renovables en la matriz de generación.

1.2 Contexto Energético Global

El acceso universal a un nivel asequible, confiable y sostenible de energía (Objetivo de Desarrollo Sostenible-ODS 7), resulta esencial para lograr otros ODS, y constituye el eje de los esfuerzos para la mitigación del cambio climático y el cumplimiento del Acuerdo de París.¹ Hoy en día, cerca de 1000 millones de personas aún viven sin electricidad, y cientos de millones más viven con un suministro insuficiente o poco confiable. Al mismo tiempo, aproximadamente 3000 millones de personas utilizan combustibles contaminantes como leña u otra biomasa para cocinar o calefaccionar sus viviendas, lo que genera contaminación del aire en espacios abiertos y cerrados que tiene impactos generalizados en la salud (*Banco Mundial, 2018*).

El panorama de la energía mundial se encuentra ante una transformación fundamental, y la energía renovable desempeña un papel cada vez más importante en el proceso de ayudar a los países a desarrollar sistemas energéticos modernos y seguros. Los costos marcadamente más bajos de la energía limpia están contribuyendo a esta transición, y las tecnologías disruptivas, como las redes inteligentes, los medidores inteligentes y los sistemas de datos geoespaciales han transformado la planificación energética.

La aplicación de nuevos enfoques a gran escala que combinan electrificación con y sin conexión a la red también han contribuido a generar resultados asombrosos en el acceso a la energía en muchos países. En otros, las minirredes están demostrando ser prometedoras para subsanar la brecha en materia de acceso. Al mismo tiempo, los sistemas de energía solar domiciliarios son cada vez más eficientes y menos costosos, lo que los hace más asequibles en regiones que presentan las mayores deficiencias de acceso a la energía (*Banco Mundial, 2018*).

Actualmente, identificar y movilizar la flexibilidad del sistema es una cuestión que se está volviendo crítica a medida que crece la proporción de renovables variables y de igual manera, se enfrentan a los desafíos de abordar el envejecimiento de las flotas nucleares o de carbón. Las fuentes importantes de flexibilidad del lado de la oferta y la demanda incluyen plantas de energía despachables, redes eléctricas e interconexiones, como respuesta a la demanda y almacenamiento de energía, por lo tanto, la seguridad energética ha alcanzado el estado de principio rector de la transformación del sistema energético.

Los sistemas de suministro de energía a nivel mundial se encuentran en un punto de inflexión, en este sentido, el observatorio de asuntos del Consejo Mundial de la Energía ilustra los tres asuntos principales de los que deben ocuparse las políticas públicas en materia energética, siendo estos los siguientes: (i) la continua incertidumbre en lo relativo a un futuro marco climático y a los precios futuros del CO₂, (ii) la alta volatilidad de los precios de la energía, que crea incertidumbre para los inversores, y (iii) el contexto mundial de recesión (*Consejo Mundial de Energía, 2017*).

Las inversiones del sector eléctrico requieren marcos de políticas consistentes y de largo plazo, sin embargo, los gobiernos deberán garantizar regulaciones flexibles para permitir el avance

¹ Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), así como la undécima sesión de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP-MOP11). Terminó con la adopción del Acuerdo de París que establece el marco global de lucha contra el cambio climático a partir de 2020

tecnológico, la inversión en investigación, desarrollo y demostración y la adopción de nuevos modelos de negocios y alentar el cambio de comportamiento (*International Energy Agency IEA, 2018*).

1.2.1 Panorama Mundial

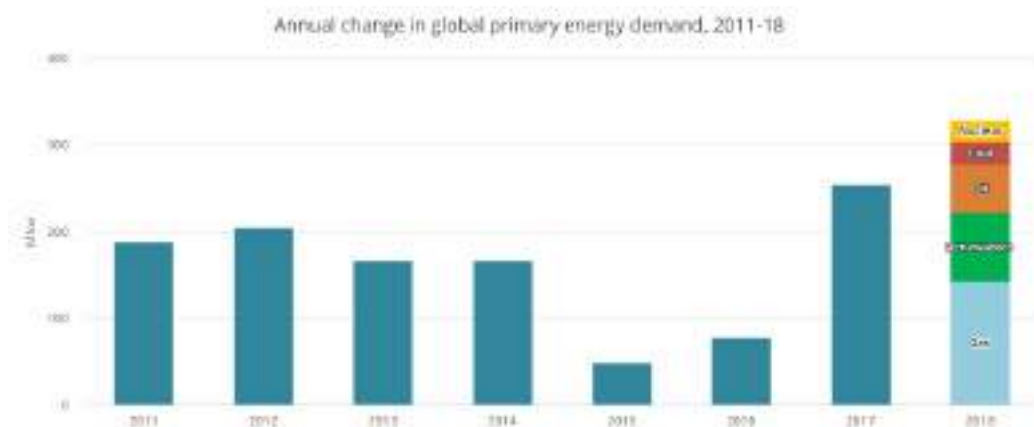
Según el informe anual sobre energía y emisiones de CO₂ de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), “*Global Energy & CO₂ Status Report 2018*”, el consumo de energía en el 2018 aumentó a un ritmo dos veces mayor que el promedio de crecimiento desde 2010. Una mayor demanda de energía eléctrica fue responsable de aproximadamente la mitad del crecimiento total del consumo de energía. La demanda de todos los combustibles aumentó, siendo el gas natural el que tuvo mayor crecimiento. Como consecuencia, las emisiones de CO₂ aumentaron un 1,7%, batiendo un nuevo récord. Las energías renovables tuvieron un crecimiento de dos dígitos respecto del año pasado, pero no estuvieron a la altura del crecimiento mundial de la demanda de energía eléctrica.

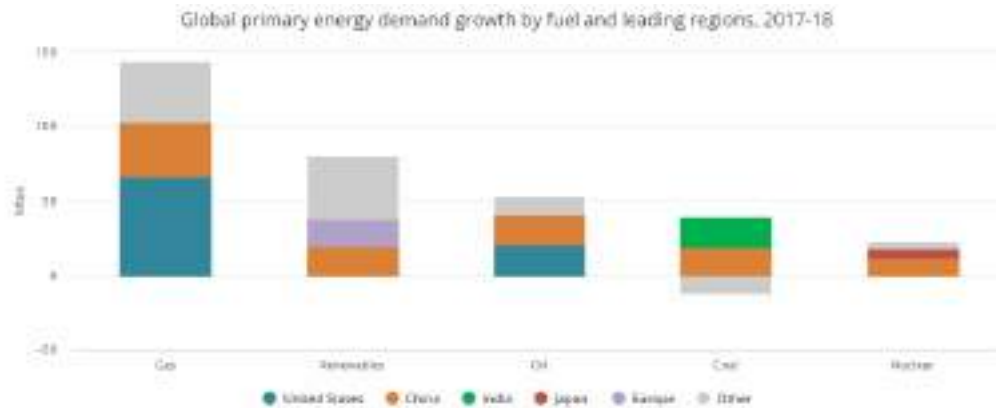
Consumo de energía

En 2018, el consumo de energía mundial aumentó un 2,3%, casi el doble del ritmo de crecimiento promedio de los últimos años. Este aumento se debe a una economía global más robusta, sumado a temperaturas extremas que requieren mayor calefacción y refrigeración en varias partes del mundo.

La demanda global de gas se expandió a su ritmo más rápido desde 2010, con un crecimiento interanual del 4,6%. Las energías renovables, que crecieron en más del 4%, cubrieron alrededor de una cuarta parte del crecimiento de la demanda total de energía primaria. Esto se debió en gran medida a la expansión en la generación de electricidad, donde las energías renovables representaron el 45% del crecimiento en 2018. La energía nuclear también creció un 3,3% en 2018, principalmente como resultado de la nueva capacidad en China y el reinicio de cuatro reactores en Japón. En todo el mundo, la generación nuclear alcanzó el 7% del aumento de la demanda energética.

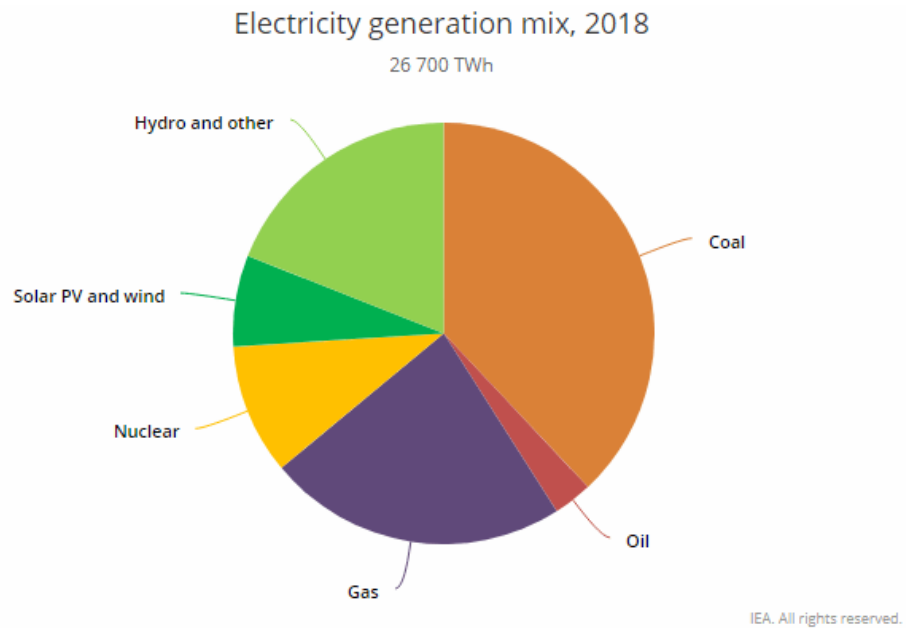
La electricidad sigue afirmándose como el “combustible” del futuro, con un aumento de la demanda mundial de electricidad del 4% en 2018 a más de 23000 TWh. Este rápido crecimiento está empujando a la electricidad hacia una participación del 20% en el consumo final total de energía. El aumento en la generación de energía fue responsable de un poco más de la mitad del crecimiento de la demanda de energía primaria. El petróleo y el carbón crecieron a niveles similares, con un crecimiento significativo en la generación de energía a carbón más que compensando las disminuciones en el uso de carbón en otros lugares.



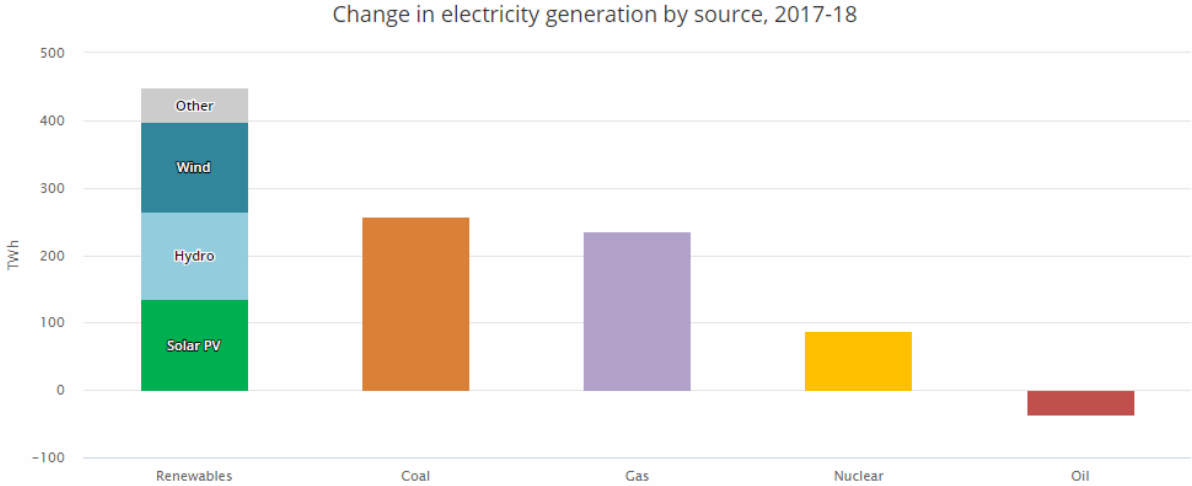


Energía eléctrica

La mitad del aumento del consumo de energía corresponde a la electricidad. La demanda de energía eléctrica mundial aumentó un 4% en el 2018, siendo este el crecimiento más acelerado desde el 2010. Aproximadamente un quinto del aumento de la demanda fue consecuencia de las condiciones climáticas.

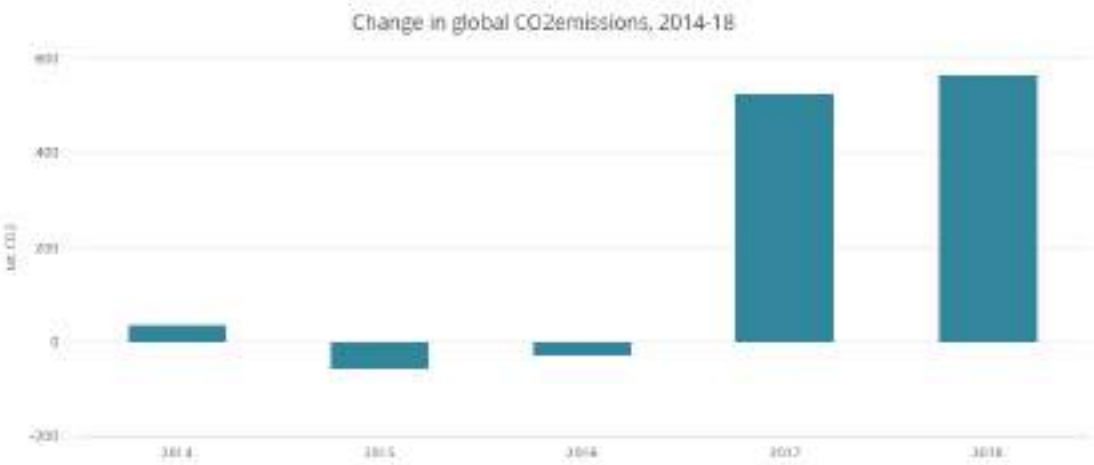


Las fuentes de energía renovable fueron responsables del 45% del aumento total de la demanda eléctrica, mientras que el carbón supuso el 26% de este aumento.



Emisiones de CO2

A causa del aumento de la demanda de energía mundial, las emisiones de CO2 aumentaron un 1,7%, es decir, en 560 Mt, llegando a un máximo histórico de 33,1 Gt. Como resultado, las emisiones aumentaron un 0,5% por cada 1% de crecimiento económico global, mientras que el promedio era de 0,3% desde 2010. La concentración promedio de CO2 en la atmósfera fue de 407,4 ppm en el 2018, 2,4 ppm mayor que en 2017.



China, India y Estados Unidos representaron el 85% del aumento neto de emisiones, mientras que las emisiones disminuyeron en Alemania, Japón, México, Francia y el Reino Unido. Particularmente, las emisiones en China e India aumentaron un 2,5% y 4,8% respectivamente. En Estados Unidos, a pesar de que el aumento fue del 3,1%, las emisiones tienen niveles similares a los de los años 90, es decir, 14% menores que en el 2000. Esta disminución es mayor que en cualquier otro país del mundo. Por su parte, en Europa las emisiones disminuyeron un 1,3%, con Alemania a la cabeza. En el Reino Unido, las emisiones llegaron a sus niveles más bajos desde 1888. En Japón las emisiones bajaron por quinto año consecutivo, y en México, por segundo año consecutivo.

Dos tercios del aumento de las emisiones se deben al sector eléctrico. El carbón es el mayor responsable, habiendo causado un tercio de las emisiones. Se halló que de 1° C que aumentó la temperatura promedio mundial sobre niveles preindustriales, 0,3° C fueron por emisiones derivadas del carbón.

1.2.2 Transición Energética

Según el reporte de “*Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050*” preparado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), la eficiencia energética y las energías renovables son los principales pilares de la transición energética. Aunque existen diferentes vías para mitigar el cambio climático, las energías renovables y la eficiencia energética son las opciones óptimas para lograr la mayoría de las reducciones de emisiones requeridas con la rapidez necesaria. En conjunto, pueden conseguir más del 90 % de las reducciones de emisiones de CO2 relacionadas con la energía, utilizando tecnologías seguras, fiables, asequibles y ampliamente disponibles.

La decarbonización del sector eléctrico, con predominio de fuentes de energía renovables, permitirá que la cuota de las energías renovables en el sector eléctrico pase del 25 % en 2017 al 85 % en 2050, sobre todo gracias al crecimiento de la energía solar y eólica. Esta transformación requeriría nuevos enfoques en la planificación de la red eléctrica, las operaciones en sistemas y mercados, y la regulación y política pública. A medida que la electricidad baja en carbono se convierta en el principal vector energético, la cuota de electricidad consumida en los sectores de uso final tendría que duplicarse, pasando del 20 % en 2015 al 40 % en 2050. Los vehículos eléctricos y las bombas de calor serán cada vez más frecuentes en la mayor parte del mundo. En lo que respecta a la energía final, la electricidad renovable representaría poco menos del 60 % del uso total de energía renovable, dos veces y media su aportación al consumo total de energía renovable en la actualidad.

La cuota total de energía renovable debe pasar del 15 % del suministro total de energía primaria (STEP), en 2015 a unos dos tercios en 2050. Para cumplir los objetivos climáticos, la intensidad energética de la economía global deberá reducirse en dos terceras partes hasta 2050, de modo que el suministro total de energía primaria de ese año se sitúe ligeramente por debajo de los niveles de 2015, lo cual, pese al importante crecimiento demográfico y económico, se puede conseguir con una mejora notable de la eficiencia energética.

REmap, una hoja de ruta global elaborada por IRENA, concluye que para el año 2050, todos los países podrán incrementar notablemente el porcentaje que representan las energías renovables respecto del uso de energía total, llegando a alcanzar o superar el 60 % del consumo de energía final

total de muchos países. Por ejemplo, China podría aumentar su cuota de energía renovable del 7 % en 2015 al 67 % en 2050.

En 2017, el sector eléctrico sumó 167 gigavatios (GW) de capacidad energética renovable en todo el mundo, lo cual supone un sólido crecimiento del 8,3 % con respecto al año anterior y la continuación de las tasas de crecimiento anteriores, con una media del 8 % anual desde 2010. La generación de electricidad renovable marcó un nuevo récord, con una cuarta parte de la generación de electricidad mundial. Las instalaciones solares y eólicas también alcanzaron nuevos máximos históricos, con la adición de 94 GW de energía solar fotovoltaica (FV), y 47 GW de energía eólica, incluidos 4 GW de parques eólicos marítimos. Los costes de generación de electricidad renovable siguen bajando y hay abundantes pruebas de que el dominio de las renovables en las redes eléctricas puede hacerse realidad, por lo que se puede acelerar la magnitud y el ritmo de implantación de las energías renovables con confianza.

La transformación energética mundial es positiva desde el punto de vista económico. Los costes adicionales de una transición energética integral ascenderían a 1,7 billones de USD al año en 2050. Sin embargo, estos costes se compensarían de largo con los beneficios en materia de salud y reducción de la contaminación atmosférica y los daños ambientales. El Caso REmap indica que la reducción de costes solo en estos tres ámbitos ascendería a 6 billones de USD para 2050. Además, la transición energética vendría a mejorar notablemente la huella socioeconómica global del sistema energético frente a lo que supondría mantener el statu quo, mejorando el bienestar global, el PIB (producto interno bruto) y el empleo.

Para hacer posible la transición energética, la inversión acumulada en el sistema energético entre 2015 y 2050 tendrá que aumentar en torno a un 30 % sobre los 93 billones de USD contemplados en las políticas actuales y previstas, hasta alcanzar los 120 billones de USD. La inversión en energías renovables y eficiencia energética absorbería el grueso de las inversiones totales en el ámbito de la energía. También se incluyen en esta cifra los 18 billones de USD que habría que invertir en redes eléctricas y flexibilidad energética, lo que supondría una duplicación con respecto a las políticas actuales y previstas. A lo largo de este periodo, la economía global tendría que invertir, en total, alrededor del 2 % del PIB medio anual mundial en soluciones de descarbonización, incluyendo energías renovables, eficiencia energética y otras tecnologías facilitadoras. *(IRENA 2017)*

1.3 Panorama Regional

La República Dominicana es un país altamente dependiente de las importaciones de hidrocarburos debido a que no dispone actualmente de reservas fósiles. Por tal motivo, resulta relevante para el presente estudio incorporar algunos datos comparativos del panorama regional en el sector que nos ocupa.

En América Latina y el Caribe, la oferta total de energía ascendió en 2016 a unos 885 MTep. En este sentido, la oferta de petróleo y derivados representó el 33%, mientras que el Gas Natural tuvo una participación del 34%. De esta oferta total, la República Dominicana aportó tan solo 0.9%, ascendente a 8.9 MTep. En el mismo año, la producción de Petróleo ascendió a 9.9 Mbbbl/día, siendo los mayores productores México y Venezuela. La producción de derivados de petróleo se situó en torno a 6,713 kbbbl/día y, en este reglón, Venezuela, Colombia, Brasil y Bolivia quedaron como los mayores productores de la región. Por otra parte, México, Trinidad y Tobago y Ecuador tuvieron una reducción

de su capacidad de producción. México y Trinidad y Tobago registraron una notable reducción de su producción de petróleo, mientras que Ecuador atraviesa un proceso de rehabilitación de su planta de refinación. El 83 % de la producción de derivados en latinoamericana está concentrada en tres fuentes, esto es, gasolina, gas oíl y fuel oíl. El primero con 34 %, el segundo con 31 % y el tercero con 18 %. (OLADE, 2017)

En lo concerniente al Gas Natural y a la luz de las informaciones disponible, se puede concluir que el 2014 fue un año favorable. En efecto, la producción llegó a 297,376 Mm³, equivalente a un crecimiento de 7%, pese a la disminución de la producción de Trinidad y Tobago en 2%. Es importante mencionar que dicha caída afectó a República Dominicana, por ser aquel el suplidor de gas natural del país. (OLADE, 2017)

En cuanto al Carbón Mineral, es posible apreciar que el principal productor de esta fuente energética es Colombia, país que representó en 2014 el 80% de la producción de América Latina y el Caribe, a pesar de que Brasil posee el 39% de las reservas de la región. La producción latinoamericana ascendió en ese año a 110 Mt, de las cuales se exportó el 80.2%, donde las exportaciones colombianas de esta fuente energética representaron el 98.8% del total regional. (OLADE, 2017)

La oferta de fuentes renovables de la región incluye la hidrogenaría, la geotermia, así como la biomasa y los biocombustibles. Debido a que los recursos hídricos son abundantes en la mayoría de los países del centro y del sur latinoamericano tales como Costa Rica, Brasil, Paraguay, Venezuela y Ecuador, el 48% de la capacidad instalada para generación corresponde a centrales hidroeléctricas. (OLADE, 2017)

1.4 Panorama Nacional

La demanda de energía ascendió de 4,531.3 kTep a 5,305.5 kTep en el periodo 2005 - 2015, mostrando una tendencia de crecimiento constante a una tasa promedio anual acumulada de 1.53% en los últimos diez (10) años. Entre los sectores de mayor incidencia en este comportamiento se encuentra el transporte, la industrial y residencial, que aun cuando no necesariamente han mostrado las tasas promedio anual de mayor crecimiento, si tienen una gran relevancia en la demanda total de energía. (OLADE, 2017)

En promedio a lo largo del periodo 2005-2015, el sector transporte ha representado el 37.0% (1,822.5 kTep), residencial 27.3% (1,344.9 kTep) e industrial 26.6% (1,310.3 kTep). Aunque, es bueno resaltar que tres sectores presentan tasas de variación por encima de la general, esto es; Comercio, Servicio/Público (5.5 %), Industrial (3.1 %) y Construcción/Otros (2.5 %). (OLADE, 2017)

1.4.1 Oferta Primaria

La oferta total de energía primaria en los últimos dos quinquenios ha presentado cambios interesantes a nivel general dado que se ha observado el decrecimiento de la participación del petróleo y la relevancia que han adquirido fuentes como el gas natural y el carbón mineral. En promedio, todas estas fuentes representaron el 72.8% de la oferta primaria (unos 1,500 kTep) a lo largo del periodo 2005 - 2015, lo que evidencia la alta dependencia de la República Dominicana de fuentes energéticas importadas. La procedencia de dichas fuentes es de Trinidad y Tobago para el caso del Gas Natural, Venezuela y México para el Petróleo y Colombia en el caso del Carbón. (Comisión Nacional de Energía R.D., 2018)

La producción de fuentes de energía primaria de República Dominicana ascendió a 998.14 kTep en 2015 disminuyendo en 47.68 kTep y en 51.62 kTep respecto al 2005 y al 2014. El efecto de esta caída es un menor aprovechamiento del agua y del bagazo con fines energéticos, ocasionado por la sequía que desde unos años afecta a la República Dominicana y por la merma en la producción azucarera. No obstante, las fuentes de mayor relevancia son leña, el bagazo y la hidroenergía, con participaciones promedio en la producción de energía primaria en República Dominicana de 55.24%, 24.83% y 10.12% a lo largo del periodo 2005-2015. (*Comisión Nacional de Energía R.D., 2018*)

Hidrocarburos

Debido a la ya mencionada gran dependencia de fuentes energéticas importadas, las variaciones de precios del petróleo en las últimas décadas, han inducido grandes tensiones en la economía nacional. A pesar de que se ha convertido en una de las principales fuentes de ingresos fiscales, llegando en ocasiones a representar cerca del 16% del total de los mismos, el aumento de los precios del petróleo en el mercado internacional gravita negativamente, contribuyendo al déficit de la balanza comercial, lo cual afecta la posición de solvencia financiera.²

No obstante, conforme los precios petroleros se han recuperado en los mercados internacionales, el gasto del gobierno en la importación de combustibles también se ha elevado. El valor de las importaciones de crudo se incrementó 30% el año pasado, al sumar US\$3,729.88 millones al terminar el año 2018.

1.4.2 Oferta secundaria

La oferta total de energía secundaria ha alcanzado los 7,203.94 kTep, el valor más elevado en la última década, mostrando una tasa de crecimiento anual acumulada de 1.06% desde 2005. A la consecución de este aumento, contribuyó, por un lado, el cese de las importaciones de petróleo reseñada más arriba y, por otro lado, el crecimiento de la oferta eléctrica y de GLP que en el 2017 experimentaron aumentos de 431.02 kTep respecto al 2005 (5,012.56 en el lapso de tiempo o 501.26 GWh anuales) y 275.84 kTep en relación al 2016 (IEA, International Energy Agency, 2018) (IRENA, International Renewable Energy Agency, 2018). (*Comisión Nacional de Energía R.D., 2018*)

En cuanto a la desagregación por fuentes, el fuel oil, el diésel oil y la electricidad, se han mantenido como las fuentes de mayor importancia, observando respectivamente participaciones promedio de 22.14%, 20.82% y 20.54% a lo largo del periodo de análisis. Sin embargo, las dos primeras mantienen una tendencia hacia la baja a una tasa promedio acumulada de 0.47 % y 0.92 %, por la competencia de otras fuentes que han penetrado a lo largo del período de análisis fruto a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y la búsqueda de alternativas menos riesgosas y de menor costo como el caso del Gas Natural. (*OLADE, 2017*)

1.4.3 Demanda

² El Ministerio de Industria y Comercio haciendo uso de su atribución otorgada por la Ley de Hidrocarburos 112-00, aplicada a los combustibles fósiles y derivados de petróleo, fija los precios de mercado mediante resoluciones semanales que publica en los medios de comunicación. Los precios publicados establecen explícitamente los impuestos a pagar de acuerdo al tipo de combustible.

De acuerdo a los datos arrojados por el Balance Nacional de Energía Neta del 2015, la demanda nivel de fuente presentaba la siguiente distribución: electricidad, 25.09%; gas licuado de petróleo, 18.67%; gasolinas y alcoholes, 16.66%; diésel oil, 14.15%; leña, 7.88%; coque, 7.03%; bagazo, 4.36% gas natural, 2.13%; carbón mineral, 1.65%; carbón vegetal, 1.35%; fuel oil, 0.62%; solar, 0.16%; otras primarias (jícara de coco, cascarillas de café y arroz), 0.14%; kerosene, 0.11%. (*Comisión Nacional de Energía R.D., 2018*)

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 fue superior a la del año anterior, medida a través de la tasa de variación alcanzó el valor de 8.6 %9. 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 194.63, 138.37 y 90.39 kTep en comparación al 2014. (*Comisión Nacional de Energía R.D., 2018*)

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 35.64%, 27.56% y 26.52% respectivamente. No obstante, los sectores transporte, agropecuario, pesca y minería, y construcción y otros, presentaron los crecimientos más relevantes con 20.39%, 9.77% y 5.17%, respectivamente. (*Comisión Nacional de Energía R.D., 2018*)

1.5 Estructura Institucional

El sistema energético de República Dominicana es liderado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Aunque sus competencias están definidas por ley, lo cierto es que ambos actores tienen funciones y responsabilidades transversales en todos los subsectores que conforman el sistema energético nacional.

El Ministerio de Energía y Minas está asociado a la gestión administrativa de instituciones públicas del sector energético, así como la promoción de la política del sector. Este organismo estatal surgió mediante la Ley 100-13 donde se dictamina su función de proponer la política energética nacional, además de velar por el funcionamiento adecuado de los subsectores bajo su tutela. Dentro de sus funciones se encuentra presidir el Directorio de la Comisión Nacional de Energía. (*Ley N°100-13, 2013*)

A su vez la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada por la Ley General de Electricidad 125-01, es la institución estatal responsable de realizar el Plan Energético Nacional, y los planes indicativos de cada subsector, así como proponer el marco normativo para el desarrollo sostenible del sector a la vez que es la encargada de administrar la Ley N° 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.

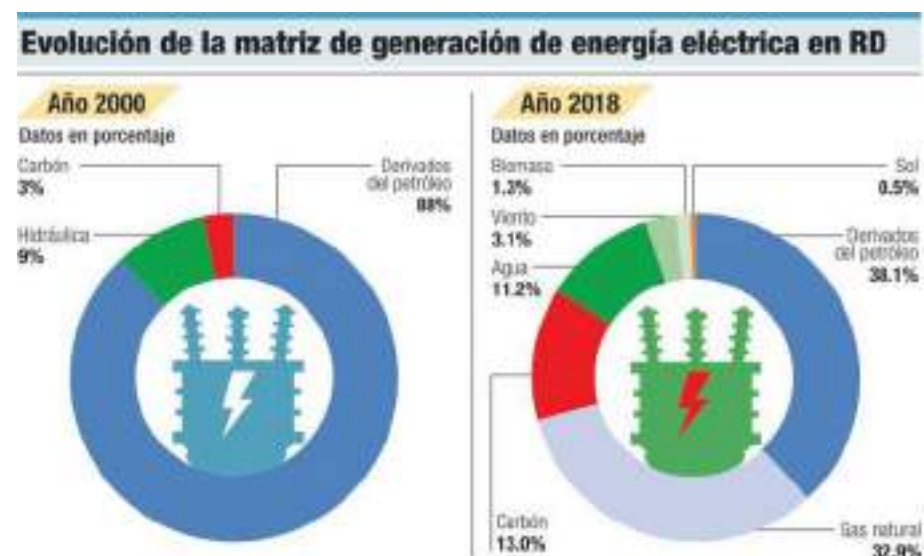
En conjunto ambas instituciones se perfilan como los órganos rectores del sistema energético y por ende responsables de la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético y sus subsectores de energía eléctrica, energía renovable, energía nuclear, hidrocarburos y minería.

Adicionalmente y considerando el potencial impacto de las actividades energéticas sobre el medio ambiente, el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales es la institución encargada de controlar y prevenir la contaminación ambiental en las fuentes emisoras, establecer las normas ambientales y las regulaciones de carácter general sobre medio ambiente, a las cuales deberán sujetarse los asentamientos humanos, las actividades mineras, industriales, de transporte y turísticas;

y en general, todo servicio o actividad que pueda generar, directa o indirectamente, daños ambientales. Debido a la escasez de combustibles fósiles y otras razones, el subsector eléctrico se convierte en el núcleo del Sector Energético Nacional

1.6 Mercado Eléctrico de la República Dominicana.

En primer lugar, debemos resaltar que República Dominicana tiene una de las matrices de generación eléctrica más diversificadas al compararla con países de Centroamérica. Básicamente, gracias a inversiones del sector privado, tras la “liberalización del sector eléctrico” el país ha logrado pasar de tener solo tres fuentes de generación y depender en un 88% de derivados del petróleo en el año 2000, a conseguir generar con cinco fuentes distintas y bajar la dependencia del petróleo a un 52% en el 2015. (*Banco Interamericano de Desarrollo, 2017*). Para abril del 2018, según el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) muestra la matriz de generación eléctrica que está dividida en gas natural 32.9%, hidráulica 11.2%, derivados del petróleo 38.5%, carbón 13.0%, biomasa 1.3%, eólico 3.1%, y solar con 0.5%, según datos suministrados por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

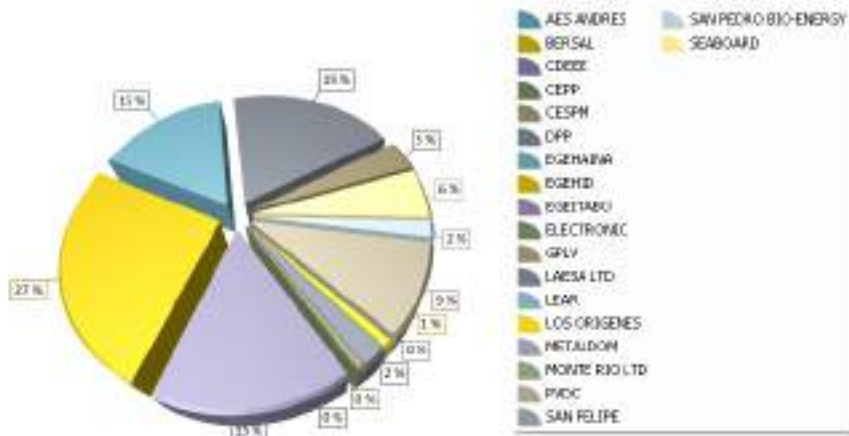


1.6.1 Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) comprende un conjunto de unidades generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución. El segmento de generación se conforma de las empresas que se describen más abajo, de las cuales EGEHAINA y EGEITABO son de capital mixto, manejadas por el agente privado, EGEHID a cargo de la gestión de la generación hidráulica, es de capital público y las demás son empresas privadas.

Abastecimiento por Empresa [%]

29/01/2018



Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc.

La actividad de transmisión es llevada a cabo por una empresa estatal denominada “Empresa de Transmisión Electricidad Dominicana (ETED)”, mientras que la distribución y comercialización de energía eléctrica la realizan cuatro empresas interconectadas, 3 de ellas administradas por el Estado (EDEESTE, EDENORTE y EDESUR) y 1 privada (Luz y Fuerza Las Terrenas).

Empresas Distribuidoras | Enero - Septiembre 2018



Por su parte, el Estado forma parte del Mercado Eléctrico a través de la promoción de políticas, planificación, promoción de inversión, regulación y fiscalización del sector. En este sentido, las instituciones estatales que intervienen en el sector eléctrico son: la Comisión Nacional de Energía (CNE), promotor de políticas e inversión; la Superintendencia de Electricidad (SIE), regulador y

fiscalizador del sistema eléctrico; la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), líder de la gestión corporativa en las empresas eléctricas estatales y el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), que se encarga tanto de la operación del Mercado como de la programación y coordinación técnica del SENI.

1.6.2 Sistemas Aislados.

La República Dominicana cuenta con nueve zonas donde el servicio eléctrico es de calidad y no existen las interrupciones, donde no hay subsidios estatales y no es necesario tener una fuente alterna de autogeneración eléctrica. Se trata de 41,449 habitaciones hoteleras ubicadas en los principales polos turísticos del país, estos reciben energía eléctrica a través de redes de empresas rentables que operan e integran todas las etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización.



Estos sistemas suman en su totalidad una capacidad de generación instalada de 281 megavatios, equivalentes al 11% de la capacidad total del país. Según datos de la Asociación Dominicana de Sistemas Eléctricos Aislados (ADOSEA), estas empresas cuentan con 1,120 kms de líneas de alto, medio y bajo voltaje, detalladas de la siguiente manera: 125 kms de líneas de 138 kilovoltios (kv), 144 kilómetros de 69kv, 592 kilómetros de 12.5kv, 15 kilómetros de 7.2 kv y 244 kilómetros de 208 kv.

Cabe señalar que los sistemas aislados también ofrecen otras ventajas que los hacen más eficientes que aquellos conectados al SENI, pues además de energía eléctrica, ofrecen agua fría y caliente, vapor, aceite caliente, televisión por cable, fibra óptica, arrendamiento de postes y bienes raíces, entre otros servicios.

CAPÍTULO II: GENERALIDADES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA.

2.1 Nociones básicas de la Industria Eléctrica

En la sociedad moderna, la electricidad es algo muy natural, casi todos los aparatos que utilizamos en nuestro trabajo, así como los electrodomésticos de nuestras casas y en algunos casos hasta el transporte funcionan con electricidad. Sin embargo, la electricidad no es un fenómeno tan sencillo como apretar un interruptor.

La energía eléctrica que utilizamos procede de la corriente eléctrica (*BARRERO GONZALES, 2004*). El fenómeno de la corriente eléctrica, no es más que el flujo de cargas eléctricas que recorre un material en una unidad de tiempo (*PURCELL, 2015*). Estas cargas eléctricas pasarán de un elemento conductor "A" otro elemento conductor "B" siempre que entre ambos exista una diferencia de potencial o tensión³; pero para conseguir que haya un flujo constante de cargas eléctricas, es necesario conectar una pila o un generador eléctrico que mantenga constante la diferencia de potencial para que el flujo no se interrumpa. (*ÁLVAREZ PELEGRY, 1997*)

2.1.1 Naturaleza física y jurídica de electricidad

La electricidad que recibimos en nuestros hogares se produce, *grosso modo*, de la siguiente forma: Un generador "A", produce un flujo constante de electricidad; la tensión de este flujo es elevada en un transformador "B" para ser inyectada en una Red de Transmisión "C", a través de la cual la electricidad es transportada. Posteriormente, un transformador reductor "D" reduce la tensión y la electricidad desemboca en un Red de distribución "E", por medio de la cual es distribuida en los centros de consumo "F".

En la República Dominicana, la electricidad se transporta a través de redes de alto voltaje (69 kv y, 138 kv y 345 kv), mediante lo que conocemos como transmisión o transporte de energía eléctrica. En los hogares e industrias en cambio, la electricidad se utiliza a baja tensión (120v, 220v) o media tensión (4.6kv, 12.5kv, <69kv). Como no es posible utilizar la electricidad a voltajes muy altos existen unos transformadores cerca de los centros de consumo, que reducen la tensión y la distribuyen a los consumidores finales. Esta tarea es realizada por las Empresas Distribuidoras, las cuales de acuerdo con nuestra normativa son aquellas "*empresas beneficiarias de una concesión para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a Clientes o usuarios de Servicio Eléctrico Público, dentro de su Zona de Concesión.*" (*RLGE, Decreto N° 555-02, 2012*)

Las distribuidoras, compran potencia y energía a las Empresas Generadoras, quienes pagan un peaje a la Empresa de Transmisión para que transporte esta energía y potencia a través de sus redes, hasta el punto de interconexión con las Empresas Distribuidoras. Una vez allí, la energía y

³ La diferencia de potencial entre dos puntos A y B de un campo eléctrico es un valor escalar que indica el trabajo que se debe realizar para mover una carga "q" desde A hasta B.

potencia son repartidas por la Empresa Distribuidora a cada cliente o usuario final, que la utiliza conforme a sus necesidades. A cambio, el usuario paga a la Distribuidora una tarifa por el uso de la energía y potencia.

En un sistema eléctrico liberalizado, existe otro segmento en la cadena de suministro de energía eléctrica: la comercialización. Esta implica hacer negocio con la electricidad, es decir, revender la electricidad comprada al generador o al distribuidor y obtener una ganancia por ello. En la mayoría de países se permite a las distribuidoras comercializar directamente la electricidad que pasa por sus redes, como sucede en el nuestro. Sin embargo, lo más común es que el comercializador y el distribuidor coexistan y sean rivales: como el distribuidor puede comercializar la electricidad, y es además quien se encarga del mantenimiento y operación de las redes, es la primera opción de los consumidores, por lo que el comercializador debe comprar grandes cantidades de electricidad para obtener ciertos descuentos y dar un trato más personalizado al consumidor para captar clientes.

Resumiendo, la industria eléctrica se fundamenta esencialmente en 4 actividades que tienen como objetivo común satisfacer la demanda de electricidad de cada país: (i) la generación, (ii) el transporte o transmisión, (iii) la distribución y, (iv) comercialización, actividades que están unidas indisolublemente, de manera tal que, sin la existencia de una, las demás carecerían de razón de ser.

2.1.2 La energía eléctrica como bien comerciable

Ahora bien, para situar esta industria en un contexto jurídico, debemos advertir que la energía eléctrica, sin importar cuál sea su fuente y las personas de carácter público o privado a quienes pertenezca, se considera un bien jurídico comerciable por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes generales y especiales. (BARREIRO, 2002)

Resulta muy interesante analizar si la electricidad debe recibir un tratamiento de bien mueble, en tanto que tiene un precio, un uso determinado, un proceso industrial de producción y es objeto de transacciones comerciales (BORDA, 1998). Si nos basamos exclusivamente en las características antes expuestas, podríamos afirmar que la electricidad es una cosa; en ese caso, las disposiciones aplicables a las “cosas” serían aplicables a la electricidad. Sin embargo, la electricidad tiene dos propiedades físicas intrínsecas que le dan características únicas, tanto en relación a sus aspectos operativos, como a los aspectos económicos y legales, y por lo tanto inevitablemente debe recibir un trato exclusivo, diferente de las demás “cosas” en el comercio. (BARREIRO, 2002)

2.1.3 Propiedades de la electricidad que hacen que sea única.

La primera de ellas y quizá la más importante, es que la electricidad hasta la fecha no puede almacenarse en grandes cantidades: se consume o se pierde. A pesar de que gracias a la tecnología hemos visto avances significativos, a la fecha la electricidad debe generarse, transportarse y distribuirse conforme a las necesidades del momento en que ello ocurre, llegando a los lugares donde será consumida por medio de las redes a través de las cuales viaja a una velocidad cercana a la de la luz (300,000,000 metros por segundo). (Edison Electric Institute, 2000)

La otra, se refiere a la imposibilidad de encaminar la electricidad a voluntad; es preciso transportarla a través de una red especialmente diseñada. Por tanto, las redes de transmisión y distribución deben tener elementos y factores sumamente específicos para que la electricidad pueda recorrer largos trayectos y llegar a su destino final. (Edison Electric Institute, 2000)

La extrema complejidad del funcionamiento adecuado de una industria basada en tan peculiares principios es evidente a partir de la propia formulación de ellos. Estos advierten la singular relación que debe existir entre las diferentes etapas de la industria eléctrica, así como también los peligros que subyacen de un funcionamiento de ella con reglas poco claras, no sólo en el aspecto técnico operativo, sino también en lo referente a las relaciones económicas y jurídicas que nacen de la participación simultánea e interdependiente de sus diversos actores. (FERRE, 1999)

Precisamente por la complejidad de la industria, la energía eléctrica necesaria para la vida diaria no puede ser abastecida por cada usuario independientemente a un costo sostenible. Además, si tomamos en cuenta que tanto la transmisión, como la distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales y consecuentemente tienen una clientela cautiva, es lógico que las empresas que ofrecen este servicio tengan un control absoluto del mercado y puedan abusar de su posición.

Como ya mencionamos, en la actualidad, la electricidad es considerada como una necesidad indispensable para el ser humano. Por tal razón, el Estado tiene la obligación de proteger a sus ciudadanos de este tipo de abusos monopólicos, garantizando la distribución general y continua de un servicio de energía eléctrica de calidad, a precios justos, para atender estas necesidades generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo a las regulaciones pertinentes.

Veamos esta situación desde las peculiaridades de la distribución. Las empresas Distribuidoras tienen exclusividad zonal, siendo ellas las únicas autorizadas a prestar el servicio en su área geográfica. Esta posición incluye además de muchos beneficios económicos, una cartera de clientes cautivos, es decir que la captación de los consumidores está garantizada de antemano debido a la necesidad que tienen del servicio eléctrico y la imposibilidad de adquirirlo mediante otras opciones (DECKER, 2015). Inmediatamente, nos surge la duda de porqué la ley atribuye esta exclusividad en vez de contemplar un régimen de competencia. La respuesta es muy simple: la distribución de electricidad es un Monopolio Natural.

2.2 Políticas Generales y Agentes de la industria eléctrica

2.2.1 La distribución como Monopolio Natural

En un modelo de competencia perfecta existen infinitos consumidores y productores, todos buscan tomar decisiones óptimas para maximizar utilidades y beneficios, sin barreras de entrada, con información completa y sin asimetrías, en el contexto de un mercado con producto homogéneo y sin intervención estatal. (ARIAS, 2004)

En condiciones de monopolio, por el contrario, sólo existe una persona o una sola empresa que produce determinado bien o servicio, teniendo en cuenta que este bien o servicio no tiene un sustituto⁴; es decir, ningún otro por el cual se pueda reemplazar sin ningún inconveniente. El productor de este bien tiene una gran influencia y control sobre el precio del bien, puesto que aporta y controla la cantidad total que se ofrece en el mercado (MCDONNELL, BRUE & FLYNN, 2011). Debido al gran poder y control del mercado que recae sobre estas empresas, existe la posibilidad de que cometan grandes abusos en

⁴ Bienes sustitutos, por ejemplo, pueden ser el café y el té; el café es sustituto del té y el té es sustituto del café, puesto que, ante la falta de uno de ellos, los consumidores pueden optar por consumir el otro.

contra de los consumidores. Por lo tanto, desde el punto de vista del bienestar social, el monopolio conlleva unos efectos menos deseables que los derivados de la competencia económica.

Ahora bien, cuando hablamos de monopolio natural nos referimos a aquella estructura de mercado en la cual la producción en condiciones de competencia conlleva costos mucho más elevados que en condiciones monopólicas, es decir, que el costo de abastecimiento del mercado es mínimo al ser realizado por una única empresa (*Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, 2009*).

Un monopolio natural se caracteriza fundamentalmente por las siguientes condiciones:

(i) Son economías de escala, estas tienen lugar cuando el costo de producir una unidad extra (costo marginal) disminuye a medida que la producción aumenta. Esto quiere decir que una vez que la empresa ingresa al mercado, a medida que va expandiéndose, observa que sus costos medios disminuyen, lo cual hace que otras empresas no puedan competir con ella (*BONIFAZ, 2014*).

(ii) Presenta subaditividad de la función de costos: Se dice que en la producción de un bien existe monopolio natural cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir, cuando una sola empresa es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión, a un costo menor o igual al que tendrían dos o más empresas (*PEREYRA, 2002*).

(iii) Existen barreras de entrada: estas pueden ser técnicas, debido a los altos costos fijos iniciales que tiene la infraestructura necesaria para la prestación del servicio, limitan o hacen poco probable la introducción de competencia en esta actividad o; legales como lo es la concesión de franquicias de exclusividad para abastecer un Mercado. Las barreras legales normalmente surgen para reforzar las barreras técnicas cuando los argumentos políticos son esgrimidos por grupos de interés fundamentados en el control de la información tecnológica y de costos (*BONIFAZ, 2014*).

Otras posibles causas de un monopolio natural, son: los elevados costos de transporte, el conocimiento especial de una técnica productiva de bajo costo cuya propiedad está protegida; también la propiedad de los recursos únicos (caso de recursos naturales) y la capacidad gerencial en la dirección de un monopolio con clientes cautivos (*BONIFAZ, 2014*). Aplicando estos preceptos a la actividad de distribución de electricidad, inferimos que la misma tiene características técnicas y económicas que conducen a que sea desarrollada por un único prestador en un área geográfica determinada (*MOLINA, 2006*), ya que cualquier otra solución en la que más de un prestador compita por la atención de los usuarios será a mayor costo para los mismos.

De igual manera, la existencia del monopolio natural en las redes de distribución imposibilita que cliente o usuario tenga la opción de determinar quién le transporta o distribuye la energía que desea demandar. Además, es evidente que la red de distribución eléctrica es una tecnología que aún no posee un sustituto que desarrolle una labor idéntica, en las mismas condiciones de seguridad y confiabilidad; por tal razón, su tecnología es única y privilegiada. Estas 2 condiciones se traducen en la posición dominante del distribuidor, con la posible aparición de rentas monopólicas. Finalmente, la condición altamente capital-intensiva de esta industria exige ingresos estables para hacer frente a las grandes inversiones necesarias para su desarrollo, que solo podrían ser provistas por una estructura monopólica (*HAMMOND, 1996*).

Esta situación se traduce en la necesidad del otorgamiento de concesiones del servicio público de distribución con exclusividad zonal dentro de su territorio a las empresas distribuidoras, por su condición de monopolios naturales (*Art. 57 Ley N° 125-01, 2001*). Esto implica que, en cualquier punto dentro de esa área, sólo ella podrá prestar por sí misma el servicio público, como consecuencia del objeto de esos contratos de concesión, las cuales son definidas por la legislación dominicana como *la autorización que debe solicitar, toda persona moral, nacional o extranjera, legalmente constituida, que desee explotar el negocio de distribución de electricidad, a las autoridades correspondientes (RLGE, Decreto N° 555-02, 2012)*. Pueden ser provisionales cuando tienen como objetivo realizar estudios, análisis o prospecciones y son otorgadas por un período de tiempo no mayor de dieciocho (18) meses (*Art. 43 Ley N° 125-01, 2001*) o definitivas, cuando tienen la intención instalar una obra eléctrica, en el territorio de la República Dominicana (*Art. 67 Ley N° 125-01, 2001*). Estas últimas adquieren un carácter contractual cuando el Poder Ejecutivo aprueba la propuesta del peticionario y autoriza su ejecución vía la Comisión Nacional de Energía (CNE) (*Art. 50 Ley N° 125-01, 2001*).

2.2.2 Necesidad de Regulación

El hecho de conceder la actividad bajo la figura de un monopolio natural, obliga al Estado a fijar un mecanismo de control de precios a las empresas distribuidoras. Esta situación se debe a que, si se analiza el comportamiento de un agente económico que opere en un monopolio, y más aún cuando se trata de una industria que tiene una clientela cautiva, el distribuidor ofrecerá los servicios a precios más altos y con una calidad inferior a la que lo ofrecería en un mercado en competencia perfecta, con el propósito de aumentar sus beneficios o ganancias (*BARREIRO, 2002*). Por consiguiente, al no ser posible introducir condiciones efectivas de competencia, surge la necesidad de regulación, que significa que el servicio debe ajustarse a determinadas reglas, usos o condiciones preestablecidos (*CASSAGNE, 2000*). Observamos entonces, que la regulación, más que un mero capricho de controlar la industria es una necesidad.

El ente regulador, deberá simular las condiciones en las que operaría el distribuidor si rivalizara con otros distribuidores, en competencia perfecta. Concretamente, se establece una empresa de referencia con costos eficientes, con la cual la empresa monopolística, debe batallar: si logra costos por debajo de la competencia, obtendrá rentabilidad, de lo contrario, no lo conseguirá.

En la República Dominicana, esta función fue atribuida a la Superintendencia de Electricidad (SIE); institución creada por la Ley General de Electricidad con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, relacionándose con el Poder ejecutivo, mediante la Comisión Nacional de Energía (CNE) (*Art. 8 Ley N° 125-01, 2001*).

El esquema de regulación de la distribución eléctrica, en el que se logre un servicio eficiente y a un precio justo, sin que la injerencia política y sus constantes transformaciones afecten el sistema, puede sintetizarse en las siguientes premisas: en primer lugar, la regulación de tarifas; las tarifas cobradas a los usuarios del servicio público, están compuestas por el “*costo de suministro de las distribuidoras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), establecido competitivamente; más el valor agregado por costos de distribución, el cual es establecido por la SIE y revisado cada 4 años sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución*” (*Art. 11 Ley N° 125-01, 2001*). De igual manera, la SIE debe velar por calidad del servicio de distribución, a través de

incentivos a las empresas distribuidoras para que se realicen mejoras, hasta el punto en que el costo marginal de la expansión y mantenimiento sea igual al costo marginal de las penalidades.

Otra de las razones que obliga que todas las actividades de la industria eléctrica se encuentren reguladas, es la obligación de garantizar el suministro que tiene el Estado, delegada a su vez en los respectivos concesionarios. En términos reales el cumplimiento de esta obligación es responsabilidad de las distribuidoras, pero como depende directamente del efectivo funcionamiento de las generadoras y la empresa de transporte, el regulador debe fungir como supervisor.

En este mismo orden de ideas, la empresa distribuidora, al tener exclusividad para explotar obras eléctricas de distribución (*Ley N° 125-01, 2001*), tiene la obligación de satisfacer toda la demanda de provisión del servicio de electricidad durante el término de la concesión; por lo que, para cumplir con su obligación de suministro, deberán asegurar su aprovisionamiento, celebrando contratos de compraventa de energía eléctrica como considere conveniente (*BARREIRO, 2002*).

De igual manera, la empresa distribuidora tiene la obligación de satisfacer el “incremento de la demanda” en su área de concesión. A estos fines, el reglamento prevé que “*cuando la demanda real es mayor que la programada, el Centro de Control de Energía (CCE), bajo la coordinación del Organismo Coordinador (OC) dispondrá incrementar, preferentemente, la generación de las unidades de menor costo variable, incluyendo las centrales hidroeléctricas*” (*Ley N° 125-01, 2001*).

A estos fines, la normativa vigente prevé que el ente Regulador (SIE), tiene la obligación de verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del servicio, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencias de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas (*Art. 53 Ley N° 125-01, 2001*).

2.2.3 Generación, régimen de competencia.

Ya sabemos que las actividades propias de la industria eléctrica están unidas indisolublemente, de manera tal que, sin la existencia de una, las demás carecerían de razón de ser y, que tanto la distribución como la transmisión eléctrica son prestadas en regímenes monopólicos por desarrollarse bajo la forma de monopolio natural. Ahora bien, la producción de energía no presenta las mismas características.

La actividad de generación no está reservada a una exclusividad zonal ni tampoco se somete a normas de monopolio natural, lo cual implica un libre acceso y una libre competencia en la producción eléctrica, no obstante, está controlada y limitada a través del proceso autorizatorio pertinente. Lo anterior quiere decir que cualquier productor que reúna los requisitos establecidos, podrá construir y explotar una central de generación y vender su energía en el mercado. Debemos destacar que no hay limitaciones legales, más allá de las estrictamente necesarias derivadas de la protección de otros bienes jurídicos como pueden ser los ambientales y la seguridad de abastecimiento de energía.

Sin embargo, a pesar de prestarse en régimen de competencia, las empresas generadoras, no pueden estar exentas de regulación, debido, además de lo ya mencionado, a tres factores técnicos principales: (i) la coordinación física del despacho impuesta por el ajuste perfecto e instantáneo entre la oferta y la demanda, (ii) el uso conjunto por parte de los generadores de la red común de transporte, debiendo coordinar sus acciones tanto para minimizar costos como para compartir reservas de potencia, y (iii) el caso particular de los recursos hidroeléctricos, en tanto el uso alternativo del agua, así como el impacto ambiental asociado, requieren coordinación y control (*BARREIRO, 2002*).

El objetivo último de la regulación siempre debe ser el mismo: proteger a los usuarios y a la sociedad en su conjunto, incentivando la inversión privada. Esto sólo puede alcanzarse a través de la competencia allí donde sea posible y limitándose a proteger a los usuarios cuando estos se encuentren sometidos a prestaciones llevadas a cabo bajo la forma de monopolio natural (BARETT, 2014). Desde el punto de vista legal, ha campeado en la materia el concepto de interés público, estableciéndose con carácter genérico que allí donde el mismo estuviera presente, sería necesaria una intervención regulatoria.

2.3 Estructura institucional y modelo económico adoptado para el sector eléctrico dominicano, desde su origen y evolución.

2.3.1 Estructura e intervención estatal.

Si bien es cierto que la electricidad es un servicio de interés público que requiere de una intervención regulatoria, no debemos olvidar que todo sistema necesariamente tiene una estructura. El sistema eléctrico, no es la excepción; tiene su propia estructura, formada por las reglas económicas que se ajustan a los sujetos del sector, cuyo funcionamiento obedece necesariamente a determinada organización empresarial.

Sin embargo, la parte del ordenamiento jurídico que disciplina las actividades eléctricas tiene una configuración que puede o no coincidir con la del mercado eléctrico, en la medida que los principios jurídicos del ordenamiento impongan el respeto de las reglas de la estructura de un determinado suministro energético o por el contrario, impongan correcciones exigidas por los valores superiores del ordenamiento. Podemos ilustrar esta afirmación observando la tendencia natural a la integración vertical y horizontal de las industrias eléctricas, que la normativa impide o corrige mediante la reglas de separación de actividades (CREMADRES, 2006). Entonces, la estructura no es más que el modelo que ofrece un determinado país dependiendo de que las condiciones económicas, físicas, técnicas, empresariales y jurídicas de ese país, sean parecidas a las del modelo que pretende adoptarse. Ese modelo debe ser continuamente contrastado con la realidad y con los logros obtenidos.

En el régimen comunitario europeo, el sector eléctrico se asienta en un modelo liberalizado, el cual considera que garantizar el suministro, calidad y coste de la electricidad no requiere la participación del Estado en ninguna de sus fases, ni más intervención estatal que la que la sola regulación específica supone. La tendencia europea es, en efecto, que los servicios públicos económicos de interés general se presten en condiciones de calidad y accesibilidad a todos los ciudadanos, para lo cual no es necesario en modo alguno que estos sean prestados por la empresa pública, aun cuando sí corresponde al Estado la definición de los objetivos del servicio eléctrico, la supervisión del cumplimiento de las obligaciones de las empresas concesionarias y el control de la efectividad de la prestación. En un sector eléctrico liberalizado, hay una desintegración vertical de las empresas de la industria eléctrica y, por lo tanto, una segmentación contable y jurídica de actividades (Generación, Distribución, Transmisión y Comercialización). De igual manera, existe un organismo público descentralizado a cargo de regular sector.

Al otro extremo, encontramos el modelo tradicional o estatizado, en cual el Estado tiene un control total y absoluto del sector, a través de una empresa Estatal integrada verticalmente. En este modelo, a excepción de los Productores Independientes (IPP), excluye todo acceso a la iniciativa empresarial privada, iniciativa que busca cubrir las deficiencias del sistema bajo noción clásica del servicio en un modelo de economía de mercado. Debido a la escasez de financiamiento público y a la incapacidad del

estado de “*hacer negocio*”, se produce un retraso de inversiones y no hay incentivos para la eficiencia, por lo que, tanto la gestión administrativa, como la ejecución de obras, presentan inconvenientes y deficiencias en su desarrollo. Además, las decisiones de inversión son tomadas en base a una planificación centralizada.

En miras a comprender cuál de estos modelos se aplica el sistema eléctrico dominicano, así como el porqué de la implementación del mismo, debemos observar la historia y evolución de nuestro sector eléctrico, incluyendo factores técnicos, económicos, políticos y sociales.

2.3.2 Historia y evolución del sector eléctrico dominicano

En la República Dominicana el sistema eléctrico siempre ha sido objeto de caos y conflicto, pues desde su “fundación” entre 1896 y 1954, se instalaron de forma aislada y desordenada, una serie de sistemas eléctricos para suministro de alumbrados públicos, edificios gubernamentales, y algunos casos de portentosos puentes.

Luego, en 1954 el Estado Dominicano declara de utilidad pública el servicio eléctrico nacional y expropia todas las compañías que generaban o distribuían electricidad en la nación, acordando un justiprecio. Las razones que llevaron al Estado a tomar esta decisión fueron puramente económicas; en la medida en que crece una planta, la electricidad se produce a menor costo.

En este sentido, en los años treinta en Europa y en Sudamérica, los economistas concluyeron que esas industrias debían ser estatales, pues si las características económicas son tales que naturalmente surgiría un monopolio, y si este monopolio en manos privadas puede cobrar precios muy altos, no podía dejarse en manos privadas. Sin embargo, la corriente norteamericana clásica, se dio cuenta que la injerencia y permanencia de la política en cualquier industria, conlleva deficiencias operativas que pueden culminar en su colapso (*BARREIRO, 2002*). Por lo tanto, el Gobierno, debe de mantenerse alejado de la actividad industrial, de lo cual se infiere que entonces es mejor que permanezca en manos privadas.

A pesar de tener conocimiento de esta situación, en 1954, el Estado Dominicano decide, mediante la Ley N° 4018, declarar de alto interés nacional la adquisición de todas las instalaciones que generaban, transportaban o distribuían electricidad en la nación. Además, a partir de la estatización de la antigua Compañía Eléctrica de Santo Domingo (de capital estadounidense) a través de la Ley N° 4115 de 1955, se crea la Corporación Dominicana de electricidad (CDE), como organismo estatal a cargo del servicio eléctrico a nivel nacional, investida de personalidad jurídica de derecho público. Mediante esta ley, a la CDE le fue conferido el monopolio exclusivo de todas las actividades la cadena de suministro del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) así, se integra verticalmente en manos de CDE (*COCHÓN, 2002*). Esto quiere decir, que el conjunto de entidades, personas, actividades, información y recursos involucrados en movilizar un determinado producto, en este caso la electricidad, del suplidor al cliente final, está en manos de una única empresa o compañía.

Desde ese momento, la CDE a través de masivas inversiones de capital que provenían del erario público, comienza a expandirse a nivel nacional. Durante 40 años, se encargó de desarrollar toda la infraestructura eléctrica requerida para el desarrollo de la nación: alumbrados públicos, hidroeléctricas (Tavera, Rincón, Valdesia, Sabaneta, Jimenoa), centrales térmicas (Itabo I y II, Haina), redes de

transmisión, redes de distribución, subestaciones, etc. (COCHÓN, 2002). Como no tenía competidores directos (excepto sistemas aislados pequeños que se desarrollaron a principios de los años 90 en polos turísticos) la CDE se benefició de un ambiente en que no tuvo que hacer frente a ningún competidor.

En ese momento, las funciones del ente regulador también recaían en manos de CDE, por lo tanto, se regulaba a sí misma, tomaba las decisiones de inversión y regulación en lo concerniente a calidad y precios del servicio. No existía un marco regulatorio formal para las relaciones entre suplidores y consumidores, y desde ese punto de vista los consumidores eléctricos eran cautivos de un suplidor único (COCHÓN, 2002). Podemos concluir que no existía una relación profunda entre calidad del servicio, obligaciones del suplidor y derechos del consumidor, por no existir un marco legal institucional que creara los incentivos correctos para que eso sucediera.

La principal deficiencia de la industria, en adición a la deficiencia institucional ya mencionada y la excesiva burocracia, era la insuficiencia de inversión, la cual tenía su origen en que la industria no autogeneraba los recursos necesarios para su crecimiento. Esto se debía al hecho de que los ingresos que captaba la CDE no cubrían los costos totales de operación y desarrollo de la industria (COCHÓN, 2002).

Las escalas tarifarias incluían subsidios cruzados muy distorsionados, lo que determinaba que un porcentaje de la población pagaba una tarifa muy por debajo de la tarifa técnica que debían pagar (al igual que hoy día) pero en aquel entonces existía un porcentaje mucho mayor de energía entregada a consumidores sin que se pagara o a un precio muy por debajo del real. (COCHÓN, 2002) Esta situación generaba una insuficiencia de fondos, por lo que CDE como empresa, no contaba con suficientes ingresos de caja, incluyendo los ingresos provenientes de las transferencias del Gobierno Central, que le permitieran cubrir sus costos operativos e inversiones corrientes y hacer una reserva para su crecimiento (para poder hacer las inversiones que cubrieran los crecimientos de demanda en las diferentes áreas de distribución, transmisión y generación). De igual manera, la no competencia provocaba una insuficiencia de estímulo para que la empresa fuera eficiente, lo que desencadenaba una falta de innovación, que, a su vez, favorecía el mantenimiento de procesos obsoletos.

Debido a todos estos factores y en especial a la falta de fondos públicos para proseguir la expansión y/o mantenimiento de instalaciones, a partir de 1985 el servicio eléctrico se deteriora notablemente; se producen una infinidad de crisis energéticas, desabastecimiento, apagones, huelgas, muertes, etc. (BARETT, 2014).

El Estado, de manos atadas para seguir acometiendo inversiones, se ve obligado a llamar a inversionistas privados para ampliar la capacidad de generación, satisfaciendo cada vez mayor la demanda pico (SEGURA, 2015). A su vez, estas inversiones conllevarían la reducción de costos a través de una gestión y operación más eficiente de los activos de generación y distribución, el incremento de la calidad y seguridad del suministro eléctrico, la reducción pérdidas técnicas y no técnicas (robo electricidad), la generación fondos para inversiones futuras y evitaría aumentar la carga al presupuesto público.

Los inversionistas que incursionaban en el ámbito de la generación a solicitud del Estado, constituyen una especie de proveedores que, en un esquema de empresa verticalmente integrada, se denominan *Independent Power Producers* (IPP). El IPP vende electricidad a la empresa eléctrica estatal, que es la que tiene el monopolio para la generación, transmisión, distribución y comercialización,

como lo haría un suministrador externo al sistema cuando éste no tiene capacidad para suplirse. Por tanto, cada IPP tiene un contrato de venta de energía (Power Purchase Agreement, PPA) que protege su inversión, y no está permeado por las incidencias del sistema (tasa de cambio, bajo índice de cobro, externalidades) (BARETT, 2014).

Bajo esta forma, se instalaron IPP que vendían su electricidad directamente a la CDE, facturándole energía y potencia que esta pagaba en dólares y cobraba en pesos a la población con una marcada connotación de empresa pública: es decir, buscando el bienestar colectivo, con todas las laxitudes que este tratamiento conlleva, incluyendo muy altos costos. El proceso de selección y contratación era directo, poco transparente y rara vez de conocimiento público, excepto cuando se firmaba el acuerdo (SEGURA, 2015).

A fines de los 90, la CDE estaba repleta de deudas de cifras obscenas, acompañada por una ineficiencia e improductividad que rayaba en el surrealismo. A la empresa eléctrica estatal le costaba aproximadamente cinco veces más que a cualquier proveedor privado servir electricidad, por todos los procesos ineficientes y la burocracia estéril que integraba y sólo recuperaba entre un 25% y 30% de sus costos reales (BARETT, 2014).

El Estado naturalmente, no contaba con fondos para seguir operando el sistema eléctrico nacional; tampoco tiene dinero para seguir pagando a los IPP que fueron contratados a precios escandalosos, a pesar de que se gastaba cada vez más, el sector eléctrico estaba cada vez peor. Se necesitaba una cantidad de dinero que el Estado no poseía para acometer inversiones nuevas en expansión de capacidad de generación, y satisfacer la amplia demanda (había apagones hasta de 20 horas). Entonces, el Estado, a través de la Ley N° 141-97 decide reformar varias empresas públicas deficitarias, entre ellas la CDE (art. 3) y de esta forma permitir que el sector privado se haga cargo de las áreas de la industria eléctrica donde más inversión se requiere.

Ahora bien, ¿qué hacer cuando una industria estatal y se privatiza y, al mismo tiempo, las características de esa industria incluyen la condición de monopolio natural? Si queda en completamente en manos privadas, por el monopolio natural que representa, podrá fijar tanto los precios como la calidad del producto. La respuesta, entonces, parece estar en la regulación: firmas privadas reguladas por el Estado.

Las empresas privadas, a diferencia de las estatales, tienen como objetivo principal obtener beneficios económicos de sus negocios, por lo tanto, en un mercado competitivo, se esforzarán por ofrecer las mejores condiciones para atraer la mayor cantidad de clientes. La función del regulador, será entonces, simular este carácter competitivo. Los elementos constitutivos de esa Reforma fueron la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista competitivo, la integración horizontal de las empresas eléctricas agrupadas en empresas de generación y empresas de distribución y comercialización, la creación de un Organismo Regulador, la participación directa de la inversión privada en las empresas eléctricas y adquisición de energía por parte de las empresas distribuidoras mediante licitación pública internacional para garantizar precios razonables al consumidor.

Mediante las resoluciones SEIC-235-98 y SEIC-237-98, se establecen las bases normativas que sirvieron de sustento a la liberalización del sector eléctrico, a nivel de Mercado Eléctrico Mayorista y Minorista. En 1999 el Estado, constituye 5 sociedades comerciales EDENORTE, EDESUR y EDESTE, distribuidoras; EGEHAINA Y EGEITABO, generadoras y cede mediante acuerdos, sus derechos de

explotación en generación y distribución a nivel nacional a las 5 empresas creadas. Aunque fue una cesión, en el caso de generación al contrato establece que es por tiempo indefinido, sujeta a diversas causas de rescisión.

En el caso de la cesión de derechos de distribución se estableció un límite de 40 años sujeto a renovación. Esto se explicaba por la naturaleza del negocio de distribución que implica un monopolio. A la caja del Estado ingresan (o debieron ingresar) más de 800 millones de dólares por la venta y cesión de derechos y activos de la CDE. Inicia oficialmente la era de la liberalización (BARETT, 2014). Sin embargo, el gobierno no tomó en cuenta que la falta de un marco legal firme y adecuado para llevar a cabo la desintegración vertical y la formación de las nuevas empresas concesionarias, constituiría un hándicap determinante en el desarrollo del proceso.

En cuanto al esquema tarifario que se decidió utilizar en este proceso refleja las consecuencias negativas que trae consigo la intervención política o la falta de consenso político en cualquier industria. Es cierto, que la decisión de eliminar los subsidios total o parcialmente no era una decisión tan fácil de tomar, pues la población solo entendería que “las tarifas que pagaban aumentarían excesivamente” pero el Poder Ejecutivo hizo caso omiso de la recomendación hecha en ese momento, de iniciar la implementación de la tarifa técnica en el período previo a la liberalización. En cambio, la CDE, en lugar de ajustar la tarifa técnica, redujo las tarifas a los consumidores finales con lo cual creó una situación de presión financiera aún mayor una vez las empresas pasaron a manos del sector privado.

Del capital suscrito y pagado, el Estado se queda con la propiedad del 50% (totalidad de acciones tipo “A”) y anuncia una licitación pública internacional en procura de un inversionista estratégico que se haga cargo del resto de las acciones (50%, totalidad de acciones tipo “B”, y de la gestión de la empresas). (SEGURA, 2015) Sin embargo, debido a las crisis financieras en todo el sudeste asiático y Rusia, a los famosos efectos “tequila, vodka y samba”, por la cual los mercados de capitales estaban muy poco receptivos a una inversión de este orden y magnitud en una economía en vías de desarrollo, así como por las tormentas que afectaron el país en 1998, el proceso se postergo hasta Abril de 1999.

Las ganadoras de la licitación pública internacional fueron AES POWER CORPORATION (Virginia, USA), al cual le adjudicaron el 50% de EDESTE y de EGEITABO, UNION FENOSA (Madrid, España) 50% de EDENORTE y EDESUR, y HAINA INVESTMENTS, LTD (offshore en Cayman, pero de capital dominico-estadounidense) (BARETT, 2014).

2.3.3 Cronología a partir de la promulgación de la Ley

En 2001 se promulga la Ley General de Electricidad N° 125-01 (26 de julio de 2001) que provee al fin un marco legal firme y definido al proceso de capitalización y privatización de la CDE, que hasta ahora había estado sostenido sobre un esquema invertebrado de instrumentos administrativos frágiles, tales como Resoluciones, oficios y Decretos.

La LGE y su reglamento (RLGE), son en esencia una copia fotostática de la Leyes Eléctricas de Bolivia y Chile, países que liberalizaron sus sectores eléctricos en 1982 y 1999, y por lo tanto, no muy adaptada a la realidad dominicana.

Las principales responsabilidades asumidas por las nuevas empresas de distribución eran: incrementar los niveles de facturación, así como el número de clientes y reducir el nivel de pérdidas

financieras de la empresa (COCHÓN, 2002). Las empresas que asumieron el control de la distribución se encontraron con un cuadro mucho más absurdo de lo que ellas mismas habían proyectado y más patético del que el mismo Estado y sus asesores habían representado en las licitaciones. Esta situación generó un estrés financiero que no se esperaba que fuera a aparecer tan pronto en el nuevo sistema.

Por otra parte, estaba un segundo componente financiero: el precio. Las tarifas eléctricas, que tenían una forma de indexación automática, debieron haber sido indexadas después conforme a los compromisos del Estado asumidos en la licitación, lo que nunca se llevó a cabo. La Superintendencia de Electricidad tomó la decisión, como mandaban los pliegos y el marco existente, de hacer un ajuste tarifario en septiembre de 1999, pero éste fue detenido por el Poder Ejecutivo y ahí comenzó un incumplimiento por parte del Estado y un rezago de recursos que debieron haber recibido las compañías distribuidoras para alimentar, por un lado, la cadena de pagos, y por el otro las inversiones que debían hacer (SEGURA, 2015).

En lo relativo a precios, hay un segundo impacto negativo que es el que menos se analiza, y es precisamente el que tiene que ver con el hecho de que se les exigía en la licitación a las compañías distribuidoras que capitalizaran las tres empresas EDEESTE, EDENORTE Y EDESUR con un monto que ascendió a USD\$ 423 millones entre las tres empresas. Cuando ese dinero ingresara a estas empresas, se suponía que iba a ser invertido en el mejoramiento de sus niveles de facturación y cobranza, pero por otro lado también tenía que ser utilizado como capital de trabajo para cubrir los déficits operativos que significaban esos niveles de pérdidas iniciales (SEGURA, 2015).

Cuando aumentó el precio de los combustibles, y con ello aumentó el precio al cual las distribuidoras adquirirían su energía de las generadoras, se produjo un estrés financiero garrafal, porque los capitales de trabajo iniciales que debían permitir la operación normal de las empresas por lo menos durante cuatro años a los precios de 1998, para el 2000 apenas eran suficientes para permitir la operación regular por unos dos años. Ese 48% o 50% de la energía que las distribuidoras no facturaban y no cobraban, antes era una pérdida para el Estado Dominicano, pero ahora era una pérdida de caja de las distribuidoras. Debido al efecto del incremento del precio del combustible, el monto de las pérdidas era mucho mayor (SEGURA, 2015).

El estrés financiero de las empresas distribuidoras fue todavía mayor debido al impacto negativo de la intervención política de la tarifa, lo que aceleró todavía más el deterioro de esas empresas distribuidoras. La falta de apoyo y de cumplimiento por parte del Gobierno Dominicano constituyó uno de los elementos principales que impidió el cumplimiento de los objetivos esperados para las empresas distribuidoras capitalizadas.

En el año 2001, el Estado se da cuenta de que el sistema de mercado abierto capitalista establecido con la liberalización, no va muy acorde con el hábito de la población dominicana de los últimos 60 años de recibir luz gratis o a ínfimos costos (BARETT, 2014). Además, con el aumento desmesurado de los precios de los combustibles, el Estado comprende que la gran mayoría de la población no podrá pagar el costo real, traspasado a la tarifa eléctrica, de ese aumento, porque no tiene ese poder adquisitivo.

Ante la situación de pérdida acelerada de su capital de trabajo y la falta de apoyo político por parte del Gobierno para ajustar tarifas y combatir el fraude, las distribuidoras solicitaron que entonces se les definiera un esquema en el cual pudieran adquirir la energía más barata de los generadores

siempre que se respetara la estructura tarifaria. El Gobierno en búsqueda de soluciones que permitan atenuar el impacto, propuso a las empresas generadoras modificar los contratos de venta de energía existentes en 2001 de forma tal que redujeran sus precios de corto plazo a cambio de una extensión de plazo, manteniendo su mismo valor presente neto. Es así como el gobierno dominicano (CDEEE, SIE) firma, con las empresas generadoras y distribuidoras privatizadas y las IPP existentes, el denominado “Acuerdo de Madrid”, en el cual las generadoras aceptaron reducir el precio de venta de energía y potencia a las distribuidoras, a cambio de aumentar el tiempo de vigencia de los contratos que estaban llamados a vencer en el 2004, hasta el 2015-2016.

Con la firma del Acuerdo de Madrid, el Mercado Eléctrico Mayorista perdió su carácter esencialmente competitivo, al impedirse la posibilidad de que las empresas distribuidoras pudiesen realizar licitaciones públicas internacionales de adquisición de energía y potencia en el corto y mediano plazo en busca de mejores precios. La aplicación de la fórmula de precios del Acuerdo de Madrid impactó negativamente los flujos de cajas de las empresas distribuidoras, contribuyendo significativamente al déficit financiero de las mismas. Asimismo, la existencia de altos precios de compra, derivados del indicado Acuerdo, conllevó altos niveles de tarifa aplicadas a los clientes finales.

Cabe destacar que esta renegociación constituyó una violación a lo establecido en el Art. 110 de la LGE, el cual ordena licitar los suministros de las distribuidoras. De igual manera, ató por quince años más a las empresas distribuidoras, y por ende a su clientela cautiva, al precio de venta que acordaron las Empresas Eléctricas firmantes, con el auspicio y beneplácito del Ente Regulador, en un hotel de Madrid. Además, la apertura del mercado eléctrico al sector privado, que procuraba la continuidad de la inversión para garantizar las sostenibilidad y eficiencia técnica del sistema, en especial el de generación, fue restringida por el acuerdo de Madrid (*SEGURA, 2015*).

En 2002 la SIE emite la Resolución SIE-31-2002, mediante la cual cambia el esquema tarifario de transición que había impuesto la SEIC-237-98, modificando las fórmulas de indexación y restringiendo el paso de costos de la EDEs, para evitar que el alza de los combustibles se refleje en la tarifa al usuario final. A consecuencia de esta decisión, las EDEs se alzan en protestas y comienzan a denunciar un cambio de reglas en su perjuicio. (*BARETT, 2014*)

En marzo del 2003 el gobierno emite el Decreto 302-03, mediante el cual congela la tarifa eléctrica y establece un mecanismo de compensación a las distribuidoras por la diferencia entre la tarifa congelada y la real, la cual para la fecha constituía un 20%. En ese mismo año, EDENORTE y EDESUR (Unión Fenosa) entienden que se les ha perjudicado sobremanera en sus intereses económicos con las modificaciones a las reglas originales, y amenazan con demandas millonarias y desprestigio en los mercados internacionales. Por tales razones, el Gobierno les ofrece recomprar su inversión (participación accionara en EDENORTE-EDESUR), si ellas aceptan zanjar cualquier diferencia y un pago diferido en el tiempo (el Gobierno, obviamente no tiene dinero para pago al contado). (*SEGURA, 2015*)

Ante la falta de opciones, Unión Fenosa acepta dicha propuesta, el gobierno recompra el 50% de acciones tipo B de las EDEs y pignora por 12 años los pagos de los mejores usuarios de las EDEs para pagar la deuda de compra. El precio estimado de compra fue EU\$384 millones de euros, y el monto de las deudas de EDENORTE-EDESUR, al momento de compra ascendía a 702 millones de dólares (*SEGURA, 2015*).

Por otro lado, AES ponía en venta sus acciones en EDEESTE después de registrar pérdidas anuales de más de 80 millones de dólares, y en el año 2004 vende sus acciones en EDEESTE a Trust Company of the West (TCW), una compañía de gestión de inversiones de California, con un inmenso portafolio de fondos de inversión. El precio de venta fue alegadamente un dólar, pero TCW compró acciones de una empresa con deudas de más de 500 millones de dólares y activos desvalorizados, mientras que AES básicamente se quitó un cadáver de encima (*BARETT, 2014*).

En ese mismo año, el subsidio estatal pasa de 200 millones de dólares (en 2002, el gobierno había contraído la obligación con el inversionista de hacer aportes al capital a cambio de no subir las tarifas) a 500 millones de dólares en año y medio. Ahora es el Estado directamente (y no el inversionista) el que tiene que poner fondos para no subir la tarifa del usuario.

En 2007 TCW y SOCGEN demandan al Estado Dominicano por 680 millones de dólares, por mala administración de EDEESTE y expropiación indirecta (acciones del Estado que deterioran sustancialmente el valor de una inversión) Las demandas fueron interpuestas por ante la Comisión de las Naciones Unidas en Comercio Internacional, con sede en Viena y por ante la Cámara internacional de Comercio, con sede en Paris, sobre las cuales, en 2009 el Estado Dominicano llega a un acuerdo transaccional con TCW y SOCGEN, para comprar la participación en EDEESTE por 26.5 millones de dólares, pagar los gastos del procedimiento arbitral y los impuestos pendientes en la DGII.

De esta manera, CDEEE pasa a ser titular de las acciones de las 3 empresas distribuidoras y a gestionar de forma directa a dichas empresas, como lo sigue haciendo hasta la fecha, llegando en 2013 el subsidio estatal a 1500 millones de dólares.

Caso Palamara-La Vega, “barcazas” y Laesa-Pimentel

Hay algunos casos que se suscitaron entre 2001 y 2009 que para muchos todavía permanecen ambiguos. Lo cierto es, que estos casos son producto de un gran error que los mismos funcionarios del sector cometieron al momento de la capitalización, y al tratar de subsanarlos de la forma más reservada posible, provocaron una gran cantidad de enigmas que todavía muchos no comprenden.

El error al que nos referimos fue el no prever el incremento de la demanda, y por lo tanto no enfocarse en ampliar la matriz de generación creyendo que los acuerdos de Madrid iban a abastecer la totalidad de la demanda hasta su vencimiento. A consecuencia de esto, en un intento desesperado por abastecer la electricidad demanda, a finales del año 2000, entró en operación comercial la Central Térmica de Palamara con una capacidad instalada de 102.5 MW netos y en febrero del año 2001, entró en operación comercial la Central Térmica La Vega con una capacidad instalada de 87.5 MV netos; ambas funcionaban sin ningún tipo de estatus legal, por lo que la empresa se encontraba en un “limbo jurídico”. (*SEGURA, 2015*)

En ese mismo año, en el mes de agosto, se firmarían los acuerdos de Madrid, situación que fue aprovechada por esta empresa para llevar a cabo sus negociaciones; así, consigue un contrato de venta de la energía generada por ambas centrales por un período de 15 años.

Para el año 2005, renegociación de los contratos del acuerdo de Madrid estaba en proceso. De tal forma, en 2006 se llegó a un acuerdo con Palamara- La Vega que le reportó al Estado beneficios de más de 200 Millones de dólares (*SEGURA, 2015*). Por otro lado, en el año 2007 el Estado vio la posibilidad de ocurrencia de una situación de desabastecimiento de electricidad en los dos años

siguientes, especialmente en la región norte del país, debido a la falta de inversión de los generadores privados. La decisión que tomó el Estado fue procurar que cierta cantidad de energía, a través de plantas que suplieran la energía a corto plazo.

En ese momento aparece una gran oportunidad; un acuerdo con el grupo integrado por las empresas *Polar Energy*, de Estados Unidos, y *Coste Enterprise*, de capital dominicano, para la compra de la energía eléctrica que sea producida por tres plantas generadoras flotantes (barcazas), con una capacidad instalada conjunta de 175 megavatios, que serán instaladas y operadas a su sola cuenta y riesgo. El contrato contemplaba un precio más bajo que el de que el que cualquier otra empresa estuviera vendiendo energía al sistema, utilizando un precio de referencia; la regla era que el precio de venta tenía que ser igual o menor al más bajo del sistema en ese tipo de combustibles.

En otras palabras, la energía contratada mediante este acuerdo tenía un costo similar a la facturada por la generadora Palamara-La Vega, cuyos contratos fueron favorablemente renegociados, y significativamente más bajos que los precios de la energía que facturan a las empresas distribuidoras los generadores beneficiarios del Acuerdo de Madrid.

Este contrato fue negociado directamente, es decir, no se llevó a cabo una licitación debido a la crisis energética y la necesidad y la urgencia que existía de abastecimiento. El presidente había hecho un compromiso en Santiago para abastecimiento de electricidad de esa ciudad, porque había una falta de capacidad enorme. Entonces, para cumplir con una de las excepciones que prevé la ley, se hizo una declaratoria de urgencia, para la instalación de dichas barcazas (*SEGURA, 2015*).

CAPITULO III: UN PRESENTE DE CAMBIOS

3.1 Modelo de mercado adaptado por el Sector Eléctrico Dominicano.

3.1.1 Híbrido

Luego de ver un poco de la historia de nuestro sector eléctrico, observamos que a través de los años hemos pasado de un modelo a otro, llegando al modelo híbrido que tenemos en la actualidad.

Es cierto que se han hecho varios esfuerzos por implementar un modelo liberalizado en nuestro país, tal como funciona en la mayoría de los países desarrollados. Sin embargo, los expertos que nos han guiado hacia esa transición, no han tomado en cuenta los hábitos culturales y las costumbres políticas de la República Dominicana. Por tal razón, nos hemos visto forzados a implementar un modelo híbrido, en cual cada actividad del sector se presta de la manera que más se adecue a nuestra realidad.

3.1.2 La electricidad, ¿servicio público o servicio esencial?

En teoría, como consecuencia el proceso de liberación, aparecen los mercados eléctricos, y la electricidad pasa de ser un servicio público, a un servicio esencial; es decir, pasa de ser una actividad desarrollada por los poderes públicos para atender necesidades de interés general, que los individuos no pueden satisfacer aisladamente y que, en su organización y funcionamiento se encuentra sometida a un régimen especial, para convertirse en un commodity. (*Enciclopedia Jurídica Omega, 2006*)

Un commodity, por definición, no es más que un producto mercadeable utilizado para satisfacer necesidades o deseos (*MARX, 1987*). En sentido más estricto, es un tipo específico de bien o servicio demandable que puede ser suplido sin diferenciación alguna en cualquier mercado, es decir, que el mercado le asigna un valor equivalente o idéntico, sin importar quien lo está suministrando, o dónde se está produciendo (*SPURGA, 2016*).

De esto podemos inferir que evidentemente, la electricidad es un commodity, la cual se vende y se compra, logrando un beneficio. Empero, por su condición de indispensabilidad, las transacciones relativas a la compraventa de este producto se realizan en base a las normas y procedimientos establecidos por la legislación de cada país.

A pesar de que en la práctica y para los fines de la Ley N° 125-01, el suministro de electricidad a usuarios regulados, al tener como finalidad atender una necesidad de la sociedad en su conjunto, constituye un servicio público; contrario a lo que ha entendido el pueblo dominicano a través de los años, el Estado tiene la obligación garantizar la distribución general y continua de electricidad en condiciones óptimas mas no tiene la obligación de costear el servicio para toda la población.

3.1.3 El Mercado de compra venta de energía eléctrica en la República Dominicana

Según la normativa vigente, el Mercado eléctrico dominicano se divide en Mercado Eléctrico Minorista⁵, en el cual actúan las Empresas de Distribución y comercialización vendiendo electricidad a los Usuarios Regulados y estos comprando electricidad a las primeras, y el Mercado Eléctrico Mayorista

⁵ En la República Dominicana, la comercialización de la electricidad la llevan a cabo las Empresas Distribuidoras. En tales circunstancias, no existe un “mercado” propiamente dicho, donde los usuarios tienen la libertad de elegir a su suplidor, como ocurre en el caso en que el segmento de comercialización ha sido liberalizado; lo que existe es un monopolio, fuertemente regulado, y una clientela cautiva, que son los consumidores finales (retail consumers), que están obligados a comprar la electricidad a la Empresa Distribuidora de su región o zona, a la tarifa que fije el ente regulador.

(MEM), que es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Este último, comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot (RLGE, Decreto N° 555-02, 2012).

El mercado de contratos es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad basado en contratos de suministro libremente pactados; tiene como objetivo proteger a los Agentes del MEM contra la incertidumbre de precios. Mientras que el Mercado Spot es el mercado de transacción de compra y venta de electricidad de corto plazo (RLGE, Decreto N° 555-02, 2012). El mercado spot queda como mecanismo de ajuste de precios para resolver diferencias entre los suministros contratados y como referencia para otras transacciones, por lo tanto, las transacciones económicas se realizan al costo marginal de corto plazo de energía y de potencia.

Los contratos a término son aquellos que tienen un plazo de vigencia establecidos, dentro de estos están los contratos a largo plazo que son aquellos que tienen una vigencia de más de 5 años y los de corto plazo que tienen una vigencia de 2-5 años (Ley N° 125-01, 2001). Ambas normativas, solo se refieren al mercado de contratos y mercado spot, nunca menciona los contratos a término. Esto constituye una omisión garrafal tanto de la ley como del reglamento, pues da lugar a interpretar erróneamente que el mercado de contratos se refiere a contratos a largo plazo y el mercado spot a contratos a corto plazo.

3.1.4 Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectad (OC)

En el sistema eléctrico dominicano, el operador del mercado es el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectad (OC). Esta entidad fue concebida por nuestra normativa como un híbrido, con características que en otros sistemas tienen un Operador de Mercado y un Operador de Sistema: Por una parte se encarga de gestionar el Mercado de Contratos y calcular las transacciones económicas de potencia y energía y calcular las transacciones económicas de potencia y energía del Mercado Spot; por otra parte, está a cargo de la planificación y coordinación de la operación de las centrales y redes que componen el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) (Art. 38 y ss Ley N° 125-01, 2001).

En cuanto al mercado Spot, en primer lugar, los operadores ofertan precios en una “bolsa” de energía que gestiona el OC. Este determina el costo marginal en ese instante, que es el costo de abastecer de forma eficiente una unidad de energía adicional (1kwh) de demanda del sistema y luego realiza el despacho económico, según el llamado “despacho por orden de mérito” el cual se basa en el orden de costos variables de producción, utilizando desde el más bajo, hasta el más alto. (GALAZA, 2012) En otras palabras, el operador de mercado recibe las ofertas de venta de energía que hacen los productores, así como las demandas de energía que hacen los agentes autorizados para realizarlos y selecciona para cada hora del día siguiente la entrada en funcionamiento de las unidades de generación, empezando por las que han comunicado las ofertas de energía menos costosas, hasta cubrir la totalidad de la demanda.

3.1.5 Optimización del Mercado

Utilizando este modelo de optimización se logra que el menor costo prevalezca, considerando variables como la disponibilidad de las centrales, tasas de falla e información sobre mantenimientos de la misma entre otros (GALAZA, 2012). Este proceso se repite cada periodo de tiempo que defina la normativa.

Debido las razones históricas, físicas, técnicas, económicas, políticas y sociales propias de la industria de eléctrica antes expuestas, las cuales podemos resumir afirmando que: (i) Las empresas distribuidoras concesionarias del servicio eléctrico tienen la obligatoriedad de suministro de la electricidad, por su condición de servicio público y esencial, (ii) La distribución de energía eléctrica constituye un monopolio natural y, consecuentemente tiene una clientela cautiva, (iii) La generación de electricidad puede y debe ser prestada bajo régimen de competencia, (iv) Es necesario garantizar tarifas económicamente eficientes para la operatividad y sostenibilidad de empresa distribuidora y los usuarios regulados, (v) a lo largo de la historia de nuestro país, la incidencia política en el sector eléctrico, ha sido notable, trayendo consecuencias desastrosas para el país...

3.1.6 Regulación cambiante

La incapacidad del Estado de satisfacer la creciente demanda del servicio eléctrico, el déficit de generación, la falta de cobro y el costoso subsidio han caracterizado al sector eléctrico por muchos años. La mayoría de la población atribuye esta realidad a la intervención política del gobierno, pero lo cierto es que a pesar de que en la última década el sector eléctrico ha pasado por tres gobiernos y recibido más de US\$ 11, 000 millones en subsidio, sus deficiencias se mantienen.

El Lic. Jiménez Bichara afirma que *“el estado en que se encuentra el sector eléctrico en la actualidad se debe a la ausencia de inversión oportuna, que se ha quedado rezagada por la falta de compromiso de las administraciones en el largo plazo.”*

3.1.7 Naturaleza jurídica de las distribuidoras

Las empresas distribuidoras que actualmente funcionan en el país (Edenorte⁶, Edesur⁷, Edeeste⁸) son parte de un holding liderado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) junto, la Empresa de Generación Hidroeléctrica (EGEHID) y la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Sin embargo, a diferencia de EGEHID y ETED, que fueron concebidas y todavía se mantienen como empresas de propiedad estrictamente estatal, con personería jurídica, patrimonio propio y con capacidad para contraer obligaciones comerciales contractuales, según sus propios mecanismos de dirección y control; las empresas distribuidoras presentan una condición especial, a causa de la recompra por el Estado de las acciones que al momento de la capitalización quedaron en manos del sector privado.

Si bien es cierto que en la actualidad, aproximadamente el 98% del capital accionario de las empresas distribuidoras es detentado por el Estado Dominicano, a través del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER)⁹ y la CDEEE, ello constituye una situación de hecho que contradice la esencia del Proceso de Capitalización de la antigua Corporación Dominicana de Electricidad (CDE).

⁶ Empresa Distribuidora de Norte (EDENORTE), cuyo espectro de distribución abarca desde Villa Altagracia hacia todas las provincias de la región del Cibao,

⁷ Empresa Distribuidora del Sur (EDESUR), cuyo espectro de distribución abarca desde la Máximo Gómez hacia todas las provincias de la región Sur del país.

⁸ Empresa Distribuidora del Este (EDEESTE), cuyo espectro de distribución comprende desde la avenida Máximo Gómez hacia todas las provincias del Este.

⁹ El Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER) es una institución del Estado Dominicano creada en virtud de la Ley número 124-01, promulgada el 24 de julio de 2001. El FONPER tiene como misión fundamental velar, custodiar y administrar las acciones del Estado en las empresas surgidas del proceso de reforma y transformación realizado a partir del año 1997.

La visión esencial de la Ley General de la Reforma Pública N° 141-97, del 24 de junio del 1997, era que el Estado Dominicano se desvinculara de algunas de las actividades que corresponden al suministro de electricidad: generación, distribución y comercialización; y que éstas fueran realizadas por nuevas sociedades comerciales de Derecho Privado, en las que el Estado participaría como accionista, sin que en ningún caso detentara siquiera el 50% del capital accionario (dentro de las Acciones Clase A, se incluyó la participación de los antiguos empleados de la CDE) ni que el mismo llevara a cabo la administración de la empresa¹⁰.

Conforme a la Ley N° 141-97, la documentación firmada con el Inversionista Estratégico y demás legislación aprobada en el transcurso del proceso de capitalización de la CDE y luego de la puesta en operación de las nuevas empresas capitalizadas, al Estado Dominicano le corresponde ser titular de las "Acciones Clase A", a través del FONPER.

La intervención del Estado en las empresas distribuidoras, se fundamenta en la salida de los respectivos Inversionistas Estratégicos, debido a circunstancias de hecho que obedecen a causas muy particulares a cada caso, lo que podía traer consigo, en su momento, el cese de operaciones de las empresas distribuidoras e interferir con la continuidad en el suministro de electricidad, que es un servicio de utilidad pública dirigido a la población en general.

Lo cierto es que las empresas distribuidoras tienen carácter eminentemente comercial, su finalidad principal es la explotación de una actividad con miras a la distribución de ganancias y pérdidas entre sus accionistas, y se rigen por las disposiciones del *Código de Comercio de la República Dominicana*, bajo el cual fueron constituidas, de sus respectivos Estatutos Sociales y de la *Ley General de Sociedades Comerciales y Empresas Individuales de Responsabilidad Limitada N° 479-08*, del 11 de diciembre del 2008.

El carácter privado que envuelve a las empresas distribuidoras, se verifica en el hecho de que las mismas pueden pasar a ser operadas por empresas privadas locales o internacionales, en cualquier momento en el futuro, como resultado de la transferencia de las Acciones Clase B, actualmente propiedad del Estado Dominicano, representado por la CDEEE.

Por consiguiente, el régimen de operación, dirección, autorización y vigilancia de las empresas públicas no financieras, resulta incompatible con el concepto de manejo y administración de las sociedades constituidas con motivo del Proceso de Capitalización de la CDE, en base a la legislación citada y los Estatutos Sociales de dichas entidades; máxime cuando el Estado Dominicano es accionista mayoritario y administrador de dichas entidades, de manera accidental o provisional, hasta tanto se produzca la transferencia de las Acciones Clase B, a un nuevo Inversionista Estratégico elegido al efecto.

Al día de hoy, las distribuidoras son consideradas como empresas privadas en cuanto a su funcionamiento, organización y registro, pero estatales, en tanto que son propiedad del Estado Dominicano, a través de CDEEE y FONPER.

¹⁰ Art. 14 de la Ley No. 141-97 dispone que los inversionistas de las empresas capitalizadas sean responsables de la administración de las mismas

3.2 Política Energética

3.2.1 Acuerdo de París: Contribución Prevista y Determinada de la República Dominicana.

El Acuerdo de París, alcanzado en la Conferencia de las Partes (COP 21) dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, establece medidas para la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del Calentamiento Global.

Los países que pertenecen a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático tienen el compromiso de presentar sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (NDC), con la finalidad de fijar sus metas de mitigación y adaptación. En agosto del 2015 República Dominicana presentó su NDC comprometiéndose a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 25% a 2030, condicionado a que el apoyo sea favorable, previsible, se viabilicen los mecanismos de financiamiento climático y se corrijan las fallas de los mecanismos de mercado existentes.

En este sentido, los procesos de planificación establecidos para cumplir con la meta planteada se fundamentan en la Estrategia Nacional de Desarrollo, Plan de Desarrollo Económico Compatible con el Cambio Climático (Plan DECCC), la Política Nacional de Cambio Climático, instrumentos que articulan la política pública en torno a ejes estratégicos, donde se han establecido indicadores para la descarbonización de la economía y de la sociedad, y aspectos relevantes para una efectiva adaptación al cambio climático a los que nos referiremos más detalladamente en los siguientes puntos.

El nivel propuesto es ambicioso, debido a que el país enfrenta una serie de desafíos al desarrollo, como lo son: la pobreza, educación, salud, seguridad, entre otros, que se superponen al desafío de la adaptación y al desacoplamiento de las emisiones de la economía. En términos de emisiones, la República Dominicana representa menos del 0.1% de las emisiones mundiales. Las emisiones per cápita están por debajo de la media de Latinoamérica y El Caribe (4.9 tCO₂e), sin embargo, las tendencias de las emisiones de algunos sectores económicos son importantes, en especial, transporte, energía, manufactura y construcción, residuos y agropecuaria.

3.2.2 Plan de Desarrollo Económico Compatible con el Cambio Climático (Plan DECCC)

En 2010, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la República Dominicana fueron de ~ 36 MtCO₂e. Esto representa ~ 3.5 tCO₂e por persona por año, lo que significa que ya hemos superado los niveles que son considerados sostenibles: para limitar los efectos del cambio climático, el mundo no debe superar el nivel de 1 a 2 tCO₂e por persona, por año. Nuestras emisiones GEI provienen de una gran variedad de fuentes en todos los sectores de nuestra economía, aunque 80% de ellas puede atribuirse a cuatro sectores. El emisor más importante es el sector eléctrico, ya que el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es responsable del ~ 30% del total de nuestras emisiones, lo que representa ~ 11 MtCO₂e (*Plan DECCC, 2011*).

El Plan DECCC describe las ambiciones en materia de desarrollo económico del país al 2030 y la estimación de emisiones GEI que podríamos producir si se dan las condiciones de un escenario tendencial. Al mismo tiempo identifica las opciones de abatimiento de emisiones y estima el impacto

que tendrían en nuestro desarrollo económico y social. Este escenario tendencial modela lo que podrían llegar a ser las emisiones futuras de GEI si no incorporamos el tema de cambio climático a la formulación de nuestras políticas públicas.

La intensidad GEI de nuestra economía disminuiría sustancialmente, pero las emisiones absolutas GEI que produciríamos aumentarían ~ 40% en los próximos 20 años, de ~ 36 MtCO_{2e} (el equivalente a megatoneladas o millones de toneladas métricas en dióxido de carbono) en 2010, a más de 50 MtCO_{2e} en 2030. Esto representaría un volumen de emisiones per cápita de ~ 4.3 toneladas por año para 2030, en un momento en que el mundo debería estar reduciendo sus emisiones a un promedio de 2 toneladas por persona por año a fin de limitar el calentamiento global a 2° Centígrados. No obstante, al escoger un camino de desarrollo que produzca menos emisiones existe potencial para reducir mucho más la intensidad de estas emisiones GEI y lograr un abatimiento sustancial. Partiendo del volumen de las emisiones que RD produciría en un escenario tendencial, el Plan DECCC identifica una amplia gama de opciones para reducir estas emisiones GEI en todos los sectores de la economía. En total, para 2030, podremos reducir nuestras emisiones anuales un 65% en comparación con los resultados de un escenario tendencial si se implementan en su totalidad todas las líneas de acción para abatimiento que hemos identificado. Esto significa reducir nuestras emisiones anuales en ~ 33 MtCO_{2e} en comparación con el escenario tendencial en 2030, a fin de alcanzar un nivel de emisiones de ~ 18 MtCO_{2e} lo que representaría aproximadamente la mitad de nuestras emisiones de 2010.

Los beneficios ambientales identificados también tendrán un impacto positivo en la economía dominicana. En promedio, el potencial de abatimiento se obtendrá con una ganancia financiera neta de USD 40 por cada tonelada de CO_{2e} que logremos abatir, en comparación con lo que ocurriría en el escenario tendencial. Es importante notar que más de la mitad de este potencial de abatimiento, se puede obtener con ganancias financieras netas para el país. En el escenario tendencial, 70% de todas las emisiones en 2030, se concentrarán en tres sectores: eléctrico, transporte y forestal, siendo estos los sectores clave del Plan DECCC, que ofrecen gran impacto en términos de abatimiento de carbono y de desarrollo económico y social.

El sector eléctrico representa más de un tercio de todo el potencial máximo de abatimiento de la República Dominicana. Se podrían reducir las emisiones anuales en un máximo de 60% en comparación con el escenario tendencial para 2030, pasando de ~ 18 a sólo ~ 7 MtCO_{2e} por año. Este es el sector de nuestra economía con el mayor potencial de reducción de emisiones ya que, se trata de un sector que permite combinar medidas de eficiencia energética con una mezcla más limpia de generación que dependa menos del fuel oil y de la autogeneración e incluya más gas natural y energías renovables. Más aún, reducir las emisiones de carbono no es la única razón para evitar el desarrollo del sector eléctrico en un escenario tendencial: casi todas las palancas de abatimiento de las que disponemos en el sector eléctrico, se ejecutarán a una ganancia financiera neta para nuestro país.

La versión del Plan DECCC incluye planes de acción por sector para los sectores prioritarios eléctrico, transporte y forestal y un conjunto de ganancias rápidas para capturar este potencial de abatimiento de emisiones y desarrollo. Los planes de acción sectorial integran un conjunto de medidas clave que destacan no sólo por su costo y potencial de abatimiento, sino también por su impacto económico, factibilidad y sinergias potenciales. En total, permiten capturar más de 70% de nuestro

potencial máximo de abatimiento, representando reducciones anuales de emisiones por el orden de ~ 24 MtCO_{2e} en comparación con el escenario tendencial para 2030.

La estrategia de implementación de la versión preliminar del Plan DECCC se centra en cinco factores clave de éxito: (i) Compromiso y liderazgo del más alto nivel tanto del gobierno como de la sociedad, (ii) Incorporación y movilización de los grupos de interés a fin de incluir todas las perspectivas y aprovechar lo mejor de la sociedad dominicana a medida que nos disponemos a desarrollar el país en una forma que sea compatible con el clima, (iii) Instituciones y sistemas efectivos que estén en capacidad de ejecutar lo que seguramente constituye una de las reformas más ambiciosas en la historia del país, (iv) Fortalecimiento integral de la capacidad de ejecución del gobierno por medio del desarrollo de capacidades y destrezas a distintos niveles en todas las instituciones involucradas, (v) Financiamiento inteligente, el cual es un factor vital ya que es probable que el acceso a los fondos se convierta en un obstáculo para la implementación de medidas que requieren de inversiones por el orden de los USD 17 mil millones en las próximas dos décadas, es decir, USD 800 millones por año.

3.2.3 Plan Energético Nacional.

Con respecto a la política energética nacional, la Ley General de Electricidad crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), cuya función principal es elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria, proponer y adoptar políticas y normas, elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

La precitada legislación otorga mandato expreso a la CNE para elaborar y proponer al Poder Ejecutivo un Plan Energético Nacional (PEN) que defina la estrategia del Estado para desarrollar el sector energético en su conjunto.

Según su propia definición en el texto normativo, dicho plan debe ser integral, en el sentido que incluya todas las fuentes de energía, de tal forma que permita una visión coherente y articulada entre los planes sub sectoriales de energía eléctrica, combustibles y fuentes renovables; e indicativo, en el sentido de instrumentar la visión del desarrollo del sector, a través de la identificación de alternativas de inversión, surgidas del análisis de la perspectiva sectorial, ello contribuirá a que los agentes económicos, público y privados, tengan mayor certidumbre al tomar sus decisiones.

El PEN fue presentado por primera vez en Julio de 2004 y se extendía hasta el año 2015. Sin embargo, debido a falta información matemática*, se extendió su plazo de presentación hasta 2010 con proyecciones al 2025.

Los documentos que soportan el diseño del PEN vigente y que sirven de base para establecer las líneas estratégicas fueron hechos en momentos diferentes, bajo condiciones económicas y energéticas diferentes, a lo largo de un periodo muy amplio entre 2007 y 2010, en el cual se dieron cambios profundos en el mercado petrolero y la economía mundial. A pesar de que resultó imposible armonizar cuantitativamente todos los diagnósticos, se determinaron cinco elementos comunes que permitieron definir los objetivos y, en consecuencia, las líneas estratégicas del PEN, a saber:

- i. Altos precios del petróleo en el mercado internacional.*
- ii. Alta participación del petróleo en el balance energético.*

- iii. *Baja producción doméstica y dependencia de la importación de energía.*
- iv. *Altos costos de la energía.*
- v. *Uso ineficiente de la energía.*
- vi. *Responsabilidad con el medio ambiente y compromisos ambientales en la producción, transmisión, distribución y uso de la energía.*

Estos elementos fundamentales no obedecen a coyunturas particulares, sino que tienen continuidad y permanencia y por lo tanto configuran el marco de los retos que tiene el sector. En este sentido, los principios rectores que guían el diseño del Plan Energético Nacional vigente a la fecha (2010-2025) son tres:

- I. ***Incremento de la competitividad de la economía dominicana:*** *Con la firma del CAFTA, la República Dominicana se orienta cada vez más hacia una economía de exportación, en un contexto de mayor competencia internacional. La energía, como insumo fundamental de los procesos productivos en todos los sectores económicos, debe apoyar significativamente en incrementar la competitividad con una oferta suficiente y confiable.*
- II. ***Mejorar la calidad de vida de la población:*** *Este es un imperativo del Estado y una de sus razones de ser. La energía aporta significativamente en el bienestar de la población en los usos en el hogar y el transporte por lo cual debe garantizarse acceso universal bajo criterios de eficiencia, equidad y solidaridad.*
- III. ***Compromiso con la protección del medio ambiente:*** *Los compromisos internacionales respecto al cambio climático, los costos sociales involucrados como bien público y el efecto que tiene en la calidad de vida de la población, configuran el tema ambiental como un principio rector.*

3.2.4 Transición de la matriz generación a carbón y gas natural

El primer paso para esta transición, fue la construcción de una matriz energética en base a carbón. Este proyecto originalmente fue propuesto por la gestión del Ing. Radhamés Segura en 2005, y condujo a la primera licitación de energía eléctrica que se llevó a cabo en nuestro país, luego de la promulgación de la Ley General de Electricidad que ordenaba esta modalidad de adquisición de electricidad.

Debemos recordar que debido a la firma y renegociación de los acuerdos de Madrid se creía (sin tomar en cuenta el incremento constante de la demanda eléctrica), que toda la demanda nacional estaba cubierta, hasta el vencimiento de los mismos. Por consiguiente, las licitaciones que se realizarían en aquel momento, tendrían el propósito de tratar necesidad de proceder a la suscripción de nuevos contratos, para que al vencimiento en el año 2016 de los contratos vigentes de compra y energía resultantes del denominado “Acuerdo de Madrid”, hubiese capacidad nueva instalada.

Había quedado claro que en el país existía una necesidad de instalar nueva capacidad de generación para cubrir la creciente demanda y reducir el precio de la electricidad que compran las distribuidoras (EDES), contribuyendo a la disminución del déficit del sector eléctrico, que en 2012 alcanzó los US\$1,368 millones debido en parte, a que las distribuidoras (EDES) compraron la energía a un precio promedio de 17.67 centavos de dólar el kWh. Ahora tendríamos que determinar tanto la cantidad como el tipo de potencia necesaria y finalmente que tipo de combustible se utilizaría; se concluyó que el carbón era la solución económicamente más eficiente (SEGURA, 2015).

En este sentido Andrés Dauhajre, Presidente y Director Ejecutivo de la Fundación Economía y Desarrollo, Inc., sostiene que si bien la opción preferencial de las autoridades era el gas natural, en ese momento fue prácticamente imposible encontrar algún oferente de un contrato de largo plazo de compraventa de gas natural al precio de Henry Hub + US\$0.20 por MM Btu, precio al que AES Dominicana firmó con British Petroleum (BP), a través de la sociedad relacionada ABS, para el abastecimiento de su terminal de GNL en el 2003 (*Dauhajre, 2016*).

La razón fundamental que motivó la decisión fue la imposibilidad que enfrentó la CDEEE de obtener un suministro confiable, de largo plazo y a un precio competitivo de gas natural, no sólo para invertir en nuevas plantas a gas natural sino también para proveer gas a plantas “dualfuel” que pueden operar con FO#6 o gas natural y estimular la conversión de plantas que operan con FO#2 a gas natural (*Portal Web CDEEE, 2018*).

Simultáneamente, se concluyó que el precio del carbón ha exhibido siempre menor volatilidad que los fuel-oil y el gas natural. Así, en mayo del 2014, asumiendo un precio del carbón FOB (Puerto Bolívar) en Colombia de US\$107.70 la TM, se estimó que este proyecto vendería a 9.80 centavos de dólar el kWh (*Portal Web CDEEE, 2018*).

Asimismo, se justificó la selección del carbón mineral como combustible debido a que es un insumo distribuido ampliamente a nivel mundial, de manejo simple, con gran facilidad de transporte y de disponibilidad y con bajos riesgos en comparación a otros combustibles (*Estudio de Impacto Ambiental CTPC, 2012*).

Modalidad de contratación y selección de los inversionistas

El próximo reto era definir que modalidad de contratación y selección de los inversionistas se iba a aplicar. El Ingeniero Segura explica que para el año 2005, ya había sido promulgada la LGE, la cual disponía la obligación de licitar todo contrato de compraventa de energía; entonces, la modalidad de selección a través de licitaciones estaba clara.

La decisión a la que se enfrentaron los ejecutivos de las empresas licitantes, fue la elección la modalidad de licitación y contratación, según los objetivos que se habían trazado. Tenían 3 opciones: i) Que todo el proyecto fuera público; ii) Que todo proyecto privado o iii) Que sea una combinación de ambos, un PPP (Public, Private, Partnership); de las cuales inevitablemente se desprendería si sería una licitación de capacidad o de suministro.

No podía ser todo público, simplemente porque el Estado carecía de recursos para hacer este tipo de inversión. Precisamente debido a la falta de fondos, se tomó la decisión de implementar la opción en la que todo el proyecto sea privado, por consiguiente, el adjudicatario construye su propia planta, aceptando todo tipo de riesgos, a cambio de una carta de crédito, mediante la cual, las concesionarias aseguran la compra de su energía y potencia, por un período de tiempo en el cual paulatinamente recuperarían la inversión que habían realizado. En resumidas cuentas, de esta manera funciona una licitación de suministro en la cual se busque atraer capacidad nueva.

Ahora, hay dos factores que debemos tomar en cuenta para ese caso en específico. Primero, la forma de contratación aplicada fue lo que se conoce como “acuerdo de transformación de energía”, el cual no es más que el acuerdo mediante la cual el sector privado construye una planta eléctrica y la

opera, cubriendo todos sus riesgos y costos, mientras que la concesionaria aporta el combustible y paga por la transformación de ese combustible en energía eléctrica.

En aquel momento, las concesionarias (propiedad estatal) aportarían el carbón procedente de Colombia, mediante un acuerdo entre el Estado Colombiano y el dominicano, a través del Banco Colombiano BANCORDE. Según los cálculos estimados, para el año 2006 el costo de producción de 1 kWh¹¹ iba a ser 5.5 centavos por costos fijos de generación y 2.9 centavos por kWh, por costos variables¹² (SEGURA, 2015),

De igual manera, las fórmulas de indexación sólo abarcaban 2.9 centavos por kWh del precio, es decir el precio variable, calculado en base con el índice de precios al consumidor (IPC)¹³ de los Estado Unidos de Norteamérica. En otras palabras, lo único que se indexaría sería el 35% de su inversión. (SEGURA, 2015)

Como resultado de la aplicación de esta modalidad, el mayor beneficio para el Estado era que el mismo, no tendría que realizar ninguna inversión para este proyecto, más que la compra y adquisición del carbón, cuando la planta se encontrara en la última fase de construcción.

La licitación concluyó satisfactoriamente, el proyecto fue adjudicado a la compañía Consorcio Pepillo Salcedo, conformado por las empresas *Sichuan Machinery & Equipment Imp. Exp. Ltd. Co.*, *Constructora MC, C. por A.* y *Constructora EMACA, C. por A.*, quienes habían aceptado las bases de esa licitación.

Luego de la adjudicación y a propósito de la falta de previsión de una garantía bancaria para ejecutar en caso de incumplimiento de pago de la CDEEE, por concepto de energía servida; este consorcio exigió que la carta de crédito acordada, debía ser confirmada por un Banco Internacional de primera clase, porque el Banco de Reservas de la República Dominicana no tenía como apalancar esa carta de crédito (SEGURA, 2015).

A pesar de que la CDEEE logró que el Congreso Nacional aprobara la Ley N° 192-07, para la emisión de la carta de crédito avalada por el Banco de Reservas; la obtención de la carta de crédito confirmada por un Banco Internacional, a través del Ministerio de Hacienda y Banco central, no obstante los trámites realizados, no fue posible, debido a ciertos factores circunstanciales, tales como el alto riesgo país de la economía dominicana y las debilidades institucionales que repercuten en la seguridad de las inversiones extranjeras (SEGURA, 2015).

La empresa de capital chino planteaba que estaban requiriendo la carta de crédito confirmada por un banco internacional, debido a que la República Dominicana no tenía relaciones diplomáticas con esa potencia y, por lo tanto, no tenían ni siquiera una garantía diplomática. En el fondo, lo que buscaban

¹¹ El kilovatio hora, o kilovatio-hora, es una unidad de energía igual a 1000 vatios o 3,6 mega julios. Para una potencia constante, la energía en vatios-hora es el producto de la potencia en vatios y el tiempo en horas. El kilovatio hora se conoce más comúnmente como una unidad de facturación de la energía suministrada a los consumidores por empresas eléctricas.

¹² Los costos variables son los gastos que cambian en proporción a la actividad de una empresa. Al sumarse con los costos fijos, resulta el costo total

¹³ El índice de Precios al Consumidor (IPC), Base anual 2014=100, es un indicador mensual, nacional y para nueve ciudades, que mide los cambios en el tiempo del nivel general de los precios, correspondientes al consumo final de bienes y servicios de los hogares de estratos de ingreso: alto, medio y bajo, residentes en el área urbana del país.

era que sucediera lo mismo que en Costa Rica y se crearan relaciones diplomáticas entre ambos Estados, y con la excusa de eliminar este requisito, lograrían sus intenciones políticas (SEGURA, 2015). En conclusión, a pesar de que esta primera licitación, concluyó y fue adjudicada “exitosamente”, el proyecto no fue ejecutado.

Cabe destacar que el reglamento para la aplicación de la Ley N° 125-01 establece que “*para efecto de lo dispuesto por los artículos 110, 112 y 113 de la Ley, relacionados con las licitaciones públicas para la adquisición de electricidad en contratos de largo plazo por parte de las Empresas de Distribución, la SIE dictará mediante resolución, en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación del presente, un reglamento que fije los procedimientos de esas licitaciones. Para ello, solicitará la opinión del OC y los agentes del MEM*” (RLGE, Decreto N° 555-02, 2012), lo cual no sucedió sino hasta 10 años después.

3.2.5 Las plantas a carbón, regresan a la palestra pública.

Para agosto del 2013, el país enfrentaba un déficit de generación que ponía en riesgo su desarrollo sostenido debido a las dificultades que enfrentan las empresas distribuidoras para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica. Tomando la reiterada recomendación de la Comisión Nacional de Energía de diversificar la matriz de generación, eliminándose progresivamente la generación con combustibles derivados del petróleo y aumentando el porcentaje de generación a carbón mineral, a finales ese año la nueva administración entendió que la construcción de las pantas a carbón que en aquella época se habían planteado era necesaria, tal como hace referencia el Decreto N° 167-13 emitido en fecha 21 de junio del año 2013 en sus considerandos:

“Que los estudios e informes preparados por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, a través de técnicos especialistas en la materia, coinciden en plantear la necesidad de fortalecer la oferta eléctrica mediante nuevas inversiones en la generación de energía de bajo costo”

“Que de los informes presentados se concluye que el déficit de generación de electricidad, de no atenderse de forma inmediata, alcanzaría a 2,887 MW para el 2016, lo que podría significar un colapso total del sistema”

De igual manera, el citado decreto se refiere a la necesidad urgente de incrementar la generación de energía eléctrica:

“Que no obstante los esfuerzos realizados por las autoridades del sector y de las reglas y los procedimientos establecidos por las regulaciones vigentes, a los fines de viabilizar la inversión privada en la instalación de nuevas plantas que generan electricidad a costo razonables, provocada por el constante incremento de la demanda nacional de electricidad y el alto costo de la matriz de combustible del parque de la generación nacional; los nuevos proyectos que se han instalado en los últimos años resultan insuficientes para paliar el creciente déficit de generación”

Que, frente a la carencia de inversión privada, para satisfacer la generación de energía de bajo costo o por lo menos frenar un colapso inminente del sistema, a corto plazo, el Estado Dominicano debe intervenir en la expansión del parque de generación de electricidad mediante

la construcción, adquisición y puesta en servicios de nuevas unidades de generación que incrementen la capacidad instalada de bajo costo, en el menor tiempo posible, asignando el suministro y las reservas necesarias para suplir la demanda y optimizar la matriz de combustible utilizada para la generación eléctrica, para lo cual se ha iniciado un proceso tendente a la adquisición de dos unidades termoeléctricas en base a carbón mineral, con una capacidad de generación de 300 megavatios, cada una, con cargo al derecho de las empresas distribuidoras de electricidad propiedad del Estado dominicano, de ser propietarias, directa o indirectamente, de facilidades de generación de electricidad, hasta una capacidad efectiva que no exceda al quince por ciento (15%) de la demanda máxima (potencia) del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, conforme lo dispone el Artículo 11, Párrafo 1, de la Ley General de Electricidad, N° 125-01, del 26 de julio del 2001 y sus modificaciones; así como, el Artículo 10, del Reglamento de aplicación de esa ley”

En esta ocasión se decidió que las plantas a carbón serían propiedad del Estado a través de CDEEE, pero siendo CDEEE la representante del Estado Dominicano como titular de la generación de propiedad estatal, podría alegarse la existencia de un conflicto de interés si a la postre es CDEEE quien también lidera y coordina las licitaciones para la Compra de Energía mediante Contratos a Largo Plazo en representación de las Distribuidoras.

En cuanto a este particular la Ley N° 125-01 establece en su artículo 11, que *“en sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a la definida en los reglamentos y que incluyan suministro a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los autoproductores y los cogeneradores podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución”*

Sin embargo, este mismo artículo en su párrafo I, establece las excepciones a dicha prohibición: *“cada una de las tres empresas de distribución podrán ser propietarias directa o indirectamente de las instalaciones de generación siempre que no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado.”*

Por lo tanto, conforme las disposiciones de la Ley General de Electricidad, no habría ningún impedimento para que el Estado asumiera la construcción de centrales eléctricas. Sin embargo, el el RGA de la Ley en su Art. 44 Párrafo II establece que debe vender *un cuarenta por ciento (40%) de dicha producción en el Mercado Spot.*

Conflicto de Normativas aplicables.

En principio, la política estatal es que la generación (excluyendo la hidroeléctrica) pertenezca al sector privado. Ahora bien, al declararse el sector eléctrico en emergencia, mediante Decreto N° 167-13; la construcción de las plantas a carbón constituye un escenario completamente diferente de los anteriormente expuestos, ya que se trata de situación de emergencia, que condujo a que la obra quede en manos del Estado.

A los fines de cumplir con la Ley N° 340-06, el presidente de la República, Danilo Medina, emite el decreto N° 167-13 que básicamente dispone que, en el caso de la especie, aplica una de las excepciones que la misma Ley N° 340-06; el texto integral dicta lo siguiente:

“En virtud de lo dispuesto por el Artículo 6, Párrafo, Numeral 1, de la Ley N° 340-06, del 18 de agosto de 2006, sobre Compras y Contrataciones de Bienes, Servicios, Obras y

Concesiones, modificada por la Ley N° 449-06, del 6 de diciembre de 2006; así como, del Artículo 4, del Reglamento de Aplicación de la referida Ley, se declara de emergencia nacional el aumento de la capacidad de generación eléctrica de bajo costo en la República Dominicana"... en aplicación del Artículo 6, Párrafo, Numeral 1, así como, del Reglamento de Aplicación de la referida Ley, se exceptúan, por el tiempo en que esté vigente la presente declaratoria, bajo los términos y las condiciones aquí indicado... a las empresas distribuidoras (EDENORTE, EDESUR EDEESTE) y a la CDEEE de los Procedimientos de Selección establecidos en el Artículo 16, de la referida Ley N° 340-06, sus modificaciones y Reglamento de Aplicación, en lo que respecta a la compra y contratación de bienes, servicios y obras, necesarios para la instalación y puesta en operación de dos (2) unidades termoeléctricas en base a carbón mineral, con una capacidad de generación de 300 megavatios, cada una, incluyendo trabajos de consultoría, asesoría, asistencia técnica, servicios jurídicos, representaciones, diseños, análisis financieros, estudio técnicos de ingeniería y cualquier otra contratación necesaria para la puesta en marcha y ejecución de tales centrales de generación, a los propósitos de la emergencia decretada, a fin de iniciar el proceso de solución a la crisis de desabastecimiento que se proyecta afectará al área de generación en el mediano y largo plazo."

Sin embargo, la CDEEE, a pesar de que no tenía que licitar, entendió que, a los fines de obtener los mejores rangos de precios, este proceso era necesario: así se origina la licitación CDEEE-LPI-01-2013, en la cual resultó adjudicatario el participante No. 1303 Consorcio conformado por la *Constructora Norberto Odebrecht. S.A. Tecnimont, S.p.A., Ingeniería Estrella, SRL. (Bases para Licitación CDEEE-LPI-01-2013)*

3.2.6 Central Termoeléctrica de Punta Catalina (CTPC)

Al tocar el tema de la Central Termoeléctrica de Punta Catalina (Plantas a carbón), se hace imposible dejar de comentar tres aspectos sumamente relevantes relativos a estas;

Factor Ambiental

En primer lugar, tenemos la situación medio ambiental. Casi todos los países del mundo, especialmente en América Latina, dirigen sus políticas energéticas a generar electricidad a partir de fuentes renovables y limpias que abundan en el país como son el sol, el aire y el agua.

El profesor Milton Martínez, miembro de la Comisión Ambiental de la Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD) y dirigente de Alianza País en su ponencia en el panel "Pacto Eléctrico, Plantas de Carbón y Movimientos Sociales Ambientales" puso de relieve que *"para contrarrestar los 8 millones de toneladas de dióxido de carbono que emitirán estas plantas a la atmósfera cada año, que es uno de los principales gases de efecto invernadero causante del cambio climático, se necesitarían sembrar el equivalente de 380 millones de árboles, lo que es materialmente imposible"* (MARTINEZ, 2015).

Sin embargo, el gobierno asegura desde que se inició el proyecto energético se diseñó una estrategia enfocada en tres ejes: gestión social comunitaria, desarrollo sostenible y gestión medioambiental, a ser aplicados no solo en la comunidad de Catalina, sino en toda la provincia Peravia y zonas aledañas. Al mismo tiempo garantiza que los equipos empleados para la construcción de estas plantas son de última generación, fabricados e instalados bajo los más altos estándares internacionales

exigidas por instituciones financieras (*World Bank, International Finance Corporation (IFC)*) en materia ambiental, a fin de asegurar la protección y preservación tanto de la salud, como de los ecosistemas existentes, garantizando la correcta gestión y desempeño ambiental. Se trata de una tecnología de recaptura y reciclaje del carbón llamada Sistema de Control de Calidad del Aire o AQCS por sus siglas en inglés (*Air Quality Control System*), así como un sistema para el monitoreo permanente de los parámetros de emisión.

Los gases de combustión que salen de la caldera contienen partículas y otros constituyentes que deben ser removidos para cumplir con los límites de emisiones establecidos para las instalaciones de generación. El sistema de control de emisiones que será incorporado en la central incluye un equipo de desulfurización de gases (CFB scrubber) y una casa de filtros de alto rendimiento que evitará las emisiones de partículas, humo y cenizas. (*Portal Web CDEEE, 2018*)

En tal sentido, la Evaluación de Impacto Ambiental y Social (EIAS), realizada por la reconocida firma canadiense Golder Associates, Inc. indica que “el Proyecto se ha diseñado para minimizar las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) en el mayor grado posible, y por ello, esto puede considerarse mitigación en el diseño. Posee dos sistemas de Control de Calidad del Aire (SCCA), equipados con Filtros de Mangas, Desulfuración de Gases de Combustión (DGC) – Lecho Fluidizado Circulante (LFC) y Quemadores de Baja Producción de NOx para controlar emisiones de dióxido de azufre (SO2) y de partículas (PM). La Tabla 7-17 presenta una comparación del desempeño garantizado y esperado del proyecto, comparado con las guías internacionales de Gases de Efecto Invernadero. De acuerdo con la siguiente tabla, la eficiencia del Proyecto es más alta, a una eficiencia garantizada del 36.53%, que el rango de eficiencia de las guías internacionales de 33.1 % a 35.9 % para una unidad de generación de vapor sub-crítico. La intensidad de emisión de CO2, a 789 g CO2/kWh, es más baja que la de las guías internacionales de 807-907 g CO2/kWh, para unidades de generación de vapor sub-crítico (CFI, Diciembre de 2008). La eficiencia de CO2 y las emisiones del Proyecto están dentro de los rangos aceptados para una unidad de generación de vapor supercrítico.” (*Estudio de Impacto Ambiental CTPC, 2012*)

Comparación de Eficiencia y Emisiones de CO₂ del Proyecto a Carbón Punta Catalina con Guías Internacionales para Plantas de Generación a Carbón

Tipo de Unidad	Proyecto		Guías Internacionales
	Garantizada	Estimada	
Subcrítico			
Eficiencia (neta, HHV) ^a	36.53%	37.22%	33.1 - 35.9%
g CO ₂ /kWh (bruta)	789	775	807 - 907 ^c
Super-crítico			
Eficiencia (neta, HHV) ^b	36.53%	37.22%	35.9 - 38.3%
g CO ₂ /kWh	789	775	756 - 836

^a Poder calórico garantizado = 9,343 Btu (HHV)/kWh; Poder calórico estimado = 9,171 Btu (HHV)/kWh

^b Basado en Análisis Final del Carbón: 60% carbono y 10,500 Btu/lb, Pérdida en Ignición (LOI, en inglés) o contenido de ceniza en carbón asumido en 2.5%.

^c Guías sobre Medio Ambiente, Salud y Seguridad de la Corporación Financiera Internacional (CFI) para Plantas de Energía Térmica, Tabla 4 (Diciembre de 2008)

La EIAS observa que “considerando la relativamente conservadora base del carbón de diseño, el Proyecto cumple claramente los criterios internacionales de eficiencia energética y está dentro del rango de emisiones de CO₂ por kWh neto generado para una unidad de carbón pulverizado supercrítica. Además, la tecnología de control de SO₂ propuesta (LFC- empleando cal hidratada) no resulta en emisiones adicionales de CO₂ como sucede con los procesos más comunes de DGC. De igual manera, la EIAS de Golder señala que la entrada de la CTPC permitirá reducir el uso de los generadores diésel a pequeña escala que utilizan las empresas, pequeños negocios y los hogares, ya que desplazará fundamentalmente a plantas que generan con FO#2 y FO#6.

Distorsión del Mercado

En segundo lugar, con la Ley que autoriza la participación provisional del Estado, como promotor, titular y/o propietario directa o indirectamente en actividades de generación eléctrica a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en la actividad de generación eléctrica (*Ley N° 394-14, 2014*) el Congreso de la República introduce un elemento que distorsiona el mercado de la electricidad del país. Esto así, debido a que la ley establece nuevas reglas que dan trato favorable al Estado en detrimento de los demás actores del sector eléctrico, lo cual es contrario a lo establecido en la Constitución de la República Dominicana. (*Art. 50 Constitución Dominicana.*)

Esta legislación libera a las plantas propiedad del Estado de tener que participar en procesos de licitación que contemplan la Ley N° 125-01 y la Ley N° 340-06, lo cual crea una situación de favoritismo para el Estado y una nueva barrera para la participación del sector privado en proyectos de nueva generación. Al crear un marco favorable para el Estado, este Proyecto de Ley desalienta la inversión privada al no poder competir en igualdad de condiciones, asimismo, disminuye las posibilidades de mejorar la transparencia y pulcritud.

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

En tercer lugar, la sumatoria de la capacidad nominal instalada del conjunto que forma la matriz energética del sistema eléctrico Interconectado de la República Dominicana es de 3456 Mw, de los cuales por diversas circunstancias es aprovechable solo o disponible una media del 65% de ese total. Acorde con el crecimiento económico del país cada año la demanda de generación eléctrica se incrementa en aproximadamente el 5%, demanda que lamentablemente no es posible satisfacerla, entre otras razones por disponibilidad de recursos, lo que crea déficits energéticos, que son paliados con cortes selectivos en los diversos circuitos o reduciendo la reserva rodante, según sea el caso. (*Portal Web CDEEE, 2018*)

Con la construcción de plantas a carbón a cargo de CDEEE sólo se instalarán 700 de los 1,600 megavatios que dicha institución establece como necesarios para poder continuar con el proceso de abaratar la matriz de combustibles iniciado en el año 2000 y en el que el sector privado ya ha invertido alrededor de US\$2,500 millones sólo representa un 30% de la demanda. Por lo tanto, el otro 70% debe ser adquirido a través de los procesos establecidos legalmente. (*Portal Web CDEEE, 2018*)

3.2.7 Generación de propiedad cien por ciento (100%) estatal.

El organismo regulador del sistema eléctrico, Superintendencia de Electricidad (SIE), en su momento promovió la inclusión en la Ley sobre la Participación Provisional del Estado Dominicano en la

Actividad de Generación de Electricidad, un artículo mediante el cual se exima a las Distribuidoras del cumplimiento de los procesos de licitación para la contratación de electricidad a largo plazo, únicamente con respecto a la generación eléctrica de propiedad cien por ciento (100%) estatal.

La aprobación de esta disposición adquiere vital importancia de cara a la ejecución de las licitaciones de suministro eléctrico, puesto que de lo contrario la generación de propiedad estatal solamente podría destinarse para abastecer a las Distribuidoras, si la misma resulta adjudicataria en un proceso de licitación o mediante la suscripción de transacciones realizadas en el Mercado Spot. Esto significa un riesgo al objetivo esencial de la participación del Estado en la actividad empresarial de generación, el cual no es más que proveer mejores precios a las Distribuidoras mediante Contratos de Compra Venta de Largo Plazo.

Esta situación tiende a complicarse un poco más debido a dos razones fundamentales que comentamos a continuación:

(i) La SIE concluyó que *“...la normativa vigente no contempla en ningún caso, que la demanda de las Empresas Distribuidoras pueda ser abastecida a través de contratos de “corto plazo” o menores a 36 meses de duración pactados de forma directa con Empresas Generadoras”*, estableciendo que dicha demanda solamente puede ser abastecida mediante Contratos de Largo Plazo de tres (3) a quince (15) años; o compras sin contrato en el Mercado Spot. Esto implicaría la generación de propiedad estatal solamente podrá ser vendida a las Distribuidoras luego de ser adjudicataria en una licitación o mediante transacciones en el Mercado Spot.

(ii) Siendo CDEEE la representante del Estado Dominicano como titular de la generación de propiedad estatal, podría alegarse la existencia de un conflicto de interés (a pesar de que no hay ninguna violación a la Ley N° 125-01) si a la postre es CDEEE quien también lidera y coordina las licitaciones para la Compra de Energía mediante Contratos a Largo Plazo en representación de las Distribuidoras.

Modificación del Párrafo II del Art. 44 del RGA Ley N° 125-01.

Otro de los temas que guarda una relación de aproximación indirecta, es el concerniente a los límites establecidos en el Párrafo II del Art. 44 del RLGE, cuyo texto reza de la manera siguiente:

“ARTICULO 44 (Modificado por el Artículo 10 del Decreto N° 749-02) PÁRRAFO II.- Se establece que las Empresas de Generación vinculadas a Empresas de Distribución deberán vender un cuarenta por ciento (40%) de su producción en el Mercado Spot. No obstante, lo anterior, los contratos para la venta de energía suscritos y las concesiones otorgadas por estas empresas antes de la fecha de publicación del presente reglamento, que fijen porcentajes diferentes al establecido en el párrafo, seguirán vigentes hasta la fecha estipulada para su vencimiento.”

Conforme la definición de *“Empresa Vinculada”* que ofrece el Art. 2 de la Ley N°. 125-01, replicada por el Numeral 57 del Art. 1 del RLGE, podría argumentarse con mucho fundamento que las Distribuidoras son Empresas Vinculadas del Estado Dominicano y de CDEEE, en razón de que éstos últimos controlan las acciones de las primeras. En tal sentido, toda empresa de generación de capital estatal no podría vender a las Distribuidoras más allá del 60% de su producción. Esta misma limitación

aplica para el caso de la generación propia de las Distribuidoras realizada al amparo del Art. 11 Párrafo I de la Ley N°. 125-01 y por ende al “Proyecto Central Termoeléctrica Punta Catalina”. Esta nueva normativa permite que la generación de electricidad de capital estatal esté destinada en su mayor parte a satisfacer la demanda de las Distribuidoras a los mejores precios posibles, restringiendo así la limitación comentada.

De todo esto podemos concluir que, si bien dejar la construcción de este proyecto en manos del Estado haya sido la decisión correcta o no, el Estado Dominicano hoy en día, no tiene la capacidad económica de producir toda la electricidad que se necesita en el país, sin embargo, al tener la obligación de velar por el interés general, debe garantizar el acceso de toda la población a este servicio.

3.3 Transiciones Actuales

3.3.1 Pacto Nacional por la Reforma del Sector Eléctrico (Pacto Eléctrico).

El pacto eléctrico forma parte de las reformas estructurales a las que se ha comprometido el Gobierno dominicano a través de la Estrategia Nacional de Desarrollo (END), para reducir el monto de las transferencias corrientes que destina como subsidio al sector eléctrico. Se trata del acuerdo de voluntades que espera alcanzarse entre todas las fuerzas económicas, políticas y sociales, con la finalidad de encontrar la solución definitiva a la problemática del sector eléctrico, a fin de que la República Dominicana pueda contar con electricidad confiable, competitiva y sostenible para todos.

Durante unos 30 meses, los diferentes sectores del país trabajaron sobre las diferentes líneas de acción para acordar los nuevos lineamientos que encausaran al sector hacia un círculo virtuoso, donde podamos lograr un sector eléctrico eficiente, y sostenible financiera y ambientalmente.

En términos generales, los principales acuerdos arribados son los siguientes:

- I. Un suministro de electricidad crecientemente sostenido, de mejor calidad, confiable, eficiente, resiliente y al menor precio posible.*
- II. Lograr un mercado eléctrico que funcione de manera fluida y competitiva, donde todos los agentes que participan en el mismo cumplan sus roles con eficiencia, transparencia y apego a la ley.*
- III. Un efectivo régimen regulatorio orientado a asegurar libre competencia, promover eficiencia, atraer inversiones, proteger a los consumidores y asegurar transparencia y rendición de cuentas.*
- IV. Un sector eléctrico responsable con el medio ambiente y que gestiona adecuadamente los riesgos.*
- V. Aplicación de una tarifa técnica que transfiera los costos del sector, y la aplicación de un subsidio focalizado a los sectores más vulnerables.*
- VI. Disminución de las pérdidas de energía hasta un 15% en los próximos 5 años, a razón de un promedio de 2.7 puntos porcentuales anuales.*
- VII. Un desarrollo de planes de expansión a largo plazo y a costo mínimo de las actividades de generación, transmisión y distribución*
- VIII. Un sistema de seguimiento a la implementación de los compromisos pactados sujeto a veeduría social, evaluación y régimen de consecuencias*

En términos específicos, podemos destacar los siguientes puntos:

- I. *El Estado mantendrá su participación con carácter monopólico en la generación hidroeléctrica (mayor de 5MW) y en la transmisión de energía del SENI, sin embargo, promoverá la participación de los sectores privados y solidarios en las actividades de generación y distribución eléctrica.*
- II. *La Superintendencia de Electricidad deberá emitir mediante resolución, una normativa que establezca las condiciones necesarias para que las Empresas Distribuidoras puedan subcontratar la actividad de comercialización, para mejorar la gestión, bajo un sistema transparente de contratación de servicios vía licitación pública con empresas privadas o de capital mixto y cooperativas eléctricas.*
- III. *Reestructuración del marco institucional del subsector eléctricos para definir los ámbitos de competencia y actuación de los distintos ente y organismos públicos, conforme lo establecido en la Constitución de la Republica, evitando solapamiento y duplicidades de funciones y procurando el uso racional de los recursos disponibles. A grandes rasgos, implica que las competencias de la Comisión Nacional de Energía, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) pasaran a ser integradas en su totalidad al Ministerio de Energía y Minas creado mediante la Ley 100-13.*
- IV. *Las Empresas de Distribución de Electricidad de propiedad Estatal tendrán un Consejo de Administración unificado, integrado por siete miembros designados por el Poder Ejecutivo con competencias y características previamente definidas.*
- V. *Los Sistemas Aislados de electricidad deberán estar sometidos a las políticas de regulación y supervisión de la SIE y su régimen tarifario deberá establecerse en función de la tarifa técnica según la normativa vigente.¹⁴*
- VI. *Derogación de los Párrafos II y II del Artículo 108 de la LGE, así como el Artículo 25 del RGLE y sus modificaciones, que disponen el pago de un subsidio a las empresas distribuidoras por parte de los Usuarios NO Regulados (UNR)*
- VII. *La SIE deberá emitir e implementar normas técnicas actualizadas de calidad del servicio público de distribución de electricidad conforme lo establecido en la normativa vigente, incluyendo las respectivas penalidades por incumplimiento y los niveles de racionamiento permitidos, conforme la legislación vigente.*
- VIII. *Conformación de una Comisión que establezca los lineamientos o directrices de un Plan Nacional de Iluminación para la mejora y ampliación de la cobertura del alumbrado público y mejoría de la calidad del servicio.*
- IX. *Diseñar e implementar en cada una de las empresas eléctricas públicas: un Plan Estratégico y de negocios de Mejora de Gestión; Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Eléctricas, un Sistema de Monitoreo y Evaluación de logro de metas de desempeño a nivel gerencial y técnico; un Régimen de Consecuencias al incumplimiento no justificado de las metas; todos con objetivos y metas de desempeño específicos, medibles y auditables a los fines de avanzar en la auto- sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico Nacional.*
- X. *Definición de un régimen tarifario de referencia¹⁵ que marque el objetivo a alcanzar al 1ro de enero de 2023, el cual creará las condiciones para la posterior implementación de la tarifa técnica.*

¹⁴ Artículos 111 al 116 de la LGE.

¹⁵ El régimen tarifario de referencia es aquel que reconoce los costos de suministro e incorpora un valor agregado de distribución (VAD) que contempla: (i) hasta un 15% de pérdidas, (ii) un 97% de cobranzas, (iii) un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y (iv) la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central.

- XI. *Cuantificación del monto del subsidio para financiar distintas opciones de subsidios en función del índice de calidad de vida y el nivel de consumo de electricidad de una vivienda digna en condiciones de pobreza del hogar, tanto en términos de subsidios cruzado y directo, como a través del programa Bonoluz.*
- XII. *Restablecimiento de la cadena de pago en todos los eslabones del subsector eléctrico, garantizando así los flujos financieros oportunos.*
- XIII. *Desarrollo de planes de expansión a largo plazo y costo mínimo de las actividades de generación, transmisión y distribución.*
- XIV. *Elaboración de un proyecto de ley de promoción al uso racional de la energía que contenga normas para la construcción que promuevan la eficiencia energética en las edificaciones públicas y privadas; desincentivos a la importación de equipos eléctricos de baja eficiencia, mediante la implementación del impuesto selectivo al consumo (ISC) de los mismos y estímulos al uso de equipos eléctricos eficientes.*
- XV. *Aprobación mediante Decreto de un reglamento de aplicación del pacto que, sobre la base de los acuerdos pactados establezca (i) las responsabilidades y acciones específicas que deberán llevar a cabo cada uno de los actores, instituciones y agentes en el sector eléctrico dominicano, incluyendo los indicadores y metas por instituciones o empresas, (ii) un cronograma de ejecución, (iii) los mecanismos de seguimiento y veeduría e índices de desempeño que permitan medir el grado de avance en la ejecución y logro de los objetivos y, (iv) los recursos y sus fuentes de financiamiento para el buen funcionamiento de las tareas de seguimiento y veeduría.*

La concertación del Pacto conllevó tres años de negociación en el seno del Consejo Económico y Social. Se lograron consensuar más de 200 compromisos, y poco más de una decena de temas quedaron en disenso. A pesar de existir un supuesto consenso para julio de 2019, **todavía no ha sido firmado**, denotando el grado de intereses políticos y económicos que socavan al sector. De nada servirán los acuerdos, consensos y planes de acción si no existe la voluntad política de ejecutarlos y ponerlos en práctica.

3.3.2 Proyecto de Transición Energética – Fomento de Energías Renovables

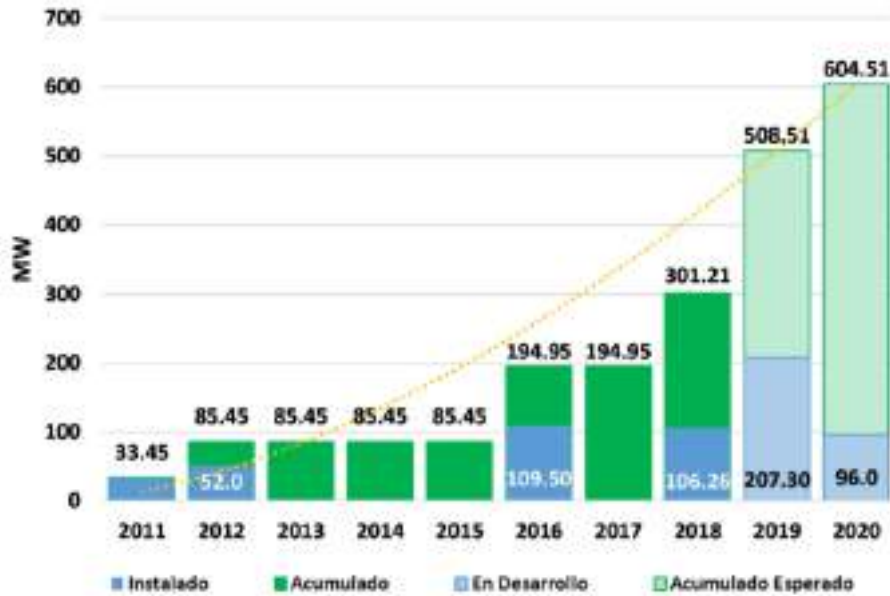
Con la promulgación de la Ley General de Electricidad en 2001, se comenzó a plantear un tímido fomento a las fuentes de energía renovables, teniendo un derecho preferencia en las compras y despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables y exenciones de impuestos nacionales y municipales por (5) años, otorgando competencia a la Comisión Nacional de Energía promover la planificación, desarrollo e implementación de proyectos de inversión para la generación de electricidad que sean amigables con el medio ambiente como lo son las Energías Renovables.

Empero, no fue hasta el año 2007 cuando se promulgó la Ley N° 57-07 sobre el Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Bajo este marco jurídico, se otorgan incentivos fiscales a nivel aduanal para el desarrollo de proyectos de autoproducción de electricidad, proyectos comunitarios de baja escala (hasta 500 kW) y proyectos de generación comercial para las siguientes tecnologías renovables: i. Parques Eólicos hasta 50 MW, con capacidad de duplicar la potencia instalada; ii. Hidroeléctricas hasta 5 MW; iii. Electro Solares (fotovoltaicos) de cualquier tipo y nivel de potencia; iv. Termo solares de hasta 120 MW; v. Biomasa de hasta 80 MW y; vi. Residuos sólidos de hasta 150 MW.

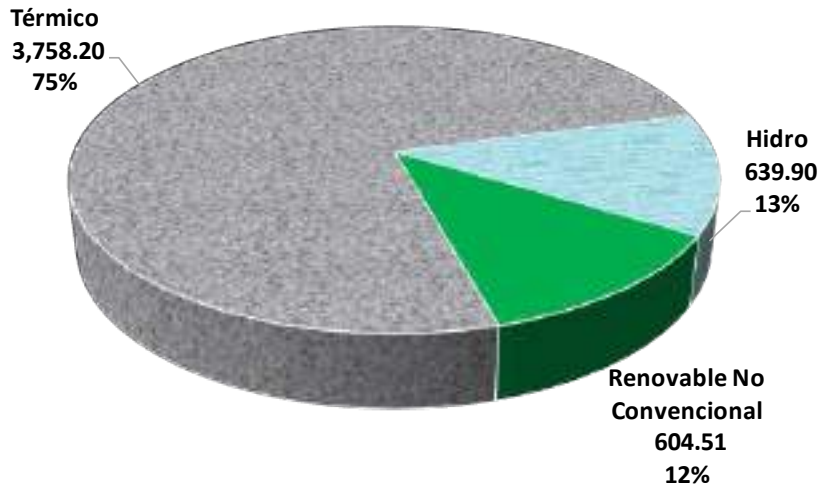
La Ley establece una meta de que un 25% de las necesidades del servicio para el año 2025 sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables, para lo cual prevé un esquema de remuneración a costo marginal del sistema, compensada por una prima variable, en referencia a un nivel de remuneración recomendada para cada tecnología. De igual manera, obliga a las empresas distribuidoras a comprar las inyecciones y excedentes provenientes de los usuarios con proyectos de autoproducción, los cuales conforme el reglamento de aplicación de la Ley, deben consumir al menos el 50% de la energía producida. En adición a las exenciones aduanales, la autoproducción recibe un crédito fiscal de hasta el 40% de la inversión de su sistema de autoproducción.

En 2018 fueron inaugurados los proyectos Montecristi Solar, con 57.96 MW y el Parque Eólico Larimar II, con 48.30 MW, para un total de 106.26 MW, que, sumados a los que ya estaban en operación (194.95 MW), totalizan 301.21 MW de energía limpia no convencional instalada. En términos porcentuales, para el cierre del año 2018, el 7.8% de capacidad instalada y 16.7% de energía inyectada al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) provino de energías renovables con 2,525.77 GWh (*Comisión Nacional de Energía, 2019*).

Para finales de 2019 está pautada la entrada en operación comercial 207.3 MW nuevos generación a partir de energía renovables, que se corresponden con los proyectos eólicos Matafongo con 34 MW, Agua Clara con 50 MW, Guanillo (Pecasa) con 50 MW y proyectos solares fotovoltaicos como Solar Canoa (Emerald Solar) con 25 MW, Montecristi Solar 2 (Montecristi Solar FV) con 48.3 MW y Monte Plata Solar 2 (Electronic JRC) con 30 MW. En el 2020 se instalarán otros 96 MW de sendos proyectos solar y eólico, para alcanzar un total de 604.5 MW de energía limpia, lo cual, sumado a las hidroeléctricas representa un porcentaje de un 25%.



PROYECCIÓN CAPACIDAD INSTALADA EN EL SENI AL 2020 [MW y %]



En el mapa que sigue se detalla por fuente y ubicación de las centrales de generación a partir de fuentes renovables desarrolladas y en desarrollo según la Comisión Nacional de Energía.



En cuanto a la autoproducción, según datos de la CNE, al mes de diciembre de 2018 en el país había una capacidad instalada en iniciativas de autoproducción de fuentes renovables de unos 110 megavatios pico (MWp), de los cuales 94,521 kilovatios pico (kWp) corresponden a usuarios registrados en Medición Neta, un programa para clientes con sistemas de generación propia que utilicen fuentes renovables de energía interconectadas a sus redes de distribución. El restante (15,500 kilovatios pico kWp) corresponde a entidades (Usuarios No Regulados y/o empresas de Generación) con sistemas

solares para autoproducción para suplir sus consumos propios. Esos emprendimientos son, prácticamente en su totalidad, en base a paneles solares fotovoltaicos, debido a que los costos de esos sistemas han presentado una persistente tendencia a la baja.

Si bien las renovables de fuentes naturales virtualmente inagotables, cuyas ventajas son ampliamente aplaudidas en el aspecto económico (a largo plazo) y el ambiental, incluyendo el cumplimiento del compromiso internacional asumido en el Acuerdo de París COP21 y el Objetivo de Desarrollo Sostenible #7 (ODS7) de las Naciones Unidas, es necesario recordar que para su implementación existen una serie de desafíos que superar. En el caso del sector eléctrico, los desafíos principales se refieren al marco institucional y regulatorio actual, así como a la necesidad de atraer el capital requerido para llevar a cabo las inversiones asociadas a los proyectos. Además de ello, debe tenerse en cuenta que será necesario abordar retos técnicos asociados con la integración de grandes cantidades de energía renovable variable en el sistema interconectado, así como con la intermitencia del recurso que impide la fiabilidad del suministro, las extensas superficies que ocupa para una producción considerable y el desarrollo adecuado de la red eléctrica de transmisión.

De ninguna manera esto puede interpretarse como una negativa a la implementación de las energías renovables, sino una mejor regulación y planificación de las mismas, reconociendo que se necesita que surja una visión a largo plazo, basada en el potencial del recurso identificado, con objetivos intermedios claros, así como los incentivos necesarios para alcanzarla.

Proyecto de Transición Energética

En el año 2017, la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (a través de la iniciativa internacional de la Protección del Clima – IKI), y el Ministerio de Energía y Minas, en representación del gobierno de la República Dominicana, acordaron implementar junto a otros 17 socios de los sectores de energía y clima del país, el *“Proyecto Transición Energética-Fomento de Energías Renovables para implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana”* el cual se enfoca en la ejecución de cinco ejes principales:

- I. Mejorar el marco institucional y normativo del sector energético para facilitar mayores inversiones en energías renovables, tales como procesos de licitaciones y la implementación de una “ventanilla única”¹⁶
- II. Apoyar el desarrollo de nuevos instrumentos de financiamiento para energías renovables en la banca nacional.
- III. Ampliar las capacidades de las instituciones públicas relevantes, así como las empresas privadas del sector energético, para desarrollar el inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) además de definir y priorizar sus potenciales de mitigación.

¹⁶ Es una plataforma que tiene como objetivo centralizar, a través de una única plataforma digital e interconectada, todos los trámites que deben ser realizados ante la administración pública para obtener los permisos y licencias para la construcción de Proyectos de Generación eléctrica a partir de fuentes renovables y coordinar la labor de las instituciones de la administración pública con competencias legales para otorgar estos permisos y licencias a fin de agilizar y eficientizar los trámites relacionados con estos, de modo que se garantice la competitividad de las empresas y se estimule la inversión local y extranjera.

- IV. Profundizar las capacidades en el tema de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico nacional.
- V. Apoyar el desarrollo de proyectos pilotos asociativos e innovadores con el objetivo de generar a una mayor aceptación para las energías renovables dentro de la ciudadanía.

Además, el proyecto apoya la adopción de medidas de mitigación adecuadas a cada país (NAMA, por sus siglas en inglés), que son medidas para la protección del clima voluntarias y prometedoras, y el cumplimiento de los objetivos nacionales de protección del clima (contribuciones determinadas a nivel nacional, o NDC, por sus siglas en inglés).

3.3.3 Transición a Gas Natural

Como ya mencionamos, de entre los combustibles fósiles el gas natural ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental, por lo que gobierno dominicano siempre ha perseguido su implementación en la generación eléctrica. En su momento no se utilizó para el proyecto que hoy recibe el nombre de Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC), debido a que las señales indicaban que el gas natural solo podría ofertarse con una disponibilidad suficiente y segura a precios razonables a partir del 2020, por lo que se optó por el carbón.

Actualmente, la CDEEE lleva a cabo un proceso de facilitación a las empresas de generación que operan en la región Este con Fuel Oil como combustible, para que puedan convertir sus unidades a gas natural y así abaratar los costos de generación. Para tales fines, el Poder Ejecutivo concedió un Poder Especial, mediante el Decreto 62-18, al Vicepresidente Ejecutivo de la CDEEE, a los fines de concretar las negociaciones para la conversión de por lo menos 730 MW de plantas ubicadas en la región Este del país.

Las empresas de generación eléctrica que decidan convertir sus plantas a gas natural serán beneficiadas con un contrato PPA con plazos de entre siete y diez años. Sin embargo, estos contratos incluirán varias cláusulas tales como la resolución contractual (el contrato quede sin efecto) si la conversión no se hace efectiva y la obligación de la generadora de asumir los costos derivados en el caso de que por una razón u otra deba utilizar un combustible sustituto.

La Compañía Eléctrica San Pedro de Macorís (CESPM), antigua “Cogentrix”, ha sido la primera beneficiada con un contrato PPA de 10 años a partir de la conversión de su planta de 300 MW a Gas Natural, de manera que pueda recuperar su inversión mientras vende energía menos costosa para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Asimismo, tras el anuncio AES Dominicana que construirá un gasoducto que irá desde su terminal de gas natural del puerto de Andrés hacia una zona de la provincia San Pedro de Macorís, se vislumbra la posibilidad de que plantas eléctricas en operación en dicha zona con una capacidad conjunta de 940 megavatios, las cuales operan con fuel oil, aprovechen su potencial de convertirse para operar con gas natural.

3.3.4 Programa de Rehabilitación de Redes

El Programa de Rehabilitación de Redes Eléctricas es una iniciativa del gobierno dominicano a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales junto a las empresas distribuidoras de electricidad EDESUR, EDENORTE y EDEESTE. Formalmente está registrado como el Programa de Modernización de la Red de Distribución y Reducción de Pérdidas Eléctricas.

Este programa tiene como objetivo rehabilitar las redes, mejorar los sistemas de medición y mejorar la calidad del servicio que se brinda a la población desde los circuitos intervenidos, ejecutando paralelamente campañas de gestión social, y fortaleciendo las instituciones del sector para garantizar la efectividad y sostenibilidad de los resultados.

Con este programa se facilita alcanzar la sostenibilidad financiera de las empresas distribuidoras, mediante la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema de distribución, el aumento del CRI y la mejora en la calidad del servicio de electricidad, además de crear una conciencia sobre el uso eficiente y seguro de la energía en los ciudadanos, contribuyendo así al mejoramiento de su calidad de vida y el desarrollo de sus comunidades, en condiciones ambientalmente sostenibles

Tiene un presupuesto de US\$368 millones, de los cuales desde la CDEEE se están ejecutando US\$78 millones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) así como unos US\$60 millones del Fondo de Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para el Desarrollo Internacional (OFID), US\$120 millones del Banco Mundial y US\$100 millones del Banco Europeo de Inversiones, para este propósito. Se estima que el porcentaje de la reducción de las pérdidas globales de energía con estas inversiones es de alrededor de un 6% al 2020. (*Portal Web CDEEE, 2018*)

Proyectos Multilaterales | Avances de la 2da Fase

Organismo	Monto Préstamo (MM USD)	Suministros a Terminar	Cantidad Redes a Rehabilitar (km)	Cantidad de Circuitos	Meta Reducción Pérdidas (%)	Estado Actual
 BID	78	96,567	394	29	1.10%	Recién finalizado
 OFID	60	81,693	350	17	0.89%	Recién finalizado
 BANCO MUNDIAL	120	144,980	730	26	1.70%	En fase de replanteo de obras
 Banco Europeo de Inversiones	110 ^(*)	119,226	676	14	1.47%	En proceso activación efectividad del préstamo
	368	442,465	2,158	86	5.22%	

(*) Resultados incluyen la ejecución de US\$ 10 AM de aporte no reembolsable para rehabilitar el circuito UM83-02, el cual abastece a los sectores Los Tres Bracos, Finca de Ozama, Campo La Rana, Arroz del Ozama y La Isabela.

Meta en reducción de pérdidas esperada a partir del primer año de operación de todos los proyectos, y basados en valores de línea base 2015 en las 3 EDE.

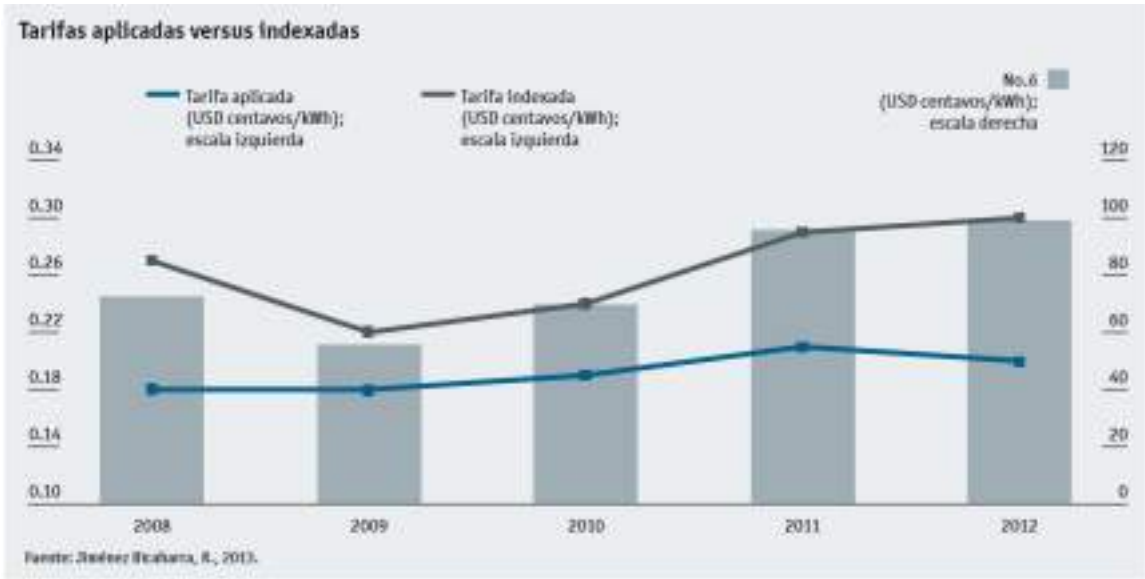


3.3.5 Tarifas y subsidio.

La Ley General de Electricidad ordena la aplicación de una “tarifa técnica” que refleje los costos reales generación, transmisión, distribución y comercialización dentro de los ocho años de la privatización parcial (denominada “capitalización”) del sector, que tuvo lugar a finales de la década de 1990. Sin embargo, se pospuso la aplicación de una tarifa técnica, y en su lugar el gobierno adoptó un esquema temporal que indexó las tarifas sobre una base mensual según el precio internacional del combustible. Así como los precios del petróleo aumentaron constantemente, a partir de la década del 2000, esto tuvo un impacto devastador en los costos de generación.

Como resultado, el gobierno introdujo en el 2001 una “tarifa aplicada”, que es publicada periódicamente por la Superintendencia de Electricidad, el ente regulador del sector eléctrico. La tarifa aplicada está consistentemente por debajo de los niveles de tarifas técnicas e indexadas, y esto crea una brecha entre el costo real de producción y el precio en que las distribuidoras pueden vender la electricidad. La diferencia entre las tarifas aplicadas e indexadas entre el 2009 y el 2012 puede verse en la tabla siguiente, en la cual estas tarifas también se comparan con el precio promedio del aceite combustible No.6. Por ejemplo, la tarifa aplicada estaba 47% por debajo de la tarifa indexada en el 2012. Además, la tabla ilustra cómo la tarifa aplicada no se mantuvo al nivel con el costo creciente del aceite combustible. Esta situación genera pérdidas operativas y financieras a las distribuidoras, además de otras pérdidas técnicas y no técnicas, que tienen que ser compensadas por los subsidios públicos.

Al mismo tiempo, el esquema actual de tarifa difiere en los segmentos de la población dependiendo del consumo total de cada consumidor, para que los estratos más pobres de la sociedad paguen menos por su servicio de electricidad. Esto ha resultado en subsidios cruzados entre segmentos de consumidores (donde un segmento de consumidores subsidia a otro que posee tarifa diferenciada) una situación que fomenta el arbitraje por aquellos que consumen grandes cantidades de electricidad, para poder aprovechar las tarifas subsidiadas.



Los principales argumentos que en la actualidad justifican la no implementación de la tarifa técnica y las normas de calidad son: (i) evitar la disminución de los ingresos de las EDEs, (ii) imposibilidad de focalizar el subsidio y, (iii) falta de financiamiento para realizar las inversiones reconocidas en las tarifas técnicas para disminuir pérdidas, instalar medidores y cumplir con las normas.

CAPITULO IV: POSIBLES ESCENARIOS.

El camino a recorrer para llegar a punto de estabilidad del sector, requiere una detallada planificación que garantice el logro de ambiciosos objetivos y por supuesto de un esfuerzo en conjunto de toda la sociedad, incluyendo la clase política y el sector privado.

Según la AIRD en un trabajo conjunto con la banca multilateral y consultores externos (*Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica, 2017*), para lograr la sostenibilidad financiera del sector se deberán lograr los siguientes hitos:

- (i) Mantener el crecimiento del mix de la generación (renovables, hidro, y térmicas)*
- (ii) Traspaso al cliente final de los costos asociados al servicio.*
- (iii) Subsidio focalizado hacia las personas que se encuentra por debajo de la línea de pobreza.*
- (iv) Mejora de la gestión comercial y operacional de las distribuidoras*
- (v) Mantener una independencia del Superintendente de Electricidad*
- (vi) Buscar mejorar la competencia y eficiencia dentro del sector*
- (vii) El Estado debe definir su rol dentro del sector, debe focalizar su rol al de promoción y regulación de la energía eléctrica, hacedor de políticas, y la planificación del sector*

Este trabajo se enfoca en el último hito, definir el rol que debe asumir el Estado dominicano en el sector eléctrico, el cual tiene una enorme incidencia en la consecución de los demás hitos. A estos fines, hemos planteado los siguientes escenarios, a saber:

- I. Retorno a la integración vertical.
- II. Liberalización y privatización: Todas las etapas de la cadena de suministro quedan en manos de privados y el Estado se queda como un regulador.
- III. Híbrido A: Fuerte participación estatal en todas las etapas de la cadena de suministro
- IV. Híbrido B: Participación del Estado en áreas limitadas de la cadena de suministro.

No podemos comenzar a desarrollar ninguno de estos puntos sin antes resaltar que no existe ningún modelo perfecto, ni uno es necesariamente mejor que otro, todo dependerá de cual se adapta mejor a la realidad social, económica y política particular de cada Estado.

El presente no tiene como objetivo incentivar una decisión que involucra muchos intereses, pero sobre todo políticos, ni muchos menos criticar de manera negativa las decisiones que ha tomado el Estado, sino plantear distintos escenarios a través de la comprensión integral de todos los factores que afectan el sector, con un especial énfasis en el aspecto sociológico, relativo a los hábitos de consumo y la voluntad de pago de los dominicanos, de manera que podamos cambiar el paradigma social existente y ofrecer recomendaciones que aporten desarrollo del país.

Cabe señalar que resulta sumamente difícil extraer conclusiones generales de política a partir de los trabajos empíricos existentes dirigidos hacia reformas de largo alcance en un solo mercado o de discusiones anecdóticas sobre cambios regulatorios en países específicos, porque ninguno de estos tipos de estudios separa los efectos de la reforma regulatoria de las condiciones específicas de los países.

Por otro lado, la empresa pública latinoamericana por haber cumplido un papel relevante en el desarrollo de la región durante el siglo XX, pero también por la actual re-emergencia de este tipo de organismos en el sector energético internacional, seguirá cumpliendo en muchos países un papel estratégico y finalmente porque tras décadas de privatizaciones hay una débil memoria colectiva sobre estos organismos, predominando la versión neoliberal que justificó la venta del acervo público.

Conservan una diferencia de fondo con las empresas privadas: una conducta a favor del interés público a la vez que operar como negocio, tensión que sigue presente y se encuentra en los orígenes del debate sobre regulación y la propiedad pública, y que durante el siglo XX llevaron a un enfrentamiento falso entre capitalismo y socialismo. (SOTO, 2010)

4.1. Retorno a la integración vertical.

En primer lugar, es necesario diferenciar el concepto de "integración vertical" del tradicional "monopolio de integración vertical". El primero se refiere al control de todo el proceso de producción de un bien o servicio desde el sector primario hasta el consumidor, sin hacer alusión a la acepción tradicional en que una sola gran empresa, usualmente estatal, controla todo el mercado. A pesar de que explicar las razones históricas que derivan en la aplicación de este modelo en su momento es indispensable, entendemos que el mismo, tal y como fue definido en su momento, en la actualidad, es prácticamente imposible que vuelva a existir, debido a múltiples razones a las que nos referiremos más adelante. Por el contrario, nos referimos a cuando a pesar de la separación gerencial, empresarial e incluso presupuestaria, el Estado, (porque resulta difícil aceptar que pueda ser un grupo privado) de alguna forma controle o mantenga su jerarquía detrás de todas las empresas eléctricas que conforman el sector o tenga una gran concentración de la misma. Es que incluso en los ejemplos comparados que veremos, una integración pura y simple no existe, pero para los fines de este estudio una alta concentración sobre toda la cadena de producción, que gradualmente pueda ir eliminando la competencia, se considerara integración vertical.

Las razones que en la actualidad justificarían la imposibilidad de un sector eléctrico integrado y monopolizado son redundantes, pero quizás el argumento más persuasivo, es que la regulación difícilmente solucionaría el problema porque los proveedores siempre conocen mejor el mercado que los reguladores. De hecho, el interés de las empresas monopolísticas es aprovechar su relación de información asimétrica con los reguladores para aumentar sus ingresos. (TIROLE & LAFFONT, 1993)

Como resultado del análisis realizado en capítulo anterior, podríamos plantear la hipótesis de que, *aparentemente* con la incursión del Estado en la generación de electricidad, de los modelos de desarrollo planteados, la República Dominicana se encausa hacia un modelo verticalmente integrado en manos del Estado dominicano.

4.1.1 Historia.

Este modelo logra su auge en la industria eléctrica después de la Segunda Guerra Mundial, cuando el primer objetivo del sector eléctrico en casi todos los países era construir suficientes instalaciones de generación para acelerar la industrialización posguerra y la mayoría de los gobiernos europeos decidieron nacionalizar sus industrias eléctricas fusionando cientos de compañías de electricidad e incorporando compañías de generación, transmisión y distribución para que se les otorgue una sola utilidad combinada en cada nación, estructura que se conoce como "*monopolio de integración vertical*". (HICKS citado por Thao Pham, 2015)

El modelo de monopolio de integración vertical bajo regulación se mantuvo durante casi medio siglo en Europa y fue asimilado prácticamente en toda América Latina de igual forma. No cabe duda de que había razones económicas y políticas sólidas para apoyar este modelo, siendo el argumento quizás más convincente para su aplicación el ahorro los costos de transacción; de hecho, para que la electricidad se transmita desde el generador al consumidor, el suministro de electricidad y la demanda de electricidad deben permanecer en un equilibrio preciso, en cada instante, en un área amplia, lo que implica una tarea desafiante en cuanto a la coordinación de cada minuto entre la generación y la transmisión; si esas funciones pertenecían a compañías separadas, los costos de transacción podrían ser demasiado altos.

Otra razón económica del monopolio integrado es la doble marginación, concepto introducido por Spengler (*citado por Thao Pham, 2015*), que se refiere a la existencia de dos mercados sucesivos, a saber, la generación y transmisión de electricidad: donde si ambos son monopolizados, cada monopolio explotará su beneficio de monopolio, creando un doble problema de marginación, lo que traería como resultado, una pérdida de bienestar considerable. Ahora bien, si estos monopolistas están integrados verticalmente, el problema de la doble marginación en parte podría resolverse. (*POLLITT, 2008*)

Cuando los gobiernos poseen el monopolio, los gobiernos fijan los precios, sin embargo, cuando las empresas privadas poseen el monopolio, tiene que haber alguna forma de regulación para que no puedan ejercer su poder de monopolio. Esto se refiere a la regulación administrativa de precios, de entrada y otros aspectos del comportamiento de las firmas, que se traducen en instrumentos reguladores para determinar los precios, de modo que las empresas no puedan abusar de su poder de monopolio para aumentar los precios.

En retrospectiva, una de las mayores fallas ligadas al viejo sistema fue la falta de incentivos; cuando una empresa no arriesgaba fondos propios y no tenía ningún tipo de competidores, tendría menos incentivos para minimizar los costos o para promover la innovación. La larga era de monopolios bajo protección del gobierno resultó en compañías arrogantes y lentas que estaban acostumbradas a la "*vida tranquila*", como lo demostró Hicks. (*citado por Thao Pham, 2015*)

4.1.2 Una época de cambios

Desde finales de la década de 1980, el avance y el éxito del sistema de mercado y la desregulación en muchas industrias como aerolíneas, gas natural y telecomunicaciones arrojaron luz sobre la industria de la energía eléctrica, uno de los últimos grandes monopolios del siglo XX. La nueva idea era confiar en las fuerzas de los mercados para impulsar la innovación y reducir los costos, así como para reducir el control del gobierno a las áreas donde los mercados suelen fallar.

Reformar la industria de la electricidad fue mucho más difícil de lo que parecía a primera vista; no se puede simplemente romper el monopolio, dejar de regular y esperar a que las fuerzas del mercado se apresuren a hacer funcionar la competencia. El cambio a la dependencia de los precios del mercado, dadas las estructuras concentradas y las características particulares de la industria eléctrica, plantea la posibilidad de que algunas empresas puedan influir en los precios del mercado al ejercer sus poderes de mercado. Si el poder de mercado se ejerce en cierta medida, el daño resultante puede ser peor que cuando no se ha introducido ninguna competencia. Ese ha sido el caso de la crisis eléctrica de California 2000-2001, cuando las reglas del mercado de transición limitaron severamente la participación de sus utilidades en los mercados a plazo y mejoraron el poder de mercado de las nuevas entidades generadoras (*FRIEDMAN, 2009*). Los precios en el mercado mayorista de electricidad de California

aumentaron en un 500% entre 1999 y 2000, por lo que muchos clientes tuvieron que reducir el consumo de electricidad en respuesta a la escasez de suministros. La situación llegó hasta el colapso de una de las compañías energéticas más grandes del estado, apagones generalizados y caídas económicas. (JOSKOW, & TIROLE, 2005)

4.1.3 Experiencia Comparada.

Francia – Caso EDF

Este es quizá el mejor ejemplo de una empresa estatal que abarca todos los negocios de la cadena de valor de la electricidad, desde la generación hasta la distribución e incluye actividades de transmisión y comercialización de energía, subsiste desde su fundación en 1946 y a pesar de algunas crisis financieras, mantiene su posición en el mercado.

Debemos resaltar que, dada la falta de afinidad de ambos mercados y la disparidad de las condiciones socioeconómicas de la población, el sistema eléctrico francés no es necesariamente asimilable al sistema eléctrico dominicano, sin embargo, resulta interesante resaltar las condiciones que han permitido que EDF, mantenga su concentración de mercado a pesar que la teoría económica actual se dirige hacia la apertura de los mercados.

En primer lugar, las operaciones principales de EDF se realizan en el mercado europeo; un mercado de convergencia, con objetivos energéticos a tal escala, que son únicos en el mundo. Esto se traduce en que mayor fuente de competencia proviene de la alta capacidad de interconexión con los países vecinos (12GW de exportación y 8GW de importación) que permite el comercio entre Francia y otros mercados continentales: Alemania, Suiza, Bélgica, Holanda y el Reino Unido, situación fáctica que no existe en la República Dominicana. Bajo estas condiciones se promulgó en diciembre de 2010 una Ley sobre la nueva organización del mercado de la electricidad (*Nouvelle Organization du Marché de l'Electricité, la Ley NOME*), que estipula el intercambio de los ingresos nucleares de EDF para favorecer a los competidores jóvenes que no han podido beneficiarse de décadas de inversión pública para desarrollar sus activos productivos. Al mismo tiempo, la Ley introdujo el Acceso regulado a la energía nuclear histórica (ARENH) para comprar su electricidad a un precio atractivo, aunque ahora los proveedores favorecen en gran medida a los mercados de electricidad. (*Portal Web EDF Francia, 2018*)

Incluso, tras la reforma del mercado eléctrico francés y su “apertura” EDF sigue dominando el mercado interno, EDF todavía posee casi el 80% de la base instalada, gestiona todas las centrales eléctricas, una gran parte de las centrales térmicas e hidroeléctricas, así como parques eólicos y fotovoltaicos. La red eléctrica suministra electricidad a todo el territorio francés está en manos de dos subsidiarias de EDF *Réseau de Transport d'Électricité (RTE)* es la Red de Transporte de Electricidad y se ocupa de la transmisión de electricidad a través de líneas de alta tensión, RTE es una subsidiaria de propiedad total de EDF pero financieramente independiente en su operación y gobierno. Por su parte, a Red de Distribución de Electricidad de Francia (FEDER), ahora ENERDIS, gestiona la distribución de energía a través de las líneas de media y baja tensión, la "nacional" y la "departamental" de electricidad. Al igual que RTE, ERDF es una subsidiaria de propiedad total del Grupo EDF. (*Portal Web EDF Francia, 2018*)

En la actualidad hay alrededor de veinte proveedores de electricidad; los profesionales (desde 2004) y las personas (desde 2007) ya no están obligados a permanecer en EDF y sus tarifas reguladas.

Con la apertura del mercado de suministro de energía y generación de energía los consumidores franceses pueden optar por las ofertas de electricidad de uno de los competidores de EDF, que a menudo son más baratos que la tarifa azul del proveedor histórico. Muchos de ellos ofrecen precios indexados a la baja en relación con la tarifa regulada, garantizando ahorros mes tras mes en el consumo de energía y los contratos de energía, e incluso si se trata de una cuestión de electricidad verde. Todos los consumidores pueden elegir ofertas ecológicas de electricidad ecológica, en particular con el principio de garantías de origen.

Es necesario entender que una gran parte de los franceses siguen unidos a la antigua empresa pública que ha proporcionado empleo a cientos de miles de personas y garantizando la seguridad energética del país, sin embargo, desde un punto de vista empresarial, era imposible para los nuevos competidores competir con un monstruo que en 2006 todavía tenía el 100% del mercado eléctrico francés.

Asimismo, debemos recordar que el derecho administrativo en Francia posee una especial fisonomía, cuyos rasgos definitorios pueden considerarse herencia de la peculiar interpretación del principio de separación de poderes en aquel país. En primer lugar, nuestro concepto de contrato administrativo es mucho más amplio que francés dado que este último exige la estrecha vinculación del contrato con un servicio público o la presencia de cláusulas exorbitantes para configurarlo. En cuanto a la facultad modificatoria, en Francia solamente rige respecto de las prestaciones del contratante para adecuarlas a las nuevas necesidades del servicio público. Además, en Francia la modificación o rescisión unilateral por razones de interés público generan la obligación de indemnizar el lucro cesante, lo que el Régimen de Contrataciones Dominicana excluye expresamente. Por último, en Francia se sostiene que en ciertos contratos (aquellos que otorgan un “derecho real administrativo” sobre bienes del dominio público) cabe considerar excluida la posición de rescisión unilateral por razones de oportunidad, alternativa que nuestro Régimen de Contrataciones impide con la generalidad de sus términos (*DE LAUBADERE, cit por MAIRAL, 2004*).

Caso Colombia

En primer lugar, que el sector eléctrico colombiano tiene dos desafíos centrales, distintos de los de la República Dominicana. El primero se deriva de que centrales hidroeléctricas tiene la mayor participación de la generación con 69.77% de la capacidad instalada total, por lo que su objetivo principal es mantener la confiabilidad del sistema, principalmente durante situaciones críticas ocasionales provocadas por el fenómeno de El Niño; y en segundo lugar, quizá el que más nos concierne es disminuir la concentración y el poder de mercado que aún afectan sus condiciones de negocios.

De igual manera conviene anotar que, en el mercado eléctrico latinoamericano, y en particular en el colombiano, la libre competencia no es una situación de hecho, sino que es más bien una situación producto del derecho, provocada por el Estado al modificar el modelo de monopolio público. Así, para lograr implementar la libre competencia, el Estado Colombiano liberalizó el mercado y privatizó las empresas públicas de electricidad, aunque dicho cambio se llevó a cabo principalmente bajo presión de la banca multilateral, y no como consecuencia de las necesidades sociales (*MORENO, 2012*).

Colombia, decididamente no optó por una privatización o capitalización a secas, sino más bien, dentro del proceso de reformas estructurales, impulsó a sus empresas a competir con las mismas reglas que otorgaba al sector privado. Producto de estas reformas, hoy en día cuenta con varios ejemplos de

empresas estatales¹⁷ que, manteniendo los principios de eficiencia, buen gobierno corporativo, racionalidad en sus inversiones y proyectos y eficiencia y competitividad empresarial, han contribuido significativamente al desarrollo energético de ese país y de la región, a engrosar las arcas del Estado y varias de estas compañías se han internacionalizado o están por hacerlo (RÍOS ROCA, 2015).

No obstante, múltiples estudios demuestran que existe una preponderancia del intervencionismo estatal frente a la libre competencia (AYALA & MILLÁN, 2003). Lo anterior quizás obedece a los desequilibrios regionales existentes, la segmentación geográfica del mercado ligada a su carácter montañoso, la elevada tasa de pobreza, la cultura de no pago de los servicios públicos en muchas de las regiones, el poder de mercado, la violencia generalizada, la extrema concentración de la riqueza nacional, el ingreso anual per cápita, y que el 85 % de los usuarios de energía eléctrica pertenecen a los niveles socioeconómicos más bajos¹⁸.

En cuanto al mercado colombiano, su principal problema, en palabras de Luis Guillermo Vélez Cabrera, director de la Agencia de Defensa Jurídica del Estado y ex Secretario General de la Presidencia es su “opacidad”, lo que allí está ocurriendo es invisible para todo el conjunto de agentes del mercado, solo lo conocen los agentes que participan en las licitaciones y el 32 % del restante del mercado es un Mercado No Regulado (MNR) y este es verdaderamente privado. El poder de mercado es tal que los grandes clientes, con curvas de consumo más planas, tienen consideraciones especiales sobre el mercado, de forma tal que, dentro de lo posible, un agente incumbente impida que otro agente entre en su plaza; esto es considerado como una simple una estrategia de defensa.

Además, la heterogeneidad de las formas de contratación o modalidades de contratación, hace que los niveles de riesgo sean diferentes y exista asimetría de información y que no se pueda desarrollar un mercado secundario de contratos (SANTA MARÍA, VON DER FEHR, NILS-HENRIK & MILLÁN, 2009). La integración vertical, no tiene forma de corregirse, a no ser que se haga una modificación en el marco de la Ley, por lo que se intenta buscar mecanismos que controlen este poder de mercado de las empresas integradas verticalmente.

En la estructura del mercado colombiano se tiene permitida la integración vertical para empresas que existían integradas verticalmente antes de 1994 y está prohibido para nuevas empresas, esto complementado con la posibilidad de las empresas puedan integrarse legalmente de una manera económica o funcional, es decir, la actividad de Comercialización puede ejercerse de manera separada, o conjuntamente con las actividades de Generación y Distribución (PÉREZ CARDONA, 2016).

Aunque se pueda decir que no ha habido problemas, el sistema es propenso al abuso del poder de mercado; el cual la CREG busca en todas formas controlarlo y el Comité de Seguimiento del Mercado, CSMEM tiene un monitoreo permanente sobre este tema, sin embargo, el monitoreo se requiere que este en la marcha operativa. La regulación está llegando a un exceso de detalle grande

¹⁷ Tales como las Empresas Públicas de Medellín, que amplió su agenda de inversiones y no sólo participa en generación y distribución de energía eléctrica, sino que complementa el portafolio de inversiones con telecomunicaciones y otras actividades públicas, ISAGEN, otra empresa estatal del sector eléctrico, continúa en esta misma línea de dinamismo, así como la Empresa Eléctrica de Bogotá.

¹⁸ En Colombia, los usuarios son clasificados en una escala socio-económica de seis niveles (o estratos) de acuerdo con los ingresos de los hogares. El nivel o estrato se establece según el barrio en que reside el usuario y las características del inmueble en que vive. Los estratos 1, 2 y 3 corresponden a los sectores con bajos ingresos, el estrato 4 corresponde a la clase media, y los estratos 5 y 6 a las clases más pudientes (ingresos elevados, inmuebles de gran confort).

donde parece asumir la tarea de hacer una regulación con control del poder de mercado o donde se distinga cualquier desviación y se llegue al posible abuso del poder de mercado. Se considera que una unidad de monitoreo en la marcha del mercado daría confianza sobre la conducta de los agentes y favorecería el rendimiento del mercado como un todo, así las reglas pudieran ser más simples. El tema de la complejidad y la variabilidad de la regulación a nivel de una micro regulación se ha convertido en un riesgo regulatorio que distorsiona el precio de mercado (CREG, 2008).

Uno de los elementos que deben tenerse en cuenta es que, en el derecho colombiano, la introducción de la libre competencia no constituye un obstáculo para que el Estado interviniese con miras a lograr el cumplimiento de los objetivos públicos consagrados en el artículo 2º de la Ley N° 142, y en los artículos 3º y 4º de la Ley N° 143¹⁹, a pesar de que su implementación simultánea con otros objetivos públicos ha dado lugar a contradicciones y antinomias entre ellos.

En vista de los elementos antes señalados, es claro que en el caso colombiano no existe un mercado eléctrico con un régimen ideal de libre competencia, sino con un régimen real de libre competencia donde predomina cierto nivel de integración dado que toma en cuenta todas las circunstancias dentro de las cuales se debe llevar a cabo la prestación del servicio público. Se considera que la intervención del Estado es indispensable para el logro de los objetivos de tipo socioeconómico, los cuales justifican las diferentes modalidades de intervención implementadas: regulación, control, vigilancia, intervención de tipo empresarial y ayudas estatales.

4.2 Liberalización y privatización.

Al otro extremo, nos encontramos con un sistema completamente liberalizado, en el cual existe un libre intercambio de energía eléctrica en un mercado sujeto a reglas competitivas, la aparición de nuevos agentes en el sector y la libre elección de suministrador por parte de los consumidores. Bajo el esquema de regulación tradicional los agentes se comportaban de acuerdo a los incentivos implícitos en la fórmula retributiva, los cuales no necesariamente se correspondían perfectamente con las cambiantes condiciones de la coyuntura de la actividad, lo que es potencialmente perjudicial para la seguridad de suministro. Por el contrario, en un mercado completamente liberalizado son los agentes - y no los consumidores - quienes toman las decisiones de inversión y asumen los riesgos de sus decisiones: los agentes responden a las señales de precio, incrementan su producción cuando el precio es alto (situaciones de escasez) y flexibilizan sus planes de mantenimiento si el precio es bajo para conseguir el mínimo coste. Igualmente, los incentivos a la eficiencia son máximos, ya que ésta resulta en una ventaja competitiva. Evidentemente, los incentivos que crea el mercado tanto a la inversión como a la eficiencia son plenamente beneficiosos para los consumidores.

4.2.1 Historia

A finales de los 80, comenzaron los procesos de liberalización y privatización del sector eléctrico en Europa. Liberalizar el sector eléctrico europeo fue posible y necesario debido al cambio de su naturaleza económica: la desaparición de las fuertes economías de escala originalmente existentes, que daban al

¹⁹ A saber: calidad del servicio; cobertura; prestación continua, ininterrumpida y eficiente; libertad de competencia y uso no abusivo de la posición dominante; obtención de economías de escala; derechos de los usuarios; régimen tarifario proporcional; disponibilidad de los recursos necesarios para subvencionar a los sectores desfavorecidos de la población; incorporación de los aspectos ambientales; respuesta adecuada a la demanda de electricidad; cobertura de la demanda en un contexto de uso racional y eficaz de los recursos energéticos; y operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector. Corte Constitucional, Sentencia C-389 de 22 de mayo del 2002, expediente D-3765.

sector la naturaleza de monopolio natural, lo que determinó que el sector pudiera y debiera pasar a ordenarse como una actividad en competencia.

Estos factores hicieron que se admitiera social y políticamente en Europa la liberalización de las actividades de generación y comercialización como una manera de avanzar hacia una gestión eficiente de las empresas y unos precios que reflejaran de manera más adecuada los costes del suministro, promoviendo así el consumo eficiente y la provisión de un servicio más innovador.

Los nuevos contratos y servicios, con distintas opcionalidades, permiten a los generadores optimizar el valor de sus activos y a los comercializadores gestionar de manera eficiente los riesgos de mercado (riesgo de precio, riesgo de volumen). Los consumidores, por su parte, acceden a un menú de formas contractuales más extenso, lo que facilita una mejor adaptación a sus necesidades.

El principal coste de los procesos de liberalización del sector eléctrico es el relacionado con la dificultad de desarrollar una regulación que permita, por un lado, implementar un diseño de mercado que genere las señales económicas adecuadas para los agentes que compiten en las actividades de generación y comercialización y, por otro lado, desarrollar una regulación de las actividades reguladas que genere los incentivos adecuados a la eficiencia en las decisiones de inversión y gestión de activos y que no suponga excesivos costes de supervisión e implementación.

4.2.2 Experiencia comparada.

La experiencia internacional en el desarrollo de mercados eléctricos en estos últimos veinte años muestra la dificultad (muchas veces de índole política) de alcanzar un diseño de mercado que pueda considerarse óptimo (“first best”) debido a distintas razones, como, por ejemplo: *(i) La dificultad de desarrollar una normativa que permita coordinar de forma eficiente la operación del sistema y los procesos de mercado, especialmente en el muy corto plazo. (ii) La complejidad del entramado de regulación y legislación en el que operan las empresas, que dificulta, a menudo, realizar reformas necesarias en el diseño del mercado. (iii) El mantenimiento de los objetivos de política energética como señal para el mercado; por ejemplo, se producen modificaciones imprevistas de los objetivos de la Administración (en potencia a instalar y en el incentivo económico) en tecnologías que obtienen una parte significativa de sus ingresos fuera de los mecanismos de mercado. (iv) La dificultad por parte de la clase política de soportar el desgaste de eliminar las tarifas reguladas de suministro en un entorno internacional de precios elevados de todos los tipos de energías. (v) La complejidad del entramado corporativo europeo, en el que empresas privadas plenamente sometidas a la competencia en algunos Estados miembros conviven con empresas públicas protegidas en otros Estados miembros, lo que genera un “terreno de juego” desequilibrado (Energía y Sociedad España, 2017).*

A pesar de que la corriente norteamericana clásica, considera que la injerencia y permanencia de la política en cualquier industria, conlleva deficiencias operativas que pueden culminar en su colapso, lo que nos lleva a pensar que el Gobierno, debe de mantenerse alejado de la actividad industrial, de lo cual se infiere que entonces es mejor que permanezca en manos privadas; con el cambio en la tendencia de los precios de la energía desde principios de los 2000 se han incrementado las críticas a los procesos de liberalización y se han propiciado comportamientos de empresas y gobiernos que reflejan una visión más intervencionista del mercado en algunos países de la Unión Europea (como por ejemplo, en Alemania o Reino Unido) *(Centro de Estudios Públicos de Chile, 2007).*

En la mayoría de los países latinoamericanos, el modelo de libre competencia ha estado vigente desde los noventa. No obstante, el modo en que el mismo ha sido implementado dista mucho de ser uniforme. Incluso, en algunos de los países que en esa época modificaron su legislación en materia eléctrica con el fin de introducir la libre competencia, nunca la realizaron efectivamente, en la práctica aún no la han implementado, como es el caso de Venezuela. Por su parte, otros países –la mayoría– han logrado implementar una nueva legislación en la materia, pero lo han hecho en diversos grados y niveles dependiendo de sus circunstancias políticas, económicas y sociales. Así, por ejemplo, Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Ecuador, Panamá, Perú y Nicaragua se limitaron a introducir competencia únicamente en el mercado mayorista, mientras que Colombia, Guatemala y El Salvador introducen la libre competencia en el mercado mayorista y minorista simultáneamente.

4.3 Híbrido A

Una mirada objetiva a la situación que existía antes de las reformas, reseñada en el Capítulo anterior, indica que la República Dominicana ha tenido avances significativos y resultados que han impactado favorablemente al consumidor, los cuales, por sí solos hacen del sistema eléctrico dominicano de hoy, uno bastante más confiable y que ofrece servicios de mejor calidad que el anterior. No obstante, los acontecimientos recientes, relacionados con la evolución de los precios en el mercado internacional, la participación activa del Estado dominicano y algunas debilidades que aún tiene el sistema, resaltan la necesidad de empezar a acometer diferentes tareas para lograr la consolidación de un ambiente de confianza entre los participantes en el mercado eléctrico, que garantice su sostenibilidad y en vía de consecuencia la inversión.

El sector venía de un régimen de propiedad y gestión estatal sin ningún tipo de estímulo al desempeño, que eventualmente colapsó y tuvo problemas en varios frentes. No era financieramente sostenible, por lo que contribuyó a un aumento en el endeudamiento del gobierno central e introdujo severas presiones de gasto a medida que la demanda de energía crecía y se requerían ampliaciones de capacidad, financiadas solamente, con inversión pública. La calidad del servicio y su confiabilidad no eran los principales objetivos de los prestadores y no existía una figura que realmente controlara las condiciones técnicas en que el servicio era brindado, por lo que muy pronto, todo el sistema se tornó obsoleto. Esto sumado al sistema tarifario que no permitirá el traspaso del costo real al usuario y la burocracia estéril, condujeron a que se introdujeran importantes reformas y, se abrieron las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció la regulación “independiente” y se introdujo competencia en generación y principios de operación comercial en transmisión y distribución, entre los aspectos más importantes de la reforma.

En principio, las consecuencias de una nueva “integración” o fuerte participación estatal en la cadena de suministro de energía eléctrica serían las mismas que años atrás, pero antes de hacer esta afirmación, veamos un breve análisis del entorno externo, el cual comprende todos aquellos factores del ambiente externo que impactan directa e indirectamente las operaciones del sector eléctrico.

Este análisis, fue realizado utilizando la herramienta PESTEL que comprende un estudio de los factores Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Medioambientales y Legales. Para llevar a cabo éste análisis fueron seleccionados los factores críticos de vigilancia de cada uno de los factores del PESTEL (*Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2018*), destacando cuales son los aspectos más relevantes de cada uno en particular.

a) Factor Político: Actualmente se afronta un clima político que no favorece en lo absoluto el desarrollo del país. A pesar de que el sector eléctrico se desenvuelve bajo el contexto de una política económica nacional sustentada por las reformas de programas de estabilización económica, un país con acceso al mercado de capitales y apoyo a las inversiones, no ha sido posible lograr un consenso entre los distintos frentes políticos.

El Estado Dominicano está comprometido con la solución definitiva del problema eléctrico y ha trazado diversas estrategias que implican el cambio de la matriz de generación, reducción de las pérdidas de energía en la distribución y la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Las estrategias, objetivos y líneas de acción a seguir se definen en la Ley N° 1-12 Estrategia Nacional de Desarrollo (END). Sin embargo, el Pacto Eléctrico, que propone cambios significativos no se ha podido firmar.

b) Factor Económico: La economía dominicana, a nivel macroeconómico, está viviendo un momento de estabilidad que repercute positivamente en los diferentes sectores de la vida nacional, entre ellos el sector eléctrico. Esa estabilidad se percibe al observar los principales indicadores macroeconómicos del país.

Las cifras preliminares del Producto Interno Bruto (PIB) real, presentadas por el Banco Central, revelan un crecimiento interanual de 6.9% en el período enero-septiembre del 2018. Estos resultados reflejan que la economía continúa creciendo por encima de su potencial y de lo contemplado en las proyecciones para este año, pronosticando un crecimiento en torno al 5%, lo que posiciona al país como líder del desempeño económico de la región latinoamericana. Para el período 2017-2020 se proyecta un incremento económico promedio de 5%.

En los primeros nueve meses del año 2018 el sector energía experimentó un crecimiento de 4.3% respecto a igual periodo del año anterior. En ese orden, se verifica una evolución positiva en el consumo (Kwh) de los diferentes sectores económicos: residencial (4.1%), industrial (2.9%), comercial (8.7%) y Gobierno General (3.3%). La inflación promedio de los años 2012-2016 es de 2.5%. El Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el período enero-septiembre del año 2016, registró una variación acumulada de 0.35%, manteniéndose dentro del el rango de la meta establecida en el programa monetario para el 2016, de 4.0% ($\pm 1.0\%$). El tipo de cambio promedio del dólar en el año 2016, fue de 1USD = RD\$ 46.08. Para el período 2017-2020 se espera una tendencia al alza, proyectando el tipo de cambio en 1USD = RD\$ 49.67 promedio para los cuatros años. (*Banco Central de la República Dominicana, 2018*)

La presión tributaria de República Dominicana en el año 2018 es de 14.1% del PIB. Durante el período que comprende el Plan Estratégico se prevé un incremento de la presión fiscal a través del Pacto Fiscal que plantea la Estrategia Nacional de Desarrollo. Uno de los principales ejes a atacar para incrementar la capacidad recaudadora del Estado es el gasto tributario (exención de impuestos), a través de la disminución de la exoneración del pago de impuestos en algunos sectores.

Los acuerdos que se deriven de ese pacto podrían afectar negativamente al sector eléctrico, que recibe exoneraciones del pago de algunos impuestos a través de la Ley N° 125-01. Las proyecciones del gasto tributario realizadas por la DGII para el 2018 revelan una exoneración de 20,445.5 millones de pesos para el sector eléctrico, lo que equivale al 9.6% del gasto tributario total del país y al 0.6% del PIB de ese año.

El Sistema Eléctrico ha estado operando con un constante déficit financiero, impactado por su matriz de generación, que es altamente dependiente de los combustibles derivados del petróleo. Se proyecta que para finales del año 2019 entren en funcionamiento las plantas a carbón de la Central Termoeléctrica Punta Catalina, proyecto al que se le augura un impacto económico que solucione el problema del sector eléctrico, tanto desde el punto de vista económico, al hacer más barata la producción de energía, como desde el punto de vista de la energía no suministrada, al aportar una significativa cantidad de MVA al SENI, incrementando la oferta de energía a un punto tal que se pueda satisfacer la demanda total de la población.

c) Factor Social: La gran parte de la población no conoce el rol del Estado Dominicano y actividades en el sector de la Industria Eléctrica Dominicana, su infraestructura está presente en toda la geografía nacional de manera visible, siendo en ocasiones por algunos urbanistas dominicanos como contaminación visual.

Las líneas de transmisión y distribución son constantemente afectadas, por sabotajes que llevan a cabo pobladores, especialmente de las zonas rurales, los cuales tienen poco conocimiento de la importancia del desarrollo de sus proyectos, en las comunidades donde el servicio de energía es deficiente. Las modalidades de sabotajes van desde las pérdidas de postes de líneas por corte o incendio de los mismos, sustracción de piezas y tornillería de las torres en las líneas de alta y media tensión, entre otros. Esta proliferación de delitos causa fallas en el Sistema Eléctrico, produce cortes en el suministro de energía, y representa pérdidas económicas para la empresa.

Otros factores que inciden tanto en la expansión de la red como en la infraestructura actual es: la gran cantidad de terrenos con irregularidades en el registro inmobiliario, que dificulta la obtención del derecho de pase para el desarrollo de proyectos, las construcciones de viviendas debajo de las torres y líneas de alta tensión, los accidentes de tránsito que afectan tanto a los postes de 69 kV, como las verjas perimetrales de las SS/EE, poniendo en riesgo la vida de transeúntes y de los equipos dentro de las instalaciones.

d) Factor Tecnológico: A finales del año 2018, entró en operación un nuevo Centro de Control de Energía, que utiliza la última tecnología de transporte de información desde sistema de producción de energía hasta los puntos de carga, la sustitución de cables de guarda por fibra óptica, un SCADA dotado de la última generación de programas de manejo de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real, junto a simuladores de eventos que permitirán a nuestros técnicos tomar decisiones de forma rápida y segura para un sistema en crecimiento con una matriz de generación diversificada donde se existen Centrales a Carbón, Gas Natural, Petróleo, Hidráulicas, Eólicas, Biomasa y Solares. Una población que demanda energía en grandes cantidades, segura, confiable y permanente.

La evolución de la tecnología ha creado un aumento rápido en la capacidad que tienen las empresas para ejecutar sus operaciones. Las proyecciones de obsolescencia de muchas tecnologías son cada vez menores y los costos de estas también, lo que trae consigo algunos factores positivos, tales como su viable adopción y uso eficaz, y otros elementos negativos, como el colapso de los sistemas por virus informáticos.

La Oficina Presidencial de Tecnologías de la Información y Comunicaciones, OPTIC, realiza anualmente un ranking sobre el uso de la TIC's por parte de las empresas del estado y certifica las instituciones en la aplicación de las Normas de Tecnologías de la Información y Comunicación, NORTIC.

e) Factores Medioambientales: La concientización de la población sobre el efecto de la contaminación atmosférica, ocasionada por las emisiones industriales y los compromisos asumidos por el país a nivel internacional han obligado a que se tomen en cuenta los impactos ambientales de toda obra a llevarse a cabo. Además, a tienen un efecto corrosivo sobre los metales que son parte de los activos de transmisión de la empresa, limitando su durabilidad. Por otra parte, la salinidad y la humedad ambiental tienen efectos parecidos los materiales.

En cuanto a sostenibilidad del medioambiente la Organización Internacional para la Estandarización (ISO) emitió la norma ISO 14001 en su última versión 2015. Esta norma es de referencia para la implementación del Sistema de Gestión Integral de calidad, seguridad y medioambiente.

f) Factores Legales: Ley General de Electricidad 125-01 y su Reglamento General de Aplicación, han sufrido numerosas modificaciones, que hacen que la normativa vigente se contradiga en muchas partes y en otras sea excesiva.

Como ya mencionamos nuestra Ley, aunque basada en principios económicos y financieros vanguardistas, es una copia fotostática de la Leyes Eléctricas de Bolivia y Chile, países que tienen una realidad socioeconómica distinta al nuestro. Es por este motivo que recalamos que la ley no puede ser creada al margen de la realidad política, económica y social de una nación. En nuestro país, la legislación no permite sincerar los costos del sistema y por tanto los precios; establece una tarifa técnica, cuya implementación presionaría el alza de la energía para un sector de la población que es el que sustenta el sistema, no es flexible, lo que significa que en algunos casos se torne inaplicable o su aplicación resulte económicamente irracional tomando en cuenta costo-beneficios.

A pesar, de que hay cambios notables en su entorno, el sector eléctrico continúa siendo uno de los principales problemas que afectan a la economía dominicana; somos de la opinión que esto se debe a la gran injerencia “empresarial” que ha tenido el Estado, distorsionando el mercado y propiciando malos hábitos y prácticas de consumo y pago del servicio por parte de los usuarios, por tal razón, el último capítulo de la presente memoria está dedicado al modelo que proponemos, al cual hemos llamado “HIBRIDO B”.

CAPITULO V: MODELO PROPUESTO- HIBRIDO B

Esta propuesta de posición a ser adoptada por el Estado Dominicano en el modelo regulatorio del sector eléctrico, ha sido diseñada tomando en cuenta las prerrogativas Constitucionales y legales vigentes en la República Dominicana, las lecciones aprendidas a través de los años y la realidad económica y social que enfrenta nuestro país hoy en día.

5.1 Función del Estado según la Constitución dominicana

La República Dominicana es un Estado Social y Democrático de Derecho (*Art. 7 Constitución Dominicana*), cuya función esencial del es *“la protección efectiva de los derechos de la persona, el respeto de su dignidad y la obtención de los medios que le permitan perfeccionarse de forma igualitaria, equitativa y progresiva, dentro de un marco de libertad individual y de justicia social, compatibles con el orden público, el bienestar general y los derechos de todos y todas (Art. 9 Constitución Dominicana)*. Ahora bien, el Estado debe fomentar la iniciativa económica privada, creando las políticas necesarias para promover el desarrollo del país. Bajo el principio de subsidiaridad el Estado, por cuenta propia o en asociación con el sector privado y solidario, puede ejercer la actividad empresarial con el fin de asegurar el acceso de la población a bienes y servicios básicos y promover la economía nacional (*Art. 219 Constitución Dominicana*).

En principio, se pueden considerar dos situaciones que originan la experiencia de las empresas públicas: la primera es el insatisfactorio desempeño del sector privado de la economía concepto que si bien se asemeja al de las fallas de mercado es más abarcador. En esta perspectiva se incluyen la preocupación por la protección del consumidor frente al poder del mercado y de los monopolios. Las empresas públicas (tanto las de infraestructura como las que producen bienes), se caracterizan por economías de escala que en ciertos casos implican monopolios naturales capaces de establecer precios por debajo de los niveles competitivos. Por otra parte, la segunda situación se vincula con la decisión del estado de introducir medidas económicas que atiendan a la seguridad nacional, la equidad y la seguridad social incluyendo y la salud pública aspectos que no parecen estar cubiertos por la lógica del mercado (*GALAMBOS & BAUMOL, 2000*).

Lo que intentamos resaltar es que la función del Estado en principio no es ejercer la actividad empresarial, que pueda hacerlo allí cuando se den las condiciones necesarias es otra cosa. En la agenda del Estado megalómano²⁰ no está la eficiencia productiva y en la del mercado no están la justicia social, la equidad, la solidaridad, la protección del medio ambiente ni el desarrollo humano. En realidad, la democracia y el mercado no son necesariamente compatibles, mientras la democracia busca la igualdad y la justicia como valores fundamentales del sistema social que auspicia, el mercado tiene otros objetivos y valores.

Ahora bien, es importante resaltar que Estado y mercado tienen diferentes puntos de vista acerca de la distribución del poder político y del poder económico, por lo que una confianza absoluta en las bondades del mercado como rector de la economía conduce a una ausencia total de supervisión y regulación de la operación de la banca y de las entidades privadas, que por su puesto tendrá

²⁰ El Estado megalómano se refiere al Estado extendido en exceso, se ha convertido en invasor de todas las actividades y ha devenido en un peligro para la libertad y la iniciativa creativa del hombre.

consecuencias negativas. Entonces, al afirmar que la función esencial del Estado no se incluye la función empresarial, no excluimos la fuerte y detallada regulación de la misma.

Dicho de otra manera, intervención empresarial del Estado se le reprocha el desincentivar la inversión privada y ser una carga extremadamente pesada para las finanzas públicas, además de poner en evidencia los conflictos de intereses que surgen cuando el Estado ostenta la calidad de empresario y regulador simultáneamente. Por el contrario, en el nuevo modelo de Estado de Democrático de Derecho está basado en el principio de que la inversión y la gestión de todos los negocios asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica deben responder a criterios empresariales de eficiencia y remuneración que surgen de la competencia, estrictamente regulada por el Estado y con restricciones de solidaridad.

5.1.1 Un Estado Empresario

El estudio de una Administración Pública empresarial se plantea desde la gestión económica como parte de la actividad administrativa. Al lado de las actividades administrativas clásicas de coacción (también conocidas como de policía), servicio público y fomento, se identifica un carácter estrictamente económico, comercio industrial que es lo Garrido Falla denomina “actividad de gestión económica” (*GARRIDO FALLA, 2002*).

La participación del Estado en la economía como otro agente más del mercado implica el desarrollo de una actividad en paridad con los particulares, en la cual desprovisto de su potestad de imperio, entra en competencia con ellos. De allí que en este caso la Administración no actúa en base a una regla de competencia de derecho público, sino que ejerce su capacidad jurídica como cualquier otro sujeto.

Asimismo, es importante el carácter principal o subsidiario de esta actividad de contenido económico del Estado, es decir, si ella está supeditada a una necesidad del mercado por estar los particulares impedidos de realizarlas o hacerlo en condiciones de satisfacción de la demanda o si, por el contrario, puede el Estado participar de forma directa como un agente más a los presentes y en competencia con los particulares. Se entiende en este caso que ni siquiera mediante la teoría del servicio público puede aceptarse que se desvirtúe el mercado, por lo cual la gestión estatal del servicio queda reducida al sentido estricto del término, es decir, aquella en que no se admite el lucro como objetivo, se hace una reserva expresa de la actividad y se excluye la explotación privada, sector que solo puede concurrir en su realización mediante la vía de la concesión.

La inexigibilidad del requisito de una norma expresa que permita la actuación empresarial del Estado puede fundamentarse no solo en un criterio *ius privatista*, al considerarlo el ejercicio de la capacidad de la persona jurídico-pública, sino también *ius publicita*, pues bajo una Constitución económica con un modelo mercado, la cláusula social del Estado de Derecho sirve en efecto de elemento justificando de la empresa pública, incluso sin carácter subsidiario, pero siempre en aras a la satisfacción del interés general (*GRAU, M.A. 2019*).

Constitucionalmente puede ocurrir que no haya una norma expresa que disponga la iniciativa pública o que si exista. Distinto sería el caso de que la norma la limite o la prohíba. El limite puede ser a través de la consagración del principio de subsidiariedad o del sometimiento a una previsión legal que la autorice.

En todo caso, la iniciativa pública en Estado social de Derecho siempre estará determinada por la satisfacción del interés general. La actividad Empresarial del Estado es parte de la actividad administrativa, u como tal, el interés público debe ser su causa justificante. Asimismo, el carácter público de la empresa obliga a la racionalidad del gasto y la protección patrimonial del erario, por lo cual al interés público se une como causa limitante este principio (GRAU, M.A. 2019).

Además, en un sistema de mercado, el Estado empresario estará también limitado por el principio de la libre competencia y las garantías jurídicas de los particulares en materia económica, es decir, que en ningún caso podrá prevalecerse de su posición de supremacía en virtud de sus poderes de actuación para imponerse como empresario en perjuicio de sus competidores, de allí que la libertad de empresa, la libre competencia, la propiedad de privada no podrán desvirtuarse mediante el poder de regulación, las ayudas públicas, la expropiación, confiscación y ninguna otra potestad como instrumento de falseamiento de la competencia o disminución de los derechos económicos de los particulares.

5.1.2 ¿Una intervención estatal forzada?: Principio de Subsidiariedad

Consideramos que la intervención Estatal en el sector eléctrico dominicano, ha sido meramente una consagración del principio de subsidiariedad del Estado en apoyo de las actividades privadas, especialmente cuando no existen las condiciones para que el privado ejerza su actividad percibiendo algún tipo de renta por la misma, como lo exige la naturaleza de la empresa privada.

En este sentido, nuestra Constitución en su artículo 219, estatuye un Estado que *“fomenta la iniciativa económica privada, creando las políticas necesarias para promover el desarrollo del país”,* empero, permite que *“bajo el principio de subsidiariedad el Estado, por cuenta propia o en asociación con el sector privado y solidario, El Estado puede ejercer la actividad empresarial con el fin de asegurar el acceso de la población a bienes y servicios básicos y promover la economía nacional”.* se plantea el reconocimiento de la existencia de una función supletoria del Estado ante las imperfecciones u omisiones de los agentes económicos, en aras del bien común. La subsidiariedad se manifiesta como el acto accesorio o de perfeccionamiento en materia económica, que se justifica por la inacción o defeción de la iniciativa privada.

Este principio tiene un carácter relativo en virtud de la solidaridad social, en base al cual los países menos desarrollados podrían encontrarse en la necesidad. *“al menos inicialmente de un protagonismo estatal en la provisión de servicios e infraestructuras en materia de servicios públicos”* (ARINO ORTIZ, 1999). En efecto, la previsión expresa de este principio en nuestra constitución, sumado a la cláusula social de nuestro Estado de derecho se ha considerado, elemento justificante de la actividad económica de la administración.

En cuanto a su aplicación fáctica al sector eléctrico dominicano, el ejemplo más reciente es la Construcción de la Central Termoeléctrica Punta Catalina, bajo propiedad y financiamiento Estatal. Para el año 2013, en la composición de la tecnología empleada para generar electricidad destacaba principalmente el uso de Fuel Oil, lo que representaba niveles bajos de eficiencia y altos costos de operación; era notable el grado obsolescencia en algunas unidades, que se traducen en una merma de la capacidad competitiva de la industria local y que afectan la cadena de precios que surge de la interacción comercial entre los diversos actores y variables de la economía, dando como resultado niveles no adecuados de competitividad, y por ende una vulneración a la Seguridad Energética Nacional. Sumado a eso, cada año la demanda se incrementa en aproximadamente en un 5% y los

Acuerdos de Madrid estaban próximos a vencer, por lo que se hizo inobjetable la necesidad de ampliar el parque de generación de energía firme. Hay evidencia suficiente de que, ante la necesidad ilustrada, el Estado trato de incentivar a los privados para acometer las inversiones necesarias, sin embargo, estos intentos no tuvieron éxito.

Desde el punto de vista jurídico, para esta nueva intervención del Estado en la actividad económica, se precisaba de una norma expresa que justificara la iniciativa pública por los motivos que se indican a continuación: (i) La administración pública está sometida al principio de legalidad, lo que significa que los actos y comportamientos de la administración deben estar justificados en una Ley previa; (ii) La cuantiosa inversión que representa esta Central para el Estado se justifica en el incremento en los costos regulares de los usuarios del servicio público, por lo tanto, carecería de lógica alguna que deba someterse a los procesos de licitación para la compraventa de energía que establece la normativa vigente, y en su defecto autoriza la venta directa de su producción a las distribuidoras, sin embargo, esta situación crea un trato favorable al Estado en detrimento de los demás actores del sector eléctrico y por lo tanto, en contra de todo lo antes expuesto que justificaría un Estado Empresario y (iii) A pesar de que no se incumple el mandato del artículo 11 de la LGE, se contraviene el Párrafo II del Artículo 40 del Reglamento a la Ley el cual ordena que las Empresas de Generación vinculadas a Empresas de Distribución deberán vender un cuarenta por ciento (40%) de su producción en el Mercado Spot (iv) Como hemos indicado, el estado también es propietario de la Generación Hidroeléctrica del país, por lo que fue necesario modificar la representación de la Empresa Eléctrica Estatal (Hidroeléctrica) como miembro del Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador del SENI, dispuesto en el Artículo 40 de la LGE, creando a través de la Ley 394-14²¹, un Bloque de Generación y en lo adelante se permita a manera que la CDEEE y cualquier otra empresa de capital cien por ciento (100%) estatal que desarrolle actividades de generación eléctrica participar en dicho Consejo.

De igual manera, podemos citar como ejemplo, la fallida la Reforma del sector eléctrico que inició a partir del año 1998 y tan solo 3 años después, el Estado se da cuenta de que el sistema de mercado abierto capitalista establecido con la liberalización, no va muy acorde con el hábito de la población dominicana de los últimos 60 años, de recibir luz gratis o a ínfimos costos. Además, con el aumento desmesurado de los precios de los combustibles, el Estado comprende que la gran mayoría de la población no podrá pagar el costo real, traspasado a la tarifa eléctrica, de ese aumento, porque no tiene ese poder adquisitivo

Con lo anterior intentamos destacar que la participación estatal en el sector eléctrico dominicano, no ha sido una mera decisión política, sin embargo, producto de falta de convenio y continuidad política, se han enviado señales erróneas al mercado, que han desincentivado la competencia y las inversiones en eficientización de los procesos, acomodando al sector privado y desatendiendo la función primordial del Estado. Lo anterior se traduce en el antes expuesto dilema del Servicio Público, (a pesar de que como definimos en el capítulo anterior consideramos que la electricidad más que un servicio debe ser considerado como un servicio esencial), por lo que resulta primordial definir el modelo macroeconómico que queremos seguir en el largo Plazo, ajustado a la realidad social y de consumo del servicio del corto y mediano plazo, y quizá el camino a seguir puede enfrentar cambios, pero las metas deben ser claras.

²¹ Ley No. 394-14 que autoriza a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, a promover, directa o indirectamente, la actividad de generación de electricidad

A continuación, nos enfocaremos en estos factores sociales y económicos que han impedido que hoy en día en la República Dominicana tengamos un sistema eléctrico liberalizado y más inversión privada.

5.2 Esquema de Tarifa, distorsión de precios y calidad del servicio.

Según expertos de la industria, el factor más perjudicial para el flujo de efectivo de las distribuidoras de electricidad, que impide su privatización, es el esquema de tarifa, pues el nivel de tarifa vigente no refleja los costos o demanda reales, y su estructura no toma en cuenta factores importantes como la voluntad o la capacidad de pago de los consumidores de los servicios de electricidad (*Economist Intelligence Unit para FUNGLODE, 2015*).

En el Capítulo III, explicamos como la “tarifa aplicada”, que es publicada periódicamente por la Superintendencia de Electricidad, está consistentemente por debajo de los niveles de tarifas técnicas e indexadas, y esto crea una brecha entre el costo real de producción y el precio en que las distribuidoras pueden vender la electricidad.

Para el usuario, la calidad del servicio también se evidencia en la cantidad de horas servidas, y es un hecho conocido que los cortes eléctricos son todavía un escollo estructural del sistema. Empero, el aspecto social del servicio eléctrico y la aspiración colectiva de tener energía eléctrica permanente van de la mano con la sostenibilidad financiera; es decir, la energía que se exige a la CDEEE requiere también el mismo nivel de compromiso de ser pagada. Para ello, es necesario que la electricidad servida se pueda cobrar: el índice de cobranza en enero 2018 fue de 91.1 %, pero las pérdidas de cobros ascienden al 34.8 %. A ese dato se añaden las pérdidas de energía por diferentes razones (conexiones ilegales, pérdidas técnicas, etc.) que asciende al 28.5 % de la energía que compra la CDEEE a los generadores (*Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2018*).

El hecho que la tarifa actual no refleje los costos reales, a nuestro juicio, se puede resumir básicamente en 4 aspectos, que simplificaremos a continuación.

- A. Factores Técnicos: La obsolescencia de todo sistema, pero en especial de las redes de transmisión y distribución hace que las pérdidas técnicas sean muy elevadas.
- B. Factores Financieros: La facturación de la energía servida se dificulta por el alto nivel de fraudes, los costos variables de la generación existente dependen directamente de los combustibles cuyos precios son muy volátiles
- C. Factor Político y mal direccionamiento del subsidio: ha quedado demostrado que hay una gran parte de la población que recibe un subsidio que en función de su nivel de consumo y de su índice de calidad de vida no lo necesitan, aquí la decisión es meramente política de enfrentar posibles huelgas.
- D. Factor Social: Todavía una mayor parte de la población que vive con el sueldo mínimo, aunque tuviese las mejores intenciones, simplemente no puede costear los altos costos del servicio. De igual manera, la mayoría de la población desconoce y por lo tanto no aplica principios básicos de uso racional y eficiente de la energía eléctrica.

Por la condición dominante del gobierno en el sector (hidroelectricidad, transmisión, la mayor parte de distribución y su rol de regulador) un porcentaje significativo de los problemas son atribuibles al gobierno, esto resalta la tremenda importancia de que exista la voluntad política que se requiere para tomar las acciones de lugar, pero también la necesidad de una planificación a la largo plazo, teniendo en cuenta que sector público y el sector privado no sólo se necesitan mutuamente sino que están llamados a entenderse para beneficio de ambos.

Encontrar el punto de equilibrio no es tarea fácil, pero es indispensable establecer metas claras que incluyan el desarrollo del sector eléctrico en su conjunto, de manera integrada y constante. Consideramos que la falta de planificación y manejo de contingencias ha sido uno de los factores claves de la crisis energética que vive la República Dominicana hoy en día.

Ahora bien, las condiciones actuales del sistema lo hacen todavía muy susceptible a las externalidades que lo afectan, a pesar de que los actores del sector tienen opiniones encontradas sobre la implementación de la tarifa técnica, todos están de acuerdo en que debemos iniciar una transición hacia su aplicación de manera gradual, pero sobre todo de manera integral y planificada, teniendo en cuenta sobre todo la capacidad de pago de la población.

5.2.1 Política Electoral vs. Políticas Publica y Capacidad de Pago.

Como ya se ha mencionado en reiteradas ocasiones, el aspecto político siempre ha estado y estará presente en el diseño y gestión de los lineamientos del sector eléctrico. Ahora bien, debemos diferenciar los matices de política electoral, que sin lugar a dudas han afectado negativamente al desarrollo del sector, dado que ningún gobierno en el poder quiere asumir el costo político de implementar la tarifa técnica; de aquellas cuestiones de política pública, gobernanza y capacidad de pago de la población, tomando en cuenta que acceso a la energía eléctrica es por ello un indicador de desarrollo humano, como lo justifica Naciones Unidas en el contexto del Objetivo de Desarrollo Sostenible N.º7, que expresa que *“la sociedad moderna depende de servicios de energía confiable y asequible para que pueda funcionar y desarrollarse equitativamente”*.

Nuestra Constitución (Art. 147) establece que : *los servicios públicos están destinados a satisfacer las necesidades de interés colectivo, **siendo el Estado garante del acceso a servicios públicos de calidad, directamente o por delegación**, mediante concesión, autorización, asociación en participación, transferencia de la propiedad accionaria u otra modalidad contractual, de conformidad con la propia Constitución y la ley y que los servicios públicos prestados por el Estado o por los particulares, en las modalidades legales o contractuales, deben responder a los principios de universalidad, accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad, razonabilidad y equidad tarifaria.* Tomando en cuenta que la Ley N° 125-01 define el Servicio Público de Distribución como el *“Suministro, a precios regulados, de una empresa de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de tercero”* por lo que, independientemente de la posición que tengamos, lo cierto es que en la República Dominicana, la Distribución de energía eléctrica es un servicio público, por lo que conlleva la obligación del Estado antes mencionada.

En tal sentido, el efecto real del subsidio eléctrico se evidencia en el peso que representa el servicio de energía eléctrica sobre el total de la canasta básica, tal como lo calcula el Banco Central de la República Dominicana. Estas ponderaciones se dividen por quintil y cada uno representa un estrato

socioeconómico, siendo el primer quintil el estrato de menores ingresos y el quinto el de mayores ingresos.

En el cuadro 2, se muestra la ponderación que tiene el servicio de energía eléctrica en la canasta familiar de bienes y servicios para cada quintil, además del promedio nacional. (*Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2018*) En dicho cuadro podemos apreciar cómo aumenta la proporción del gasto en energía eléctrica sobre la canasta familiar dependiendo del estrato socioeconómico. Así, para el estrato socioeconómico más vulnerable (primer quintil), la ponderación del gasto en electricidad es de aproximadamente 1.89 %, mientras que para el estrato más alto (quinto quintil) es de 4.43 %. En este sentido, el programa Bonoluz y el esquema de tarifa escalonada, a los que nos referiremos más adelante, contribuyen a amortiguar el costo de la tarifa eléctrica en el presupuesto de las familias vulnerables (*Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2018*).

	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5	Promedio nacional
Servicio de energía eléctrica	1.89 %	2.04 %	2.41 %	2.92 %	4.43 %	3.19 %

Fuente: «Metodología IPC base diciembre 2010», Banco Central, enero 2011, https://www.bancomba.gov.do/publicaciones_numericas/otros/historiologia_IPC_base_diciembre_2010.pdf

Con lo anterior intentamos demostrar que, si bien la incidencia de la política electoral es quizá la principal culpable del impacto fiscal de la tarifa eléctrica, no podemos dejar de lado que garantizar el acceso al servicio, incluye que precios que sean asequibles, no solo se trata de que el servicio llegue al lugar, sino que llegue a un precio que el usuario pueda pagarlo, tal como explica el Ing. Santana Araujo *la población hace un cálculo, medicamentos (salud), alimentos, vivienda, educación, transporte y luego electricidad, en ese orden; no van a dejar de adquirir los primeros por los últimos. Hay que tener en cuenta el impacto de los costos variables más la operación y mantenimiento en la clase media o clase media de ingresos limitados. Gradualidad de implementación de la tarifa técnica tiene que ir en consonancia con la capacidad de pago. Este es el gran problema de la tarifa técnica.*

Ahora bien, esto nos retrotrae al debate anterior, ya que “*garantizar el acceso*” no significa garantizar un consumo indiscriminado del mismo, en especial si tenemos en cuenta lo siguiente”

- a) Los elevados costos asociados al suministro de la energía eléctrica.
- b) Los costos del servicio que no son cubiertos por el usuario, son compensados por el contribuyente.
- c) La capacidad real de pago de la Población.

Por lo tanto, paralelamente a una concientización del uso racional de la electricidad y una cultura de pago del servicio eléctrico, el Estado tiene la obligación de hacer un análisis de factibilidad que permita la reducción del costo total real del servicio, teniendo una incidencia en toda la cadena de producción, que, aunque consideramos debería ser exclusivamente regulatoria, incentive la eficientización de la prestación del servicio. Se trata de una fuerte regulación dirigida hacia una transición hacia la implementación de la tarifa técnica, sin perder de vista las señales que el propio mercado ofrece, pero teniendo en cuenta la condición de esencialidad servicio.

La política pública debe diseñarse de manera tal que desincentive el consumo innecesario y separarse de la política electoral en cuanto a lo que el dominicano cree que es un servicio eléctrico de calidad.

5.2.2 Subsidio e Impacto Fiscal.

Como resultado de lo precitado, desde el año 2003 el sector de la electricidad ha estado fuertemente subsidiado por el gobierno central. Los subsidios se canalizan a través del programa Bonoluz (anteriormente el Programa de Reducción de Apagones), un esquema de gobierno consistente en una subvención orientada a apoyar a familias de escasos recursos económicos que reduce los costos de energía para casi 448, 298 familias desfavorecidas en casi en todo el país (alrededor del 23% de los hogares), según el informe de desempeño de CDEEE de enero 2018. Según este mismo informe el rango de esta transferencia monetaria se encuentra entre los RD\$4.44 a RD\$444.00 pesos mensuales. En el gráfico, se presenta la evolución anual de las personas en el programa, junto al monto desembolsado.



Además de Bonoluz, el gobierno brinda a las familias dominicanas un esquema de tarifa escalonado en el que se aplica un precio por kWh diferenciado a partir del consumo y estrato socioeconómico del consumidor. Este esquema está orientado a aliviar aún más el peso del gasto eléctrico a las familias de bajos ingresos y se aplica a través de grandes transferencias a las empresas de distribución en forma de líneas de crédito para cubrir la brecha entre los costos de generación y los precios de distribución y las tarifas a los consumidores, así como los costos operativos de las tres distribuidoras. El Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica, un mecanismo de reserva para cubrir las variaciones de precio del combustible, es otro importante beneficiario de las transferencias del gobierno. En el 2013 estos subsidios ascendieron a US\$1.27 mil millones, equivalente a alrededor del 2% del PIB. Esto representa un enorme aumento de US\$471 millones (1% del PIB) en el 2009. Estas transferencias, que han tendido a aumentar cada año, a menudo se subestimaron en los presupuestos anuales y en las revisiones a través de presupuestos suplementarios y se han convertido en algo habitual con el fin de aumentar el gasto límite para cubrir las necesidades del sector energético (hubo al menos un presupuesto suplementario en cada año entre el 2009 y el 2012, aumento de gastos para el sector, entre otras necesidades extras). Esta cantidad de subsidio no incluye los atrasos acumulados del gobierno a las generadoras privadas, que a partir del 25 de enero de 2015 ascienden a US\$747.5 millones, según ADIE.

Subsidios Cruzados y Redireccionamiento del Subsidio

Los subsidios eléctricos son frecuentes en todo el mundo, bajo el fundamento de los subsidios de lograr objetivos políticos, económicos y sociales particulares, por ejemplo, reducir la pobreza energética, garantizar el acceso a la energía y redistribuir la riqueza derivada de la explotación de los recursos nacionales. Sin embargo, en la práctica, debido a su mal direccionamiento, rara vez han sido una herramienta eficiente o efectiva para cumplir con estos objetivos de políticas, y en muchos casos benefician de manera desproporcionada a las personas más ricas que consumen más del producto subsidiado. Estos subsidios también fomentan el uso ineficiente de la energía y desalientan la inversión en equipos de eficiencia energética, así como desalientan las inversiones en energías renovables (*International Energy Agency IEA, 2018*).

El mayor esfuerzo de los últimos gobiernos ha estado enfocado en reducir los costos de generación, ya que le permite reducir los subsidios sin aumentar demasiado los precios de los usuarios finales, lo que reduce la sensibilidad política y las posibilidades de provocar la oposición pública. Al aumentar los precios al usuario final, las reformas de subsidios aumentan la conciencia pública sobre la eficiencia energética, reducen los tiempos de recuperación y fomentan la inversión en mejoras de eficiencia

En la actualidad, los usuarios residenciales con consumo inferior a 300 KWh-mes son subsidiados por los usuarios residenciales con consumo superior a 700KWh-mes y por los usuarios industriales. Este tipo de subsidios, produce distorsiones en el mercado, aumentando el incentivo de los usuarios industriales de pasar al mercado liberalizado o para cometer fraude eléctrico.

Lo cierto es que la Ley General de Electricidad ni su reglamento prohíben la practica antes descrita, sin embargo, tal como se especifica en el Borrador del Pacto Eléctrico, el Poder Ejecutivo deberá definir la nueva política de subsidio para el sector eléctrico en función del índice de calidad de vida y el nivel de consumo de electricidad de una vivienda digna en condiciones de pobreza del hogar, tanto en términos de subsidios cruzado y directo, como a través del programa Bonoluz , por un período no menor de cuatro (4) años (*Economist Intelligence Unit para FUNGLODE, 2015*).

Gradualidad de implementación de la tarifa técnica tiene que ir en consonancia con la capacidad de pago. Este es el gran problema de la tarifa técnica. La población hace un cálculo, medicamentos (salud), alimentos, vivienda, educación, transporte y luego electricidad, en ese orden; no van a dejar de adquirir los primeros por los últimos. Hay que tener en cuenta el impacto de los costos variables más la operación y mantenimiento en la clase media o clase media de ingresos limitados.

Para asegurar que el actual subsidio cruzado converja hacia el subsidio cruzado moderado, previsto en el régimen tarifario de la Ley, la SIE para la aplicación de las reducciones tarifarias, producto de las mejoras en eficiencia y reducción de pérdidas, a los distintos tramos tarifarios, procederá de tal forma que se disminuya gradualmente el porcentaje de subsidio cruzado vigente hasta converger al subsidio cruzado moderado acordado para cuando entre en vigencia la tarifa de referencia. En ese momento dicho subsidio será de un máximo de 12% de la tarifa de referencia y se excluirá a los sectores productivos del pago de dicho subsidio cruzado.

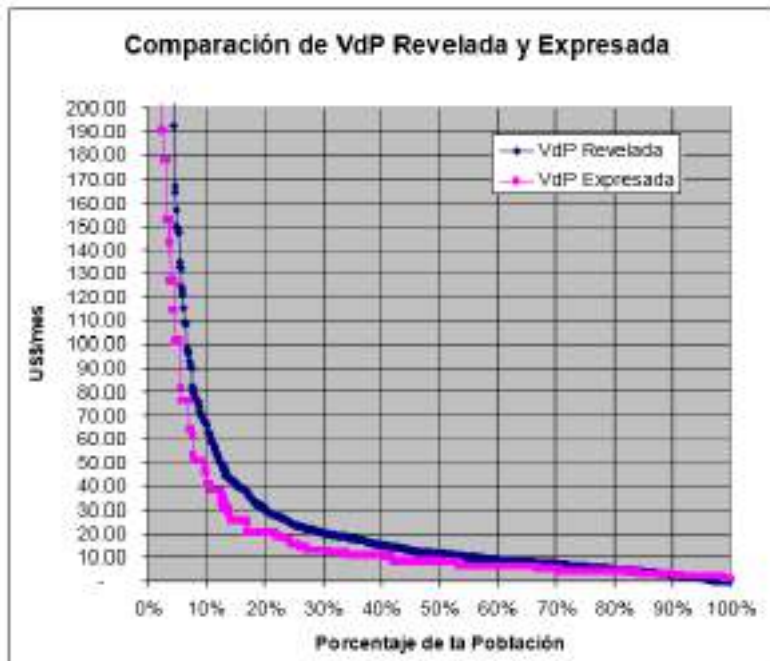
El presente trabajo, de ninguna manera pretende definir la nueva política pública en cuando al re direccionamiento subsidio, sin embargo, recalcamos que es necesario y que debe tener las siguientes propiedades.

- a. Eficiencia
 - o Económica: debe introducir pocas distorsiones en el mercado
 - o Distributiva: debe promover la equidad
 - o Administrativa: debe tener costos de administración reducidos y los mecanismos de gestión deben ser poco complicados.
- b. Focalización: el subsidio debe estar dirigido a las poblaciones objetivo que cumplan con determinadas características sociales o económicas.
- c. Sostenibilidad: debe ser fiscalmente sostenible.

5.2.3 Voluntad de Pago vs. Capacidad de Pago de la Población

Como se explicó en la sección anterior, una cosa es lo que la población realmente está gastando cada mes y otra cosa es lo que las personas dicen que estarían dispuestas a pagar en teoría. Es importante entender que las circunstancias actuales del sector eléctrico en la República Dominicana, con sus frecuentes y prolongados apagones, obligan a la población a buscar alternativas, que incluyen desde velas, lámparas a kerosén, hasta baterías, inversores, y plantas eléctricas. La suma de los gastos en las alternativas y en electricidad de la red nacional es el gasto real mensual (la VdP Revelada) y lo que las personas dicen que estarían dispuestos a pagar en teoría por un buen servicio eléctrico es la VdP Expresada.

En la Figura de abajo se observa que, en términos generales, el conjunto de la población está pagando más por todos sus gastos en energéticos de lo que dice que está dispuesto pagar por la electricidad en teoría. En un sector eléctrico normal el área debajo de la curva de VdP Revelada sería el ingreso para las empresas eléctrica, sin embargo, debido al desorden actual del sector eléctrico el área representa no sólo gastos en electricidad sino también en alternativas, así que solo parte del área debajo de la curva son los ingresos para las empresas eléctricas (*NRECA International, Ltd para la Comisión Nacional de Energía, 2004*). Empero, esto sirve como un indicador del monto que la población podría pagar por un servicio eléctrico confiable 24 horas al día, sin necesidad de incurrir en los gastos de fuentes alternativas.



De acuerdo con un informe presentado por la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE), suplir toda la energía que demanda el país, eliminando los apagones, podría repercutir en un ahorro para la población de US\$560 millones anualmente. Aseguran que durante el período enero a diciembre de 2017 hubo un 12% de energía que las empresas generadoras estuvieron dispuestas a aportar al sistema con lo que se pudo abastecer la totalidad de la demanda, pero que no fue adquirida por las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDEs), lo que provocó apagones. Esa reserva acumulada correspondiente a 1,855 GWh, que estuvo disponible y no fue aprovechada, se podía adquirir por US\$253 millones; sin embargo, los dominicanos gastan al año alrededor de US\$560 millones en medios alternativos para apalejar los efectos de los apagones, según un estudio de la asociación publicado en 2017 (*Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica, 2018*).

Ahora bien, hay que ver “la otra cara de la moneda”, teniendo en cuenta que nunca se ha dicho que existe un déficit en la generación disponible, sino que hay un déficit en generación de bajo costo disponible, bajo la observación que la mayoría de la población se refiere como “apagones”, en muchos casos se trata de apagones programados.

5.2.4 Gestión de la Demanda y Apagones.

En nuestro país, los circuitos eléctricos²² se han clasificado en 4 categorías, que responden al nivel de pérdidas (técnicas y no técnicas), según se describe en la tabla a continuación. (*Portal Web CDEEE, 2018*)

²² Es una red o vía cerrada que impulsa la energía desde un generador hasta un consumidor final. Conjunto de elementos interconectados entre sí, formado por elementos activos y pasivos. Los activos aquellos que producen energía (ej. fuentes de voltaje) y los pasivos los que consumen (ej. Resistencias, capacitor, etc.).

5.2.5 Rehabilitación de Redes ¿Deber del Estado?

El Proyecto de rehabilitación de la red de distribución de electricidad en la República Dominicana tiene como objetivo a) aumentar el índice de recuperación de efectivo de las tres empresas de distribución de electricidad en zonas específicas y b) mejorar la calidad del servicio eléctrico; lo cual se propone lograr a través de tres componentes (*Portal Web CDEEE, 2018*).

El primer componente está destinado a la rehabilitación y mejora de los circuitos de voltaje medio y bajo en zonas específicas de Empresas Distribuidoras de Electricidad Estatales (EDEs), a través de cuantiosas inversiones en i) la sustitución de las líneas aéreas de voltaje medio y bajo descargadas y obsoletas que existan; ii) la ampliación del número de subestaciones y alimentadores de distribución; iii) la sustitución e instalación de contadores, cables y transformadores, así como nuevas conexiones para aquellos clientes que tengan conexiones irregulares y iv) la instalación de contadores a distancia en lo que respecta a los grandes consumidores y equipos a prueba de robos en zonas difíciles de gestionar.

El segundo componente consiste en llegar a las comunidades de consumidores que se benefician de las inversiones del primer componente, a fin de restablecer la confianza y definir normas claras entre ellos y las EDEs, en el contexto del programa de 24 horas de luz de mejora del suministro de electricidad en zonas en que está aumentando el índice de recuperación de efectivo.

Por último, el tercer componente consiste en prestar asistencia técnica y capacitación a los consultores para: i) confirmar el importe y la condición jurídica de las deudas de las EDEs, definir opciones para su reestructuración y preparar un plan de ejecución; ii) realizar evaluaciones ex post sobre la actuación de los contratistas en las obras del proyecto, el grado de cumplimiento de los indicadores del desempeño del proyecto y el flujo de fondos proporcionados por el Gobierno al sector; iii) realizar una encuesta de satisfacción del cliente con la calidad del servicio de electricidad en los circuitos rehabilitados, y iv) ayudar a administrar, supervisar y evaluar el proyecto.

De lo anterior podemos deducir que el primer componente, es una facultad de tipo empresarial, corregir las ineficiencias técnicas de proceso de distribución (transporte a media y baja tensión) permite mejorar el servicio y reducir sus costos ampliando el margen de rentabilidad en el largo plazo. Asimismo, observamos los demás componentes tienen un gran enfoque en la gestión social de los consumidores, el cual permite que las comunidades participen del Programa de Rehabilitación de Redes Eléctricas jueguen un rol activo en las mejoras a implementar en su servicio y sector. Este elemento tiene como misión modificar un entorno social generando en la población los elementos culturales para el cambio mediante la aplicación de valores como la solidaridad, la identidad, la empatía y la cooperación, apoyados en la buena capacidad de gestión comunitaria.

Indiscutiblemente, este plan ha sido estructurado para que recaiga en manos del Estado y es que realmente, consideramos que no podría ser de otra forma. A lo largo del presente documento hemos reiterado, la falta de cultura de pago y uso racional del servicio de energía eléctrica imperante en la República Dominicana, que debe ser cultivada de la mano con la eficientización de los procesos de producción y gestión del sistema, de lo cual un privado que opera bajo criterios de rentabilidad, difícilmente se ocuparía.

Por ejemplo, un circuito típico de 5 mil clientes, tiene un costo estimado de USD 750 por cliente/usuario y toma alrededor de 10 meses de trabajo. En suma, durante este periodo de ejecución

el circuito debe ser apagado, por lo que se realiza un pacto social con la comunidad explicándoles que una vez finalice el periodo establecido, recibirán el un servicio de calidad, por 24 horas, con redes blindadas y servicio de tele medición que permitirá la detección de cualquier fraude anomalía. (CONTRERAS, 2018) A la fecha, ha quedado demostrado que una vez la calidad y condiciones del servicio aumentan, los usuarios estarán dispuestos a pagar más.

Tanto en el estudio realizado por NRECA Internacional LTD, se afirma que si se diera un servicio eléctrico las 24 horas al día todo el ahorro en energético alternativo estaría liberado y como una opción a este ahorro podría estar disponible para pagar un servicio eléctrico mejorado, sin embargo, esta transición debe hacerse gradualmente tomando en cuenta la complejidad técnica, financiera y social que implica, así como que por los motivos previamente expuestos, el Estado ha tenido que asumir esta responsabilidad.

5.3 Contratos de Participación Público Privada (PPP)

Desde hace ya algunas décadas, las asociaciones con el sector privado han jugado un rol importante en el fomento de nuevas soluciones y financiamiento cuando los gobiernos enfrentan el envejecimiento o la falta de infraestructura y requieren servicios más eficientes.

No existe una definición ampliamente aceptada de las PPP, empero, el *PPP Knowledge Lab*, las define como "un contrato a largo plazo entre una parte privada y una entidad gubernamental, para proporcionar un activo o servicio público, en el que la parte privada asume un riesgo significativo y responsabilidad de gestión, y la remuneración está vinculada al rendimiento". Las PPP combinan las habilidades y los recursos de los sectores público y privado a través del intercambio de riesgos y responsabilidades. Esto permite a los gobiernos beneficiarse de la experiencia del sector privado y les permite centrarse en cambio en las políticas, la planificación y la regulación al delegar las operaciones cotidianas (*PPP Reference Guide, 2018*)²³.

En la República Dominicana, a pesar de que el sector empresarial ha tenido una incidencia relevante en el sector eléctrico dominicano, su participación nunca ha implicado riesgos significativos dado que su inversión siempre viene protegida y no permeada por las incidencias del sistema (tasa de cambio, bajo índice de cobro, externalidades), en su mayoría a través de concesiones.

Debido a las cuantiosas inversiones y la excesiva permisología que implica la participación en generación eléctrica en el país, los grupos económicos que controlan el sector han aprovechado que son propietarios de activos estratégicos que tienen incidencia en la seguridad nacional, forzando al Estado a "ceder" o recurrir a medidas ante sus condiciones o recurrir a medidas desesperadas cuando por falta de planificación no tiene otra opción, tal como sucedió al momento de la suscripción de los Acuerdos de Madrid.

Un muy buen ejemplo de esta situación ha sido el riesgo estructural asumido por los generadores tras el vencimiento de los acuerdos, revelado por expertos de la industria. Debido a la tradición que seguía el Estado Dominicano, los generadores creyeron que este se iba a doblegar y asumir los costos de producción altísimos debido a la obsolescencia de sus equipos, sin embargo, contrario a esta percepción, el Estado dejó desierta la mayoría de las licitaciones de compraventa de energía, adjudicando exclusivamente a la única empresa privada que había hecho las inversiones

²³ Guías de Referencia sobre PPP.

necesarias para la actualización de su infraestructura y por tanto, cumplía con los requisitos técnicos establecidos.

Ahora bien, cabe resaltar que la falta de iniciativa de los generadores ha sido provocada por el hecho de que la recaudación total de la tarifa no cubre el costo de operación de los activos y mucho menos la inversión adicional, ha sido necesario establecer una base clara de recuperación alternativa de costos en la concesión, ya sea a través de subsidios generales, de impuestos o de préstamos del gobierno u otras fuentes. Como no había dinero para pagar a los generadores, no se le podía exigir muchas de las condiciones establecidas en las concesiones²⁴ y por esto la obsolescencia del sistema actual.

La idea de que el suministro privado de infraestructuras representa una manera de proporcionarlas sin coste para el contribuyente ha sido ya abandonada; sin embargo, persiste el interés en las alternativas al modelo tradicional de aprovisionamiento público. En particular se ha sostenido que los modelos con un mayor papel del sector privado, con una sola empresa asumiendo la responsabilidad de la mayoría de los aspectos de un proyecto concreto, podían mejorar la asignación de riesgos a la vez que se mantenía la posibilidad de rendir cuentas por los aspectos esenciales de la provisión del servicio.

A pesar de que existe un proyecto de Ley de Asociaciones Público Privadas en el Congreso de la Nación, somos de la opinión que, si bien el sector se puede beneficiar de dichas formas contractuales en cuanto a la diversificación y abaratamiento de costos de la matriz de generación, el flujo de fondos proveniente de la distribución y comercialización de la energía eléctrica a usuarios todavía no es equiparable a los costos del sistema, lo que limita en gran medida los riesgos que los privados están dispuestos a asumir.

La culminación de objetivos tales como el programa de rehabilitación de redes, resultan primordiales porque implican un cambio de paradigma social antes de pensar en una distribución de riesgos equitativa.

²⁴ Las concesiones, la forma más primitiva de las PPP, se centran en los resultados, es decir, la prestación de un servicio de acuerdo con los estándares de rendimiento. Hay menos enfoque en los insumos, es decir, el concesionario debe determinar cómo alcanzar estándares de desempeño acordados, aunque puede haber algunos requisitos con respecto a la frecuencia de renovación de activos y consulta con la autoridad otorgante o el regulador sobre características clave como mantenimiento y renovación de activos, aumento de capacidad y reemplazo de activos hacia el final del plazo de la concesión. El concesionario necesitará garantías de que podrá financiar sus obligaciones y aún mantener una tasa de rendimiento rentable, por lo que las salvaguardas apropiadas deberán incluirse en el proyecto o en la legislación.

CONCLUSIONES

Veinte años después de la primera revisión del sector, las acciones del gobierno continúan siendo criticadas profundamente. En el centro del tema, se encuentra lo que es percibido por algunos críticos como intervención gubernamental excesiva en el sector, lo que ha politizado los procesos y las políticas públicas, y ha distorsionado las señales de los precios y los incentivos adecuados en un mercado libre, lo que ha requerido el crecimiento continuo de subsidios públicos. A pesar de que la mayoría de las decisiones de políticas públicas tienen asidero científico, técnico y económico, hemos carecido es de una política de planificación estratégica, que otorgue cierto margen para la toma de decisiones.

Cabe resaltar que los distintos actores concuerdan en que el Estado Dominicano ha demostrado ser un mal administrador de Empresas Estatales, empero, experiencias recientes, demuestran que esto puede cambiar. Ahora bien, recordemos que la Ley N° 41-08 sobre función pública reduce la autonomía de las instituciones reguladoras y las empresas estatales y las somete al perímetro de la Administración Central, dependiente directamente del Gobierno. De acuerdo con dicha Ley, los directores de la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y las Empresas Eléctricas Estatales son designados por el Poder Ejecutivo. Por su parte, la Ley N° 100-13 encuadra a todas las instituciones del sector eléctrico en el perímetro del Ministerio de Energía y Minas, por lo que la gobernabilidad se torna indeterminada y la política se enraíza cada vez en la actividad empresarial del sector eléctrico dominicano.

En tal sentido, se hace necesario delimitar el rol que debe jugar el Estado en el sector, teniendo en cuenta que el Estado Dominicano no tiene con la institucionalidad necesaria para ser “juez y parte” para establecer “las reglas de su propio juego”. Lo cierto es que ni en este gobierno y en ningún otro, se toman en cuenta exclusivamente aspectos científicos o técnicos, porque gobernar es tomar en cuenta aspectos políticos y sociales, los cuales en la realidad son más relevantes. Por tal motivo, separar la actividad empresarial de la gobernanza resultaría óptimo.

Nuestra visión se basa en que, si bien el Estado constitucionalmente tiene la potestad de convertirse en lo que los administrativistas llaman Estado Empresario; antes de incurrir en la actividad empresarial, el Estado debe enfocarse en estructurar una regulación que disponga las señales e incentivos adecuados al sector privado y a la población en general e incluya una planificación estratégica que otorgue cierto margen para la toma de decisiones. En tal sentido, se delimita el rol que debe jugar el Estado en el sector, considerando que (i) el Estado Dominicano no tiene con la institucionalidad suficiente para ser “juez y parte” o establecer “las reglas de su propio juego” (ii) que la obligación primordial del Estado es garantizar el acceso a la electricidad a todos los usuarios que la requieran en condiciones de universalidad, continuidad, eficiencia, calidad, equidad tarifaria y preservación del medioambiente y (iii) que el Estado debe orientar sus esfuerzos hacia la confección de un escenario de seguridad, previsibilidad, transparencia y desarrollo normativo, promover e incentivar la participación privada para acceder a capital y *know how* (innovaciones tecnológicas), dentro del cual la industria eléctrica pueda ser una actividad financieramente sostenible.

Marco institucional

Por su parte, el marco institucional en que opera el sector debe ser reestructurado y readecuado, tomando en cuenta las lecciones aprendidas y la realidad concreta que opera actualmente

en la industria, incluyendo aspectos políticos y sociales. Se deben eliminar las distorsiones existentes, ocasionadas debido a que importamos una legislación de mercados eléctricos muchos más avanzados que el nuestro, por lo que las distorsiones y discrepancias existentes son notables. Esto se verifica en la distribución eléctrica, pues la LGE establece que el Estado debe tener un rol de promotor, regulador y facilitador de dicho servicio, sin embargo, el Estado participa activamente como prestador del servicio.

El proceso administrativo e institucional que establece la norma es sumamente complejo, crea distorsiones de mercado y no crea los incentivos correctos para la inversión; no permite sincerar los costos del sistema y por tanto los precios; establece una tarifa técnica, cuya implementación presionaría el alza de la energía para un sector de la población que es el que sustenta el sistema y es sumamente rígida, lo que significa que en algunos casos se torna inaplicable, o no es racionalmente económica el ejecutarla (costo-beneficio). La reforma planteada debe incluir una reformulación del régimen jurídico-normativo que redefina y clarifique las “reglas de juego” con el objetivo de conferirle seguridad, previsibilidad y transparencia al desarrollo de las actividades de los diferentes sectores y actores, así como una readecuación del marco institucional sectorial que incluye todos los puntos que se tratan más adelante.

Primacía de la Política Electoral.

En tercer lugar, los gobiernos sucesivos no han abordado el problema de la falta de pago efectivamente debido al temor de que las medidas necesarias, como desconectar a los clientes que no pagan, criminalizar efectivamente el robo de electricidad y abordar otras formas de mala conducta, las cuales podrían distanciar a los votantes y dañar la popularidad del gobierno y del partido gobernante.

En este sentido, cabe resaltar que no solo la clase política se ha acostumbrado a este tipo de práctica, sino que el sector privado también se ha acomodado en este círculo vicioso, me explico: tenemos un sistema marginalista de despacho en generación y los empresarios dominicanos quieren maximizar sus rentas en base a ineficiencia, falta de planificación e inversión. Ante el vencimiento de los Acuerdos de Madrid, el Estado a través de CDEEE organizó varios procesos de licitación para la compraventa de energía a través de contratos a corto plazo, las cuales en su mayoría quedaron desiertas, pues a excepción de EGE Itabo y AES Andrés (los únicos generadores que ofrecieron energía por debajo del costo máximo admisible establecido en las bases de licitación, ascendente a 0.08 centavos de dólar el kilovatio/hora, gracias a las inversiones realizadas en sus respectivas plantas), los demás generadores privados asumieron un riesgo estructural, creyendo que el Estado se iba a doblegar y aceptar los altos costos en que generaban sus equipos en condiciones de obsolescencia.

Tarifa técnica y subsidio

La aplicación de una tarifa técnica que refleje los costos reales de generación, transmisión y distribución ha sido discutida intermitentemente desde el 2003, pero administraciones sucesivas han evitado su introducción, debido a la percepción que, como mencionamos en el punto anterior, un aumento en las tarifas, especialmente para los clientes residenciales, tendría un alto costo político. Se han producido tres aumentos a la tarifa aplicada, 2002, 2009 y 2011, sin embargo, los ajustes han reflejado sólo parcialmente los costos reales de producción, por lo que la tarifa sigue debajo de los costos reales. Además, debido a que no han estado acompañados por otras medidas, tales como una revisión de los subsidios y una revisión del esquema de tarifa general, los aumentos han servido principalmente para cubrir la falta de pago. Por lo tanto, los cambios futuros de tarifa serán considerados

como parte de una evaluación más amplia de mediano y largo plazo de la estructura y de las necesidades del sector.

En cuanto al subsidio, debe focalizarse hacia un blanco de consumidores que cumplan con determinadas características sociales o económicas, evitando así que sectores de la población que de acuerdo con su nivel social no lo necesitan, se beneficien del mismo. Bajo la planificación actual, el Estado está tratando de disminuir el subsidio a través de la disminución de los costos del sistema, especialmente por medio de la mejoría de la infraestructura existente. Dicha planificación en resumidas cuentas consiste en lo siguiente (i) la Central Termoeléctrica Punta Catalina inyecte al sistema la totalidad de su producción (30% de la demanda), se normalice el costo de generación, disminuyendo el nivel de volatilidades existente, especialmente los precios de los derivados del petróleo, y (ii) la entrada de las renovables permita la diversificación de la matriz energética. Una vez, se normalicen los costos de generación y se concluya el programa de rehabilitación de redes, el subsidio necesariamente disminuirá y las EDES serán empresas sostenibles debido a que, si el costo disminuye y el ingreso aumenta, el margen de rentabilidad aumentara considerablemente.

Implementar la tarifa técnica en este preciso momento, ocasionaría un caos: recordemos que la tarifa se mueve basada en las ponderaciones antes mencionadas y no cabe duda que transferir al usuario los costos reales actuales del servicio, sería prácticamente insostenible para la mayoría de la población.

Falta de Gobernanza e Intervención Gubernamental

En tal sentido, si bien es cierto que la racionalización del esquema de tarifa permitiría a las empresas de distribución lograr la sostenibilidad financiera, reduciendo sus déficits operacionales; los principios de gobernanza indican que tener en cuenta el impacto de los costos variables más la operación y mantenimiento en la clase media o clase media de ingresos limitados. Tampoco, podemos obviar la relación entre el costo de la energía y el ingreso de los hogares. La población hace un cálculo, medicamentos (salud), alimentos, vivienda, educación, transporte y luego electricidad, en ese orden; no van a dejar de adquirir los primeros por los últimos. Eliminar el subsidio es una decisión estructural; estamos caminando hacia esa transición, recalcamos que la implementación de la tarifa técnica debe hacerse de manera gradual y en consonancia con la capacidad de pago de la población.

No cabe duda que la intervención del Estado Dominicano ha sido determinante para el logro de los objetivos de tipo socioeconómico, los cuales justifican las diferentes modalidades de intervención implementadas: regulación, control, vigilancia, intervención de tipo empresarial y ayudas estatales, sin embargo, los cambios de gobierno resultaron en cambios bruscos de las políticas públicas, por lo que diversos esfuerzos de la reforma no fueron dados con suficiente tiempo para mostrar resultados.

Voluntad Constitucional

Lo cierto es que el Constituyente dominicano estimó que el Estado, asuma un papel importante en la reivindicación de los derechos sociales, previendo la posibilidad de su incursión en la prestación servicio públicos a los fines de hacer efectiva la garantía de los derechos con la participación activa. Empero, la misma Constitución ha optado por un sistema de mercado, con lo cual el Estado Empresario estará igualmente limitado como cualquier otro agente que en el participe y por ende en este caso también estará regido por el principio de competencia que la Constitución contempla de manera expresa. Como lo afirma García Pelayo (1991), *“Cualquiera sea la concreción económica de la*

Constitución ha de mantenerse una economía de mercado y de libre iniciativa empresarial tanto privada como público y compatible por su puesto con distintas formas de propiedad y gestión empresariales.”

Por tanto, debemos reafirmar que las funciones esenciales del Estado en el sector eléctrico son de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador, de conformidad con los dispuestos en el Artículo No. 5 de la LGE y sus modificaciones, así como la de fomentar la iniciativa privada y su participación en la actividad comercial “exclusivamente: bajo el principio de subsidiariedad en los términos previstos en el Art. 219 de nuestra Constitución.

Descontento y desconocimiento de la población e ineficiencia el sistema

De igual manera, los esfuerzos para educar a los consumidores (empresas y particulares) respecto de los beneficios de uso económico de la electricidad han sido muy tímidos. Los resultados arrojados por la presente investigación reflejan que la falta de pago radica fundamentalmente, en el suministro de electricidad insuficiente (y la prevalencia de apagones) y en una falta general de atención a las necesidades, situaciones que han reducido la disposición de los consumidores a pagar por el servicio eléctrico de calidad deficiente.

La administración gubernamental de las empresas de distribución no ha producido resultados financieros sanos, y las empresas están plagadas de nóminas infladas, ineficiencias y altos costos operacionales. Las mejoras en los aspectos operacionales de distribución son vitales para la sostenibilidad del sector; tales medidas incluyen la aplicación de la planeación financiera estratégica adecuada y controles financieros, mejor regulación y procesos de contratación transparentes.

De igual manera, la falta de información hace que sea más difícil establecer políticas y adaptarlas una vez que están implementadas, por lo que la acción para desarrollar la capacidad de recopilar datos apropiados para los estándares internacionales es un componente esencial para el progreso de la eficiencia. De igual manera, la difusión del desarrollo de políticas, los programas y las medidas requieren acciones de divulgación y comunicación, así como la inserción del tema de eficiencia energética en el sistema de educación formal, a fin de desencadenar un proceso de cambio de comportamiento que pueda facilitar la adopción de medidas de eficiencia energética.

Debilidad institucional y falta de inversión

En cuanto a la organización institucional, queda claro que hay duplicidad y solapamiento de funciones; la definición de roles es difusa y las instituciones no funcionan de manera coordinada, se contradicen en sus conclusiones. Esta falta de coordinación y responsabilidades superpuestas, a menudo resulta numerosos escándalos de corrupción, acusaciones de mal manejo de fondos públicos ha perjudicado los estándares de gobernanza en el sector y la rendición limitada de cuentas. Los incentivos a las instituciones para mejorar la eficiencia y reducir los costos, son mínimos, lo que ha desgastado la capacidad de la República Dominicana para atraer nueva inversión privada y ha debilitado la confianza de los actores en los procesos.

No cabe duda que muchos de los males que acosan al suministro de electricidad en la República Dominicana se remontan a la disposición de activos antes de la creación de dichos marcos regulatorios e instituciones. Estudios del caso expuestos en el presente, ponen en relieve el hecho de que la creación de tales instituciones es esencial para la reforma exitosa del sector eléctrico, pero que la creación de

instituciones toma tiempo y experiencia y debe estar adaptada a las condiciones particulares imperantes en cada mercado. El desfase temporal entre las privatizaciones y el desarrollo de estructuras adecuadas reguladoras en nuestro país ha contribuido con las dificultades que afectan al sector.

A pesar de que hemos tenido inversión considerable en los últimos años, las inversiones futuras en el sector dependerán de la creación de un clima de negocios más transparente y un contexto institucional más fuerte, donde las señales para los inversionistas sean menos confusas. Una mayor entrada de capital al sector ha tenido lugar durante las épocas de fortalecimiento institucional, como el proceso de capitalización en los últimos años de la década de los 90 y en los primeros años de la década del 2000, y en períodos cuando el país ha tenido criterios de desempeño específicos para el sector eléctrico dentro del contexto de acuerdos de préstamo con el FMI, los cuales proporcionan un marco y un monitoreo que refuerza la confianza de los inversionistas en el país.

El escenario incierto para las generadoras privadas ilustra cómo la falta de transparencia y la ausencia de un marco institucional fuerte pueden disuadir las inversiones. Esto está relacionado no sólo con los atrasos sustanciales del estado a las empresas generadoras, sino también con la incertidumbre y la falta de consenso en términos políticos que rodea al sector

“Las transiciones toman tiempo y más cuando requieren de un cambio de paradigma social, cuando el factor más importante es un cambio en la forma de pensar de la población”

BIBLIOGRAFIA.

- Edison Electric Institute. (2000). *Electric Transmission systems: Marking a Vital Link to Consumers*. Washington D.C.
- Administradora de Subsidios Sociales, Vicepresidencia de la República Dominicana. (n.d.). *Subsidios Sociales Administrados*. Retrieved from http://www.adess.gob.do/v2/P_SoloTexto.aspx?EntId=241
- ÁLVAREZ PELEGRY, E. (1997). *Economía Industrial del Sector Eléctrico: estructura y regulación*. Madrid: Editorial Civitas.
- ARIAS, E. C. (2004). *La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica*. . Medellín: Ecos de Economía No.18.
- ARINO ORTIZ, G. (1999). *Principios de Derecho Público Económico. Modelo de Estado. Gestión Pública, Regulación Económica*. Granada: Editorial Comares.
- Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) . (2002). *El Sector Eléctrico Dominicano. Retos para el crecimiento económico*. . Retrieved from Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo: <http://www.opsd.gob.do/media/14838/boletin-15-el-sector-electrico-dominicano.pdf>
- Banco Central de la República Dominicana. (2018). *Informe De La Economía Dominicana Enero-Septiembre 2018*. <https://gdc.bancentral.gov.do/Common/public/informe-de-la-economia-dominicana//documents//infeco2018-03.pdf>.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2016). *"Iluminando el Futuro", Electricidad en Centroamérica y República Dominicana hasta el 2040*.
- Banco Mundial. (2018). *Energy Overview*. <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/overview>.
- BARETT Almonte, E. (2014). Cátedras de Derecho de la Energía Eléctrica. <https://onedrive.live.com/view.aspx?cid=FAB1498D99EC0806&resid=fab1498d99ec0806%21768&wacqt=sharedby&app=PowerPoint&authkey=%21Atq9UicEhhdpxY>. Santo Domingo: Pontificia Universidad Católica Madres y Maestra, Campus Santo Tomas de Aquino (PUCMM-CSTA).
- BARREIRO, R. A. (2002). *Derecho de la Energía Eléctrica: Dinámica legal, derechos y obligaciones del usuario*. . Buenos Aires: Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma.
- BARRERO GONZALES, F. (2004). *Sistemas de Energía*. Madrid.: Thomson Editores: Paraninfo S.A. .
- BONIFAZ, J. L. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú, regulación y eficiencia*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) .
- BORDA, G. A. (1999). *Tratado de Derecho Civil, 11 edición, "Parte General"*. Buenos Aires: Abeledo-Perrot.
- CASSAGNE, J. C. (2000). *Dinámica de la regulación. Nuevas Ideas. Perspectivas. En la transformación regulatoria, la seguridad jurídica y los contratos*. Buenos Aires: Asociación de abogados de la Industria de Gas.
- COCHÓN, M. (2002). *Evolución del Sector Eléctrico Dominicano. Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica*. .
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2010). *Plan Energético Nacional (PEN) 2010-2025*., Santo Domingo.
- Constitución de la República Dominicana, Votada y Proclamada por la Asamblea Nacional , Gaceta Oficial No. 10805 del 10 de julio de 2015. (Junio 13, 2015).
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. (2013, Agosto). *Reseña Proceso Licitación Pública Internacional CDEEE-LPI-01-2013*. Retrieved from <https://cdeee.gob.do/cdeeesite/download/resenalicitacion/Resena-Proceso-Licitacion-Publica-Internacional-CDEEE-LPI-01-2013.pdf>
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) . (2018). *Informe de gestión enero 2018*. Retrieved from <http://cdeee.gob.do/transparencia/>
- CREMADRES, J., & RODRIGUEZ-ARANA, J. (2006). *Derecho de la Energía*. Buenos Aires: La ley. Endesa.
- Dauhajre, A. (2016, diciembre 5). Para entender a Catalina. *Periódico El Caribe*, pp. <http://cdeee.gob.do/cdeeesite/download/ventana-abierta/Articulo-Andy-Dauhajre-Punta-Catalina-5-de-diciembre-2016.pdf>.

- DECKER, C. (2015). *Modern Economic Regulation; An introduction to Theory and Practice*. . Cambridge: University Printing House.
- Decreto No. 167-13, del 21 de junio del 2013, que declara se declara de emergencia nacional el aumento de la capacidad de generación eléctrica de bajo costo en la República Dominicana..
- Electricité de France. (2018). *EDF at Glance*. Retrieved from https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/2018/edfgroup_essentiel-2018_en.pdf
- (n.d.). *Energy Transitions towards Cleaner, more Flexible and Transparent Systems*. .
- Estudio de Impacto Ambiental Central Termoeléctrica Punta Catalina. Código 2325*. (2014, Julio). Retrieved from http://puntacatalina.cdeee.gov.do/?wpfb_dl=236
- FERRE, J. d. (1999). *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico. Modelos y análisis de la ley 54/1197*. Madrid- Barcelona: Marcial Pons.
- FRIEDMAN, L. S. (2009). The long and the short of it: California's electricity crisis. *International Journal of Public Policy*, 4-31.
- Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). (1999). La regulación de la Competencia y los Servicios Públicos, Teoría y experiencia reciente. *Buenos Aires*.
- GARRIDO FALLA, F. (2002). *Tratado de Derecho Administrativo. Volumen II. Parte General: Conclusión. Undécima Edición*. Madrid: Editorial Tecnos.
- GUAJARDO, G. &. (2015). *La empresa pública en México y en América Latina: entre el mercado y el Estado*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades.
- HAMMOND, C. H. (1986). "An Overview of Electric Utility Regulation" en *Electric Power. Deregulation an the Public Interest*. San Francisco: Pacific Research Institute for Public Policy.
- HICKS, J. R. (1935). Annual survey of economic theory: the theory of monopoly. Market power in power markets in Europe: the Cases in French and German wholesale electricity. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 1–20.
- IEA, International Energy Agency . (2018). *Energy Transitions towards Cleaner, more Flexible and Transparent Systems. A report from the International Energy Agency (IEA) to the G20 Energy Transitions Working Group (ETWG)*. Buenos Aires.
- IEA, International Energy Agency;. (2018). *Global Energy & CO2 Status Report. The latest trends in energy and emissions in 2018*. <https://www.iea.org/geco/>.
- Informe de la Comisión Investigadora del Proceso de Licitación y Adjudicación del Contrato de EPC de la Central Termoeléctrica Punta Catalina*. (2017, Junio 30). Retrieved from <https://cdeee.gov.do/cdeeesite/download/ventana-abierta/Informe-Comision-Central-Termoelectrica-Punta-Catalina.pdf>
- IRENA, International Renewable Energy Agency. (2018). *Transformación Energética Mundial. Hoja de Ruta al 2050*. Abu Dhabi: <https://www.irena.org>.
- JOSKOW, P. &. (2005). Merchant transmission investment. *The Journal of Industrial Economics*, 233-264.
- Ley General de Electricidad, No. 125-01, instituida por el Decreto No. 494-07, y modificada por la Ley No.186-07, promulgada en fecha 6 de agosto de 2007 publicada en la Gaceta Oficial 10469, Gaceta Oficial No. 10438, del 10 de septiembre de 2007 (julio 26, 2001).
- Ley General de Reforma de la Empresa Pública. No. 141-97. (Santo Domingo junio 24, 1997).
- Ley No. 100-13 que crea el Ministerio de Energía y Minas, como órgano dependiente del Poder Ejecutivo, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica. , Gaceta Oficial No. 10721 (Agosto 2, 2013).
- Ley No. 394-14 que autoriza a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, a promover, directa o indirectamente, la actividad de generación de electricidad. , Gaceta Oficial G. O. No. 10773 (Septiembre 2, 2014).
- Ley No. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales. , Gaceta Judicial No. 10416 (mayo 9, 2007).
- Ley que crea el Fondo Patrimonial de la Empresa Reformada. No. 124-01 (julio 24, 2001).
- MARX, K. (1987). "A Contribution to the Critique of Political Economy" contained in the *Collected Works of Karl Marx and Frederick Engels Volume 29*. New York: International Publishers.

- MAURER, L. T., & A., B. L. (2011). ; *Electricity Auctions: an overview of efficient practices. with support from Jennifer M. Chang... (et. al)* . Washington, DC. : World Bank Study ISBN-978-0-8213-8822-8 .
- McCONNELL, C. R., & BRUE, S. y. (2011). *Economics: Principles, Problems and Policies, 19th Edition*. New York: McGraw-Hill.
- MILLÁN, A. y. (2003). *La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en Colombia*. Bogotá, D.C.,: Fededesarrollo.
- MORENO, L. F. (2012). *Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal*. Bogotá: Universidad externado de Colombia.
- NICHOLSON, W. (1997). *Teoría Microeconómica – Principios básicos y aplicaciones. 6a Edición*. Barcelona: McGraw- Hill.
- Oficina Nacional de Estadística de República Dominicana. (Agosto 2017). *Anuario Estadísticas Vitales 2016*. .
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) . (2017). *Anuario de Estadísticas Energéticas*. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0396.pdf>.
- PEREYRA, A. (2002). *Monopolio Natural y Regulación Económica*. Montevideo: Universidad de la República de Uruguay.
- PHAM, T. (2015). *Market power in power markets in Europe: the Cases in French and German wholesale electricity markets. Economies and finances*. . Paris: Université Paris Dauphine - Paris IX.
- POLLITT, M. (2008). *The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks, Energy policy*. Cambridge: ESRC Electricity Policy Research Group University of Cambridge .
- PURCELL, E. M. (1988). *Electricidad y Magnetismo. Berkeley Physics Course- Volumen 2*. Barcelona: Editorial Reverte, S.A. .
- Reglamento para la Aplicación de la Ley No. 125-01, (RGLE) instituido mediante el Decreto No. 555-02, del 19 de julio del 2002, modificado por los Decretos Nos. 749-02 y 494-07, de fechas 19 de septiembre del 2002 y 30 de agosto del 2007 respectivamente..
- Santa María, M. &-H. (2009). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Bogotá.
- SANTA MARÍA, M. &-H. (2009). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Bogotá: FEDESARROLLO Centro de Investigación Económica y Social.
- SEGURA, R. (2006, Diciembre 6). “*La renegociación de los Contratos del Sector Eléctrico*”. Santo Domingo.
- SILVESTRE, S. (2015, Abril 10). “Perdidas de Energía están igual que 10 años atrás. En 2014 cerraron en 32.1%, muy similar al 33% que había en 2002 y 2003. . *Periódico El día*. .
- SPURGA, R. C. (2016). *Commodity Fundamentals: How to Trade the Precious Metals, Energy, Grain, and Tropical Commodity Markets*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Tirole, J. a.-J. (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge: MIT Press.
- United Nations Global Compact. (2018). *SDG 7: Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all* . Retrieved from <https://sdgcompass.org/sdgs/sdg-7/>

ANEXOS

- I. Entrevista al Ing. Julián Santana Araujo, Administrador General, Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) en fecha 12 de septiembre de 2018
- II. Entrevista Ángel Canó Sención, Director Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana (CNE) en fecha 17 septiembre 2018
- III. Entrevista al Licdo. Edward Barrett Almonte, Director Legal de la Superintendencia 10 de Julio de 2018.
- IV. Entrevista Gregory Salcedo Llibre, Presidente de la Bolsa de Valores de la República Dominicana y Asesor Financiero de la CDEEE, en fecha 07 de noviembre de 2018.
- V. Entrevista Ignacio Matos, Director Legal de EDESUR DOMINCANA, S.A. en fecha 19 de octubre de 2018.
- VI. Entrevista al Ing. José Rodríguez, Director de Desarrollo de la Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGEHAINA) en fecha 16 de febrero de 2018.
- VII. Entrevista al Ing. Alexis Marte, Director Comercial y de Mercado, LAESA LTD & POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S,A., en fecha 20 de febrero de 2019
- VIII. Entrevista a Manuel Cabral F. Vicepresidente Ejecutivo de la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) en fecha 20 de junio de 2018.
- IX. Entrevista al Ing. Emilio Contreras, Especialista de la Unidad Ejecutora de Proyectos de Rehabilitación de Redes (UEP) de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en fecha 23 de noviembre de 2018.
- X. Descripción del Proyecto Central Termoeléctrica Punta Catalina http://puntacatalina.cdeee.gob.do/?wpfb_dl=245
- XI. Borrador sin firmar del Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico