



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Análisis del Riesgo y su Impacto en la Regulación del Sector Eléctrico Dominicano

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Miselani Franco Pérez

Director

Victor Guzmán Feliz

Tutor

Carlos Batlle

1 de marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno/a

Lic. Miselani Franco Pérez, MFC

.....

EL DIRECTOR

Ing. Victor P. Guzmán

Firmado..... En fecha

EL TUTOR

Ing. Carlos Batlle

Firmado..... En fecha

Vº Bº DEL COORDINADOR DE TESIS

Dr. Luis Olmos

Firmado En fecha

*A mi Señor y Creador por permanecer siempre a mi lado, mi Dios gracias no apartarte de mí un solo instante. A mi adorada hija, **Perla Massiel**, gracias por prestarme parte de tu valioso tiempo, por tu paciencia cuando necesitabas de mi en esos momentos que dediqué a los estudios, que este trabajo te sirva de ejemplo y motivación para que durante el trayecto de tu vida permanezca siempre en tu memoria que el aprendizaje, los estudios y conocimientos, no tienen límites ni fin.*

Agradecimientos

Como no decir gracias a aquellas personas que fueron mi soporte, mi apoyo durante estos dos años de Máster, como no decir gracias si ellos también forman parte de este logro, una meta más alcanzada, un objetivo más logrado.

Primero a Dios, que sobre todas las cosas dispuso este logro para mi vida, mi Señor gracias por tu Gracia y Bendición y por darme las respuestas en el momento justo.

Mis padres, Ana Hilda, José Antonio, mis hermanas Ana Yocasty, Ana Yris, Ana Cristina, mis sobrinos Anthony, Analía, Angelina, Jesús Javier y Amalia, cuanto aliento recibí de ustedes, cuantos momentos felices me hacían pasar cuando me encontraban tan estresada por los estudios, ustedes junto con mi Perla, fueron mi soporte emocional, la columna vertebral de mi vida entera, preocupándose por mi salud, compartiendo mis problemas, mis nerviosismos cuando presentaba algún examen, gracias por estar siempre dispuestos para mi, los amo.

Gracias a ti Ernesto Caamaño, mi amigo y hermano querido del alma, porque formamos un verdadero equipo y demostraste con hechos un apoyo incondicional durante toda esta preparación.

Gracias Victor Guzmán, asesor de tesis y más aún compañero de trabajo que me orientaba y motivaba a seguir adelante, por más difícil que pareciera el camino.

Mirla Delgado, oh mi querida Mirla, no había conocido una persona que se entregara tanto para que las cosas salieran bien, hiciste de esta Maestría tu Maestría, gracias amiga, hermana querida del alma.

Mis compañeros de la Dirección Comercial Edgar, Fausto, Luis, Samuel, Mario, por ser parte de mi vida laboral, espero servirles de ejemplo para que superen sus metas y objetivos.

La Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, por confiar en nosotros, por seleccionarnos, por la iniciativa de formar a sus colaboradores en temas regulatorios, visión esta orientada a aportar profesionales comprendidos en la materia regulatoria para de esta forma contribuir con el país a la mejora del sector eléctrico nacional.

Mi tutor profesor Carlos Batlle y coordinador de tesis profesor Luis Olmos, sus comentarios fueron de gran valor, sus aportes mejoraron oportunamente nuestro trabajo.

Mis compañeros de Maestría, buen equipo de trabajo, buenos estudiantes todos, los que terminan conmigo esta versión y los que, por una que otra razón no han podido terminar, de igual manera gracias.

Instituto Global de Altos Estudios en Ciencias Sociales (IGLOBAL) y la Universidad Pontificia Comillas, por contar con un programa de formación tan importante y necesario para nuestro país. Mis más sinceros agradecimientos al grupo de profesores que impartieron cada módulo de una forma tan profesional, que se dedicaron a compartir sus conocimientos con nosotros, al personal administrativo de Iglobal que con su empeño lograron que esta edición de Máster llegara a un feliz término, una muestra más de que el trabajo en equipo sí funciona.

A todos aquellos que de manera indirecta forman parte de mi crecimiento y desarrollo personal, hoy les digo que sí se puede, gracias por ser parte de este logro, gracias por su colaboración.

Resumen Ejecutivo

El objetivo general de nuestro trabajo de investigación es analizar los diferentes riesgos a que están sometidos los agentes que participan en el Sector Eléctrico Dominicano a fin de plantear las estrategias que permitan mitigar los mismos, así como, analizar el impacto que estos ocasionarían a la normativa vigente, proponiendo las modificaciones que fueren necesarias incluir para lograr un mercado más eficiente y competitivo.

Como objetivos específicos nos hemos planteado los siguientes:

- Identificar los riesgos más importantes del Mercado Eléctrico Dominicano.
- Comparar los riesgos identificados con mercados internacionales similares al de la República Dominicana.
- Proponer estrategias para mitigar los riesgos previamente identificados.
- Evaluar el impacto que pudieran ocasionar los riesgos en la normativa dominicana.
- Proponer, si es necesario, modificaciones a la normativa para implementar la mitigación de estos.

Cuando decidimos elaborar nuestro trabajo de investigación lo hicimos porque en nosotros surgió una inquietud de saber por qué el modelo de mercado asumido por la República Dominicana a partir del año 2001 no ha funcionado de acuerdo a lo planificado. Es por ello que en los capítulos que abarcan el desarrollo de este trabajo exponemos las diferentes causas que pudieran dar respuesta a nuestra interrogante.

Este trabajo de investigación está estructurado en cinco capítulos, los tres primeros abarcan información sobre la evolución, estructura y operatividad del mercado eléctrico dominicano, en los dos restantes nos referimos al riesgo y su impacto en la normativa Dominicana.

Cada capítulo inicia con el planteamiento de los objetivos del mismo y culmina con las consideraciones generales que resumen las principales ideas del tema desarrollado. Las conclusiones y recomendaciones para mitigar el riesgo regulatorio que se percibe en el país son

presentadas al final de nuestra investigación así como las fuentes bibliográficas consultadas que nos permitieron realizar este análisis.

El primer capítulo inicia con una breve descripción del sector eléctrico dominicano, en este pretendemos ubicar al lector en el tipo de modelo que existía antes del proceso de capitalización y el adoptado una vez culminado el mismo, o sea, cómo fue conformado el mercado desde sus orígenes hasta el momento actual.

El nacimiento del sector eléctrico dominicano lo dividimos en dos etapas, la primera la que denominamos pre-capitalización y una segunda etapa que es la post-capitalización.

La principal característica del período de pre-capitalización, que abarcó la época anterior al año 2001, era que el sector estaba verticalmente integrado. Una sola institución llamada Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales era la encargada de generar, transmitir, distribuir y comercializar el producto eléctrico. El 84% de la capacidad instalada, para la época era de unos 1,363 MW, lo cual correspondía a plantas que utilizaban el fuel oil.

El proceso de capitalización inició en el año 1997 y culminó con la promulgación de la Ley General de Electricidad No.125-01 en el año 2001, la industria queda dividida en actividades a llevar a cabo por diferentes empresas, a saber, generación, transmisión, distribución - comercialización.

Una vez entendido el tipo de modelo asumido por el país, pasamos al capítulo dos, donde realizamos un bosquejo de las instituciones y entidades que surgieron producto del referido proceso, así como la descripción de las funciones que les competen a cada una de ellas. Esto con la finalidad de establecer los niveles de responsabilidad que cada una tiene en el sector.

El modelo de mercado implementado en el país es un mercado spot de tipo marginalista. Las principales instituciones que surgieron con la capitalización son: la Comisión Nacional de Energía, cuya función principal es trazar las estrategias y políticas del sector energía; La Superintendencia de Electricidad, responsable de velar por el cumplimiento de la Ley y el

Reglamento; El Organismo Coordinador, encargado de operar el mercado y el Centro Control de Energía el cual se designó como operador del sistema.

En el tercer capítulo, una vez conocida la evolución y formación del mercado, así como las instituciones que resultaron del proceso, establecemos de manera resumida el comportamiento operativo del mismo, emitiendo nuestras opiniones sobre aquellas actividades que desde nuestro punto de vista funcionan de manera adecuada y analizando aquellas que pueden ser pasibles de mejoras.

A partir del capítulo cuatro, exponemos los conceptos relacionados a los riesgos, en sentido general, enfocándonos en el riesgo regulatorio, entendiéndose por este como aquel que surge de la aplicación y cumplimiento de decisiones regulatorias o de ausencia de decisiones, cambios de reglas del juego durante la vida del proyecto, interpretación ex post de reglas poco precisas, discrecionalidad, decisiones regulatorias influidas por el clima político y social, así como ausencia de procedimientos para puesta en vigencia. Este acápite lo consideramos de suma importancia debido a que en el mismo planteamos estrategias generales para mitigación de los riesgos de cualquier mercado pero específicamente el eléctrico. De igual forma esbozamos la factibilidad de crear un mercado de derivados en el país para afrontar los diferentes riesgos.

Para completar este capítulo, se plantean las experiencias internacionales de los países: Brasil, Chile, Argentina y Perú, con el objetivo de compararlos con nuestro modelo.

Finalizando, en el capítulo cinco analizamos el impacto del riesgo regulatorio en la normativa Dominicana. Es aquí donde efectuamos nuestros planteamientos, proponiendo las mejoras a implementar en la normativa para lograr que el modelo de mercado asumido por la República Dominicana funcione de una manera más eficiente.

Destacamos que el primer paso a dar para que el modelo funcione es lograr la autonomía y fortalecimiento institucional de las entidades eléctricas, la justificación a esta aseveración es explicada en el desarrollo del capítulo cinco. Otras ideas analizadas son las referentes a los subsidios, potestad reglamentaria, contratos, entre otros.

Executive Summary

The overall objective of our research is to analyze the various risks that are under those involved in the Dominican electricity sector for raising strategies to mitigate them and analyze the impact these would cause to the current regulations, proposing modifications be necessary to include to make the market more efficient and competitive.

The specific objectives we have set the following:

- Identify the major risks Dominican Electricity Market.
- Compare the identified risks to international markets similar to the Dominican Republic.
- Propose strategies to mitigate the risks previously identified.
- Evaluate the impact that could result in risks Dominican law.
- Propose, if necessary, amendments to the regulations to implement the mitigation of these.

When we decided to develop our research we did because in us surged a concern to know why the market model assumed by the Dominican Republic since 2001 has failed. That is why in the chapters covering the development of our work we present the different causes that could provide answers to our question.

This research is structured in five chapters, the first three cover information on the development, structure and operation of the Dominican electricity market, in the remaining two we refer to the risk and its impact on the Dominican legislation.

Each chapter begins with the approach of its objectives and culminates with the general considerations that summarize the main ideas of our topic. The conclusions and recommendations to mitigate regulatory risk perceived in the country are presented at the end of our research and literature sources consulted that allowed us to perform our analysis.

The first chapter begins with a brief description of the Dominican electricity sector, we intend to place the reader in the type of model that existed before the capitalization process and taken after completion of the same, how was made the market from its origins to the current time.

The birth of the Dominican electricity sector is divided by us into two stages, the first one we call it pre-capitalization and a second stage the post-capitalization.

The main feature of the pre-cap period, which covered the period prior to 2001, is that the industry was vertically integrated. A single institution called Dominican Corporation of State Electrical was responsible for generating, transmitting, distributing and marketing the electrical product. And 84% of the installed capacity, by that time it was about 1,363 MW, corresponding to plants using fuel oil.

The capitalization process began in 1997 and culminated in the enactment of the Electricity Law No.125-01 in 2001, the industry is divided into activities to be carried out by different companies, namely generation, transmission , distribution - marketing.

Once it is understood the type of model assumed by the country in chapter two make a sketch of the institutions and organizations that were born product of that process and what are the tasks incumbent upon them to each one of them. This was done to establish the levels of responsibility that each one has on the sector.

The market model implemented in the country is a marginal type spot market. The main institutions that emerged with the capitalization are the National Energy Commission, whose main function is to plot strategies and policies in the energy sector; Superintendence of Electricity, responsible for ensuring compliance with the Act and Regulations; Coordinator Agency, responsible for market and Operate the Energy Control Center, this one was designated as system operator.

In the third chapter, was once known as the formation and evolution of the market and which institutions establish process resulted in summary operating behavior, setting out our views on those activities that from our point of view function properly and analyzing those which can bring about improvements.

In chapter four we present the concepts related to risk, both in general and specify regulatory risk, meaning the one that arises from the implementation and enforcement of regulatory decisions or lack of decisions, the changes of the rule game during project life, ex post interpretation of vague rules, discretionary, regulatory decisions influenced by the social and political climate and lack of procedures for entry into force. This paragraph is considered very important because in the same pose general strategies for mitigating the risks of any market but especially the electric. We outline the feasibility of creating a derivatives market in the country to address the various risks.

Similarly raised international experiences of countries Brazil, Chile, Argentina and Peru for comparison with our model.

Finishing in fifth chapter we analyze the impact of regulatory risk in Dominican legislation. This is where we make our greatest contributions and which would propose to implement improvements in the legislation to ensure that the market model assumed by the country at least operate more efficiently.

We emphasize that the first step for the model to work is to achieve autonomy and institutional strengthening of the power entities, the justification for this assertion is explained in the development of chapter five. Other ideas discussed are those relating to subsidies, regulatory power, contracts, among others.

Contenido

1.	Introducción.....	14
2.	Conociendo el Mercado Eléctrico Dominicano.....	16
2.1	Breve Reseña Histórica del Mercado Eléctrico Dominicano.....	16
2.2	Generación.....	23
2.3	Demanda.....	25
2.4	Clientes.....	27
2.5	Regulación y normas.....	31
2.6	Consideraciones finales	33
3.	Análisis del Mercado Eléctrico Dominicano.....	35
3.1	Modelo de Mercado Dominicano	35
3.2	Entidades que intervienen en el Mercado Eléctrico	37
3.2.1	Comisión Nacional de Energía.....	38
3.2.2	Superintendencia de Electricidad	38
3.2.3	Organismo Coordinador.....	39
3.2.4	Centro Control de Energía.....	40
3.2.5	Operación Comercial y Transacciones del Mercado Eléctrico Dominicano.....	40
3.3	Consideraciones finales	49
4.	Análisis de los Riesgos en el Sector Eléctrico Dominicano.....	53
4.1	Fundamentos de gestión de riesgos	53
4.2	Los riesgos del mercado eléctrico dominicano	60
4.3	Visión comparativa de los riesgos en Argentina, Chile, Brasil y Perú	68
4.4	Los contratos en los mercados eléctricos	78
4.4.1	Clasificación de los contratos	80
4.4.2	Instrumentos derivados.....	81
4.5	Los mercados a futuro energéticos.....	85
4.6	Propuesta de mitigación de los riesgos a través de contratos	86

4.6.1 Los contratos de red.....	91
4.7 Condiciones creación mercado derivado de electricidad en República Dominicana.	88
4.8 Consideraciones finales	92
5. IMPACTO DE LOS RIESGOS EN LA NORMATIVA DOMINICANA.....	97
5.1 Análisis de los riesgos desde la perspectiva de la normativa dominicana.....	97
5.2 Oportunidades de mejoras en la regulación dominicana.....	109
5.3 Mitigando el riesgo regulatorio dominicano	121
5.4 Factibilidad de un mercado de contratos como instrumento de mitigación de riesgo.....	123
5.5 Consideraciones Finales.....	124
6. Conclusiones y recomendaciones.....	127
7. Bibliografía	132
8. Referencia Web.....	135

1. Introducción

En el año 1997 la República Dominicana se insertó en un proceso de capitalización culminando con la promulgación de la Ley General de Electricidad en el año 2001, en la cual, entre otras cosas quedaron establecidas las diferentes normas que regirían el nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El mercado eléctrico dominicano, al igual que otros, no funciona en competencia perfecta, en él existen fallos, los cuales deben ser afrontados desde el punto de vista regulatorio. El trabajo del regulador entonces se centra en lidiar, entre otras cosas, con garantizar la seguridad, suficiencia y firmeza, pilares a través de los cuales se enviarán las señales adecuadas para atraer nuevas inversiones así como para lograr que la demanda quede plenamente satisfecha, buscando siempre la eficiencia y el beneficio social neto.

Resulta un tanto difícil entender que si la Regulación de un país busca satisfacer o abarcar la seguridad, suficiencia y firmeza, como es que en la República Dominicana el mercado no funciona en su totalidad. En ese sentido tratamos de buscar cuáles son los obstáculos que no han permitido al sector energético avanzar hacia el logro de las metas. Una de las causas que consideramos principales es el riesgo el cual es una parte consustancial de todo mercado, sin embargo el problema radica en que los agentes del Mercado Eléctrico Dominicano están expuestos al riesgo regulatorio y que no es gestionable en modo alguno por estos.

Todo inversionista al momento de tomar una decisión lo primero que se plantea es la manera de cómo y cuándo recuperara su inversión. En el caso dominicano, los principales problemas lo generan: 1) los déficits financieros ocasionados en gran medida por el no pago de las facturas; 2) la existencia de una regulación con debilidades que afrontar, 3) la mala calidad del suministro, usada por algunos consumidores como excusa para no honrar sus compromisos 4) debilidad de las instituciones del sector, 5) alta concentración Estatal 6) la falta de un Plan Energético Sostenido de Nación, lo que repercute en incrementar el riesgo-país 7) la no percepción de las señales adecuadas para atraer nueva generación. Es por ello que desde la regulación se deben

buscar mecanismo que viabilicen la solución de estas dificultades, de forma tal que el sector se perciba como un mercado robusto y eficiente.

Por otro lado, la demanda sufre de la falta del suministro y baja calidad la que se le provee. Eso hace necesario que el Regulador busque los mecanismos que permitan lograr ambos objetivos, suficiencia y calidad en el suministro, incluyendo las normas que considere necesarias para evitar que surjan monopolios en generación y más aún para que los sectores distribución-comercialización y generación no realicen acuerdos que resulten en detrimento de la demanda, puesto que las decisiones de ambos sectores impactan directamente en la tarifa, la cual es regulada. Esto así porque en la tarifa se reconocen los costos a las distribuidoras-comercializadoras de compra de energía, entonces, si distribuidores y generadores se ponen de acuerdo para establecer el precio de venta-compra de la energía, los distribuidores traspasarían los precios pactados entre ellos, lo que implica que la tarifa estaría siendo impuesta. Este acuerdo entre ambos agentes puede resultar en que el precio pactado no sea el óptimo negociado a beneficio de la demanda, sino que pudiese existir un diferencial de beneficio para el generador y el distribuidor con respecto a este precio.

El tema que hemos investigado es ***Análisis del Riesgo y su Impacto en la Regulación del Sector Eléctrico Dominicano*** con el cual pretendemos analizar diferentes riesgos a los que está sometido el Mercado Eléctrico Dominicano. Una vez identificados y analizados serán expuestas las opciones para mitigar los mismos y el impacto que estas ocasionarían en la normativa vigente.

2. Conociendo el Mercado Eléctrico Dominicano

En este primer capítulo pretendemos ubicar al lector en el Sistema Eléctrico Nacional Dominicano de forma tal que conozca el mercado. Partimos de una breve descripción de la evolución del Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana dividiéndola en dos etapas, la pre-capitalización y post-capitalización. Plantearemos cuál fue la situación eléctrica en la que estaba el país, cómo se manejaba todo el tema eléctrico antes de insertarse en el proceso de capitalización y las causas que motivaron la decisión del Estado de capitalizar la industria eléctrica. Pasamos entonces a analizar de forma muy breve el proceso de capitalización, las políticas establecidas por el Estado y consecuencias del mismo.

Los subtemas siguientes tratados en este capítulo abordan la actualidad del Sistema Eléctrico: capacidad instalada, tipos de tecnología, comportamiento de la demanda y clientes, así como, una breve descripción de las normas y reglamentaciones que lo regulan.

2.1 Breve Reseña Histórica del Mercado Eléctrico Dominicano

La pre-capitalización

La historia de la industria eléctrica en la República Dominicana la hemos querido dividir en dos etapas fundamentales, la primera antes del proceso de capitalización, al cual llamaremos pre-capitalización y la segunda luego de finalizado dicho proceso, post-capitalización.

Antes del proceso de capitalización no existía un mercado eléctrico en el país, la industria eléctrica era manejada por una sola empresa verticalmente integrada, la cual se encargaba de todo lo relacionado con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. No existía una cultura de pagos por una gran parte de la demanda. Nos referimos a la época que abarca desde el año 1924, donde se introduce la primera turbina hidroeléctrica hasta 1999, donde es iniciado el proceso de capitalización de la industria eléctrica.

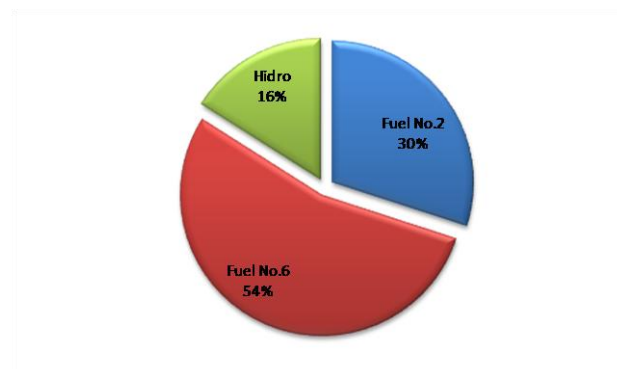
En este primer periodo, el año 1954, el sector eléctrico estaba a cargo de empresas privadas y de algunos Ayuntamientos, escenario éste que cambió cuando el Congreso Nacional aprueba mediante la Ley No.4018, del 30 de diciembre de 1954 la adquisición por el Estado de las empresas de servicios públicos destinadas a la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, creando para estos fines el 16 de enero de 1955 la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), entidad estatal, auto reguladora, encargada de la toma de decisiones tales como inversiones, calidad del suministro y los precios del servicio.

Es luego de la adquisición de dicha empresa cuando en el país se comienza a hablar del primer plan de expansión de la generación, denominado **“Plan Trujillo de Electrificación Total de la República Dominicana”**, el cual pretendía la instalación de 110 MW con la instalación de seis nuevas centrales eléctricas. Este plan se ejecutó en un 80% puesto que solo se instalaron unos 80.30 MW entre centrales con tecnologías a vapor y diesel.

En el período de 1967-1990 la capacidad instalada pasó de 123 MW a 620 MW, mientras que la generación para el mismo período paso de 656 GWh a 3121 GWh. Ya en la década de los 90 la capacidad de incrementó en un 119.84% al pasar de 620 MW a 1363 MW, mientras que el crecimiento de la generación fue del 189.94% puesto que pasó de 3121 GWh a 9049 GWh.

La distribución de los diferentes tipos de tecnologías para este período es como sigue:

Gráfico No.1
Distribución Capacidad Instalada por tipo de tecnología año 2000 [FAM10]



Las principales características de esta primera fase son:

- Falta de un marco regulatorio formal.
- Falta de competencia ya que se observaba un monopolio de la empresa eléctrica.
- Deficiencia institucional.
- Estancamiento de las inversiones, ya que la CDE no contaba con la capacidad financiera para realizar las inversiones necesarias.
- Deficiente estructura tarifaria que no permite recuperar los costos ni de inversión y mucho menos de operación y mantenimiento.
- Existencia de subsidios cruzados entre consumidores residenciales.

Post-Capitalización

A partir del año 1997, luego de la promulgación de la Ley de Reforma de la Empresa Pública No.141-97 se inicia la reforma del sector eléctrico Dominicano, dando inicio al segundo período del sector eléctrico, llamado proceso de capitalización. Es a partir de esta fecha donde nace una nueva etapa que marca un cambio trascendental en el sector eléctrico nacional con la materialización de la ejecución de las disposiciones del Decreto No. 428-98, emitido por el Poder Ejecutivo en fecha 25 de noviembre de 1998, que modifica el Reglamento No. 1034, de fecha 26 de julio de 1955, a través del cual se divide la empresa verticalmente integrada Corporación Dominicana de Electricidad en 7 unidades de negocio y una unidad corporativa que operarían como empresas independientes, facilitando así el proceso de capitalización de la CDE, proceso con el que se esperaba finalizaría la era del monopolio que hasta el momento había imperado en el sector eléctrico.

La capitalización, pretendía realizar un proceso de reforma estructural y económica del sector. Mediante ésta se buscaba atraer nuevas inversiones así como que el sector se manejara a través de un Mercado Eléctrico acorde a los tiempos como una forma de buscar una solución a la crisis eléctrica que se había generado en los últimos años. Ya varios países de América Latina y el Mundo habían pasado por el referido proceso, entre los cuales estaba Brasil, Perú, Argentina, Chile y España.

Este proceso de capitalización trajo consigo el nacimiento de tres empresas distribuidoras de capital mixto, las cuales vendrían a encargarse del negocio de la distribución y comercialización de electricidad, una empresa de transporte estatal encargada de la transmisión del producto energético, dos empresas generadoras (Ege-Haina y Ege-Itabo) y una empresa estatal de Generación Hidroeléctrica. Además, la constitución de nuevas instituciones estatales (Comisión Nacional de Energía y Superintendencia de Electricidad), las cuales establecerían las políticas del sector, elaborarían los planes de expansión así como deberían aplicar mecanismos de supervisión para el buen funcionamiento del mercado. Otra de las características positiva que trajo el referido proceso fue el nacimiento de una institución que operaría el mercado que acababa de nacer, el denominado Organismo Coordinador. De estas instituciones hablaremos en capítulos más adelante.

Las políticas que el Estado definió para el subsector energético fueron en ese momento:

- Lograr una diversificación de los diferentes tipos de combustibles.
- Disminuir los costos de generación y por ende la tarifa energética.
- Con la disminución de los costos los subsidios quedarían totalmente eliminados.
- Expansión de las líneas de transmisión y mejoramiento de los sistemas de distribución buscando la disminución de las pérdidas y la mejora de la calidad del servicio.
- Por primera vez se tomaría en cuenta al consumidor en este sector, en el sentido de que se contaría con una dependencia que velaría por los reclamos de facturación, en caso de que los hubiera.
- Como se esperaba el incremento de la generación, los apagones que hasta el momento sufría el país, serían reducidos paulatinamente en la medida que se insertaba mayor generación.

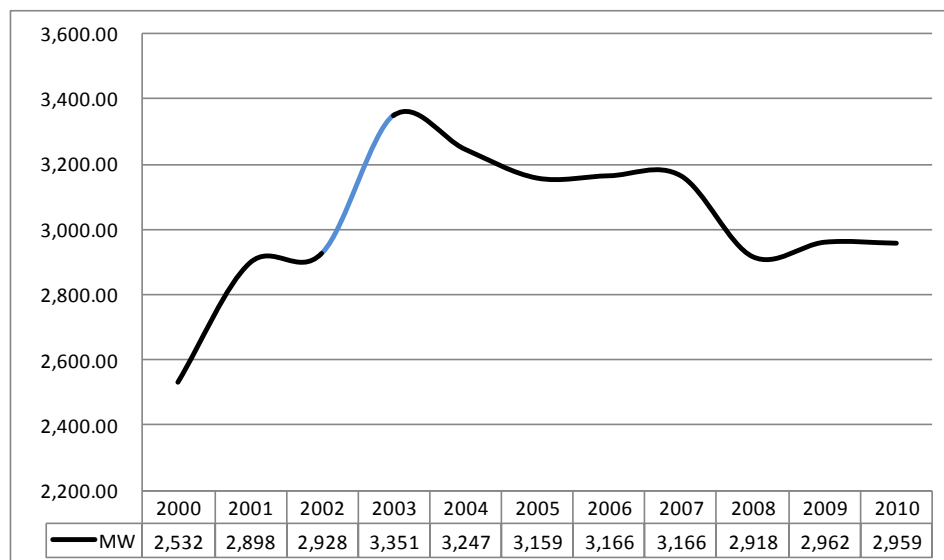
Como nuestro objetivo no es analizar si estas políticas fueron eficientes o no, solo nos limitaremos a decir que al día de hoy aún no se han podido lograr en su totalidad, si tímidamente se diversificó la tecnología de generación en función de los combustibles puesto que se instalaron generadores a gas y carbón, se creó una institución para proteger al consumidor, PROTECOM,

sin embargo, el Estado continúa otorgando subsidios al sector, los apagones se mantienen y las tarifas no han disminuido. La calidad del servicio aún es un tema pendiente y aún hay un gran porcentaje de generación con fuel oil No.6, generación que no es adecuada por ser de costo muy elevado.

En el año 2001, es promulgada la Ley General de Electricidad No.125-01 la cual vendría a establecer el marco normativo y regulatorio del sector eléctrico nacional.

La apertura del mercado producida por el proceso de reforma atrajo nueva inversión privada, lo cual se materializó en un incremento de la capacidad de generación en más de 1,000 MW colocándose a finales de diciembre del 2003 en unos 3,351.1 MW. La tasa de crecimiento promedio de la capacidad instalada, luego de haber pasado cuatro años del proceso de capitalización fue de un 10.0%.

Gráfico No.2
Evolución capacidad instalada 2000-2010 [MOC12]



La nueva generación y tecnología que llegó al país producto de la capitalización y durante los primeros cuatro años la podemos resumir en:

- Itabo fue repotenciada y las plantas Itabo I e Itabo II empezaron nuevamente a trabajar con carbón, lo cual no hacían desde mediados de la década de 1980. Esta inversión fue realizada por el sector privado.

- 180 megavatios fueron instalados por la empresa Palamara - La Vega de Unión Fenosa;
- 319 megavatios por la empresa Andrés del Grupo AES, que también construyó la terminal de gas;
- La empresa Monte Río Power, un Joint Venture entre un grupo local y la empresa Caterpillar instaló 100.1 megavatios en Azua;
- La empresa CESPМ cuenta con 300 megavatios en San Pedro de Macorís, los cuales fueron instalados por Cogentrix;
- EGE Haina trajo la planta Sultana del Este con 150 nuevos megavatios y concluyó la central Barahona Carbón (42 megavatios);
- LAESA se encontraba en un proceso de instalación de 60 megavatios de nueva generación;

Tabla No.1

Estructura Sector Eléctrico Post-Capitalización

Empresa	Actividad	Tipo capital	Inversor	País
Itabo	Generación Térmica	50% Estatal 50% Privado	Gener	Chile
			Costal	Estados Unidos
Haina	Generación Térmica	50% Estatal 50% Privado	Seaboard y Enron	Estados Unidos
EDENORTE	Distribución-Comercialización	100% Privado	Unión FENOSA	España
EDESUR	Distribución-Comercialización	100% Privado	Unión FENOSA	España
EDEESTE	Distribución-Comercialización	100% Privado	AES	Estados Unidos
CDE	Transporte	100% Estatal	Estado Dominicano	Republica Dominicana
	Generación Hidroeléctrica	100% Estatal	Estado Dominicano	Republica Dominicana
	Independent Power Producers (IPP, productores independientes de electricidad)	Contratos Privados	Smith Cogeneration International Co.- Cogentrix	Estados Unidos

Fuente: Elaboración Propia/ [DRRC10]

Para atraer nueva inversión se utilizó como mecanismo el otorgar contratos de compra de energía entre empresas distribuidoras y generadoras, cuyo vencimiento se estableció en un periodo de cinco años, con precios de energía acordes a la realidad del momento. Una vez transcurrido el plazo de los cinco años las empresas distribuidoras quedarían en libertad de negociar contratos en condiciones mejores con las empresas que se instalarían luego del proceso de reforma, sin embargo, esto no ocurrió ya que los contratos fueron renegociados en el año 2001, extendiendo el plazo de vencimiento a quince años, quedando entonces las empresas distribuidoras con un

compromiso del 80% de la demanda total servida. Esta renegociación es lo que se conoce como el Acuerdo de Madrid. Fueron diversas las causas que motivaron la renegociación de los contratos, en principio los precios base del kilovatio-hora establecidos generaban ganancias exageradas a los generadores y por ende provocaban grandes pérdidas a las distribuidoras. Otra de las causas fue planteada por el señor Manuel Dussan, consultor de Banco Interamericano de Desarrollo (BID) cito:

“La crisis se resuelve (...), en agosto 2001, con la renegociación de los contratos iniciales de suministro, denominada “Acuerdo de Madrid”, en un intento de reducir los costos de compra de energía para los distribuidores y reducir la necesidad de subsidios del Gobierno”. (Manuel Dussan, “Diagnóstico del sector eléctrico”, BID, abril 2003.

De igual forma otros analistas coinciden en que los pactos existentes previos al acuerdo de Madrid impusieron una carga financiera a la CDE difícil de sostener por ésta, por ello en el 2001 se tomó la decisión de renegociar los contratos y asignar algunos de ellos a las empresas Distribuidoras (de capital privado en ese momento) o al mercado spot, buscando con esta medida la reducción de la función de comprador único del Gobierno.

A cambio de la extensión del tiempo se negociaron los términos de precios bajos, mejores provisiones de penalidades y flexibilidad. No obstante, lo que no se esperaba es dos años más tarde las empresas distribuidoras pasarían nuevamente a manos del Estado, como explicamos en párrafos siguientes.

Luego de renegociados estos contratos entonces se perdió el atractivo para atraer nueva inversión, ya no había demanda que cubrir sino solo la incremental anual.

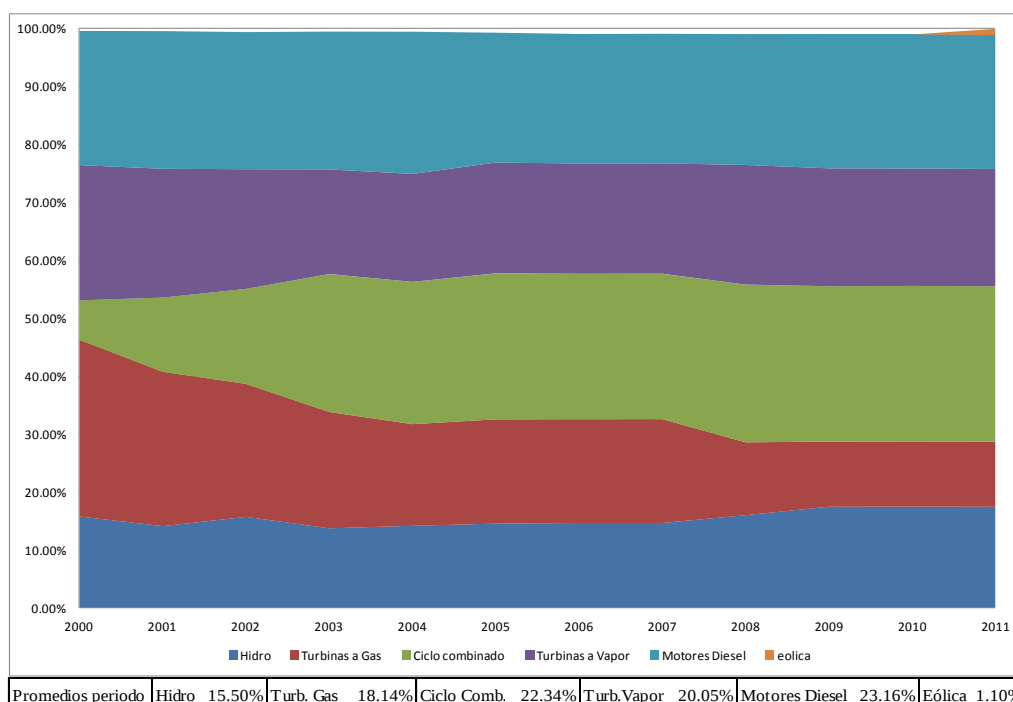
Durante el año 2003 el país atravesaba por una crisis económica-financiera, de la cual el sector eléctrico no era ajeno, resultando fuertemente afectadas las finanzas de las empresas distribuidoras. Los generadores transferían los aumentos de los costos de producción a los precios de sus ofertas de energía, pero las distribuidoras no podían transferir dichos aumentos a las tarifas puesto que ésta estaba regulada. Esta situación generó atrasos en los pagos que las distribuidoras debían hacer a las empresas generadoras, acumulándose grandes deudas en el sector, lo que

sumado a altos niveles de fraude llevaron a las empresas distribuidoras a una situación financiera bastante complicada. Bajo este escenario el Gobierno decide, a finales del 2003, adquirir nuevamente en su totalidad las empresas distribuidoras, a saber EDENORTE y EDESUR, manteniendo con participación accionaria y gestión privada a EDEESTE (a pesar de que unos años más tarde también fue re-estatizada), acción esta que limitó aun más la inversión privada en el sector.

2.2 Generación

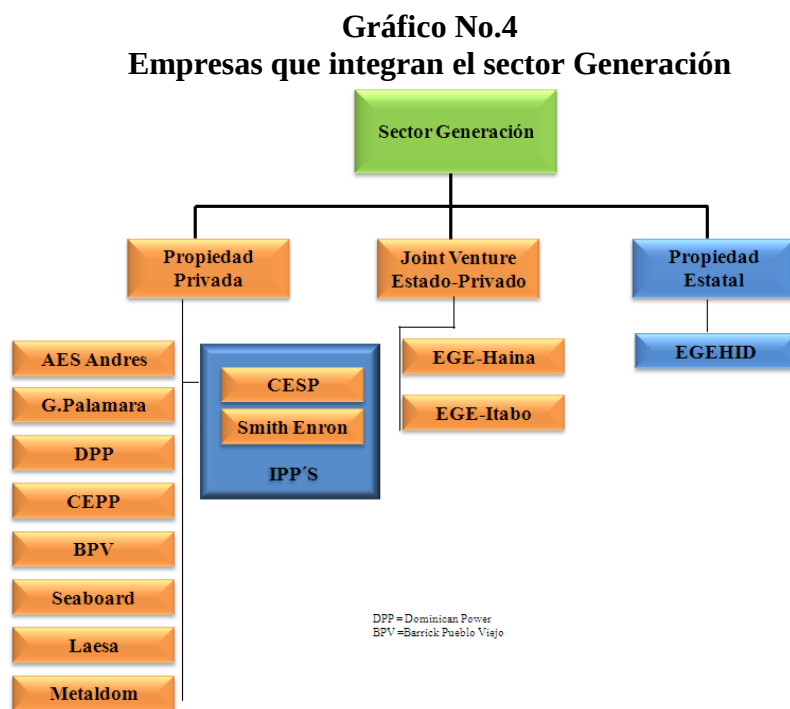
A finales del año 2011, específicamente en el mes de diciembre, el parque de generación del país estaba formado por unas 14 empresas de diferentes tecnologías las cuales totalizan una capacidad instalada de 2,992.60 MW. La última tecnología que pasó a formar parte del parque fueron los aerogeneradores eólicos los cuales totalizan unos 33 MW de capacidad. La composición del parque de generación por tipo de tecnología es como sigue:

Gráfico No.3
Composición parque de generación por tipo de tecnología [MOC10]



Como se puede apreciar en el gráfico número tres, en el año 2011 aún la tecnología de ciclo combinado continúa ocupando el primer lugar en el parque con un 26.87% del total del parque, seguido de los motores diesel con un 23.17%. Las turbinas a vapor abarcan el 20.16% de la capacidad mientras que las Hidroeléctricas cuentan con un 17.48%. El 11.23% es de capacidad de tecnología turbinas a gas y el 1.10% corresponde a generadores eólicos.

Las empresas que conforman el sector generación son las siguientes:



Fuente: http://www.egehaina.com/app/do/descargables/presentacion_egehaina.pdf

La generación aportada al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por los agentes durante los últimos diez años en función de la tecnología es la siguiente:

Gráfico No.5
Generación 2002-2011 por tipo de Tecnología [MOC10]

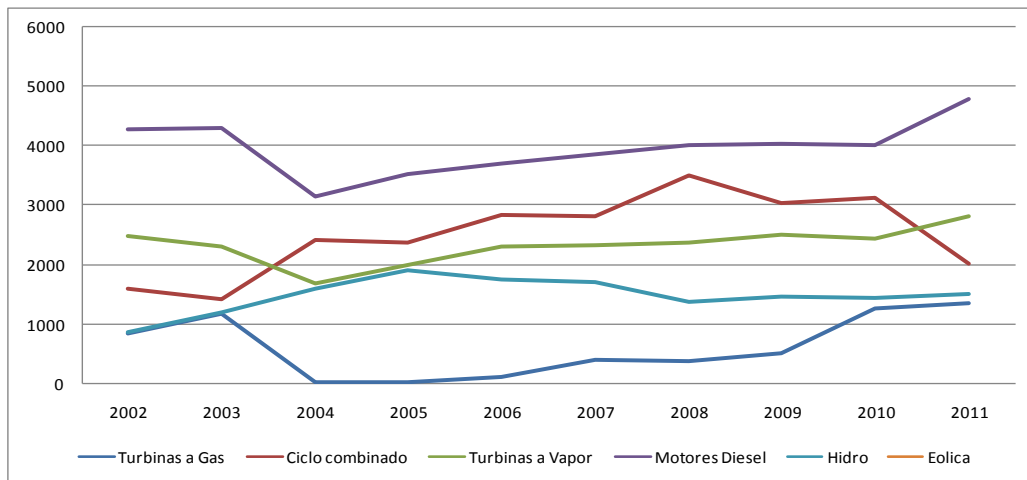
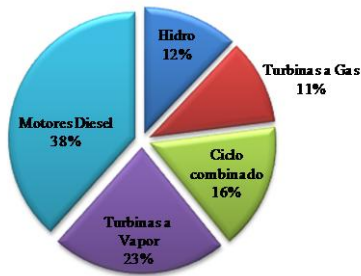


Gráfico No.6
Aportes Generación 2011
Por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia

Ya para finales de diciembre 2011 aún los mayores aportes en generación lo seguían realizando la tecnología de motores diesel, con un 38.37%, seguido de las turbinas a vapor con un 22.48%.

La generación servida por los generadores al sistema en el año 2011o fue de 12,478.3 GWh.

2.3 Demanda

Todo este escenario de capitalización, de atraer nuevas inversiones, cambio en la matriz energética, mejoras en la calidad del suministro, etc., va destinado a un solo objetivo que es mantener una demanda plenamente satisfecha y no nos referimos a que en este tipo de mercado si un consumidor rechaza el producto podemos conquistar a otro consumidor, de ninguna manera, hablamos que se busca la satisfacción de la demanda en su conjunto, en su totalidad.

En la República Dominicana, contamos con unos **9 millones** de habitantes aproximadamente. Para abastecer los 9 millones de dominicanos es necesario contar con una capacidad instalada de alrededor 3,000 MW, la cual en los actuales momentos está instalada en el país. Sin embargo, esta capacidad no es confiable en su totalidad y no es despachada ya que alrededor del 27% sobrepasa el costo que el sistema está dispuesto a pagar, costo este que ha sido fijado por la Superintendencia de Electricidad en US\$50.00 el MW.

De igual forma, existen restricciones técnicas y económicas que no permiten que toda esta capacidad pueda suplir la demanda.

El abastecimiento promedio anual de la demanda energética es de unos 2,200 MW y de estos solo se abastece alrededor del 80%. Las empresas responsables de llevar dicho abastecimiento a la población son las distribuidoras estatales EDENORTE, EDESUR y EDEESTE.

Entre las justificaciones del no abastecimiento de toda la población, toda la demanda de electricidad, se enuncian las siguientes:

- Existencia de altos niveles de hurto
- Cultura de que el servicio es gratis
- Falta de un plan integral como sector
- Deficiencia en la gestión de cobros de las empresas distribuidoras
- La energía facturada solo se cobra en un 67% en promedio
- Restricciones de las redes de alta tensión
- Restricciones de las redes de baja tensión

Pero la causa principal, según manifiestan las distribuidoras, es la dificultad financiera, la no recuperación de las inversiones. La tarifa de los clientes es regulada por la Superintendencia de Electricidad, a través de la cual se supone las distribuidoras deberían recaudar los montos invertidos, no obstante los niveles tarifarios existentes no son los reales. En ese sentido interviene el Estado con un subsidio a dichas empresas. De la energía servida, las distribuidoras a penas reciben un 67% promedio de lo facturado.

En el subtema anterior planteamos que la generación promedio anual ronda los 12,400 GWh. Con esta generación se lograron abastecer 1,654,259 clientes.

Tabla No. 2
Generación Vs Demanda

Año	GWh	Demanda MW
2005	9,648.96	1,634.42
2006	10,517.13	1,702.57
2007	10,948.66	1,718.76
2008	11,338.87	1,855.14
2009	11,162.30	1,731.08
2010	12,271.64	1,751.00

Fuente: Elaboración Propia

2.4 Clientes

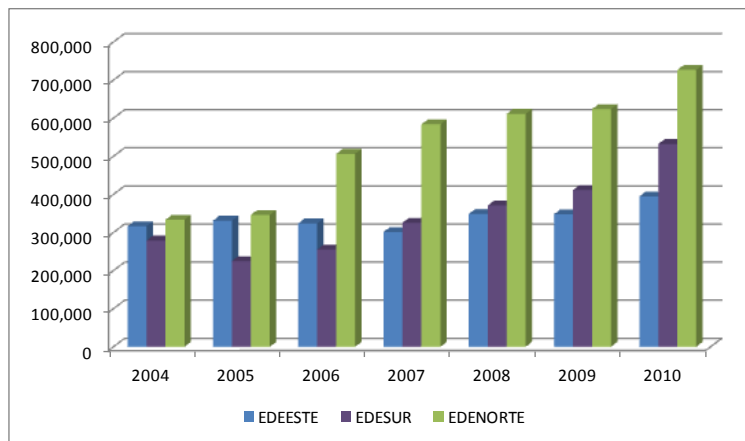
En el MEM existen dos tipos de clientes, aquellos que están dentro del régimen regulado y los que no pertenecen a este régimen. Los regulados son los que se rigen exclusivamente por las leyes, normas, reglamentaciones, resoluciones y decretos del sector eléctrico. Esto se materializa básicamente en la tarifa, es decir, los que se tienen un régimen tarifario establecido por la Superintendencia de Electricidad.

Los no regulados, son clientes que tienen una demanda mínima de 1.0 MW, los cuales, luego de agotar el proceso ante la Superintendencia de Electricidad para optar por la licencia de Usuario No Regulado, se les permite:

- Realizar contratos directamente con empresas distribuidoras o generadoras, estableciendo entre ellos la tarifa que regirá dicho contrato.
- Pactar por el periodo de tiempo que ellos determinen.
- Pactar la cantidad de energía a contratar.
- Comprar directamente en el mercado spot.

A pesar que lo más importante es que se les otorga la potestad a estos usuarios de contratar directamente su consumo todas las transacciones deben hacerla de conformidad a los lineamientos del Mercado Eléctrico.

Gráfico No.7
Cantidad de clientes por empresa Distribuidora
Serie 2004-2010



Fuente: Elaboración Propia

En lo que se refiere a los cargos tarifarios se establecen dependiendo del tipo de clientes, es decir a los de los sistemas aislados y consumidores finales. Nos referiremos en este acápite a las tarifas establecidas a los clientes finales.

La estructura y niveles tarifarios por clientes han sido establecidos en función del nivel de tensión,

Baja tensión: clientes cuyo consumo es inferior a 1,000 voltios

Media tensión: clientes con un consumo menor a 34.5 kV pero mayor a 1,000 voltios

Alta tensión: clientes cuyo consumo es superior a los 34.5 kV

En Baja Tensión existe lo que se denomina BTS (Baja Tensión Simple) la cual está compuesta por un cargo fijo y un cargo variable en función de la energía, establecida para consumidores a 0.1558 US\$/kwh (usando un tipo de cambio de RD\$38.5 por US\$) hasta BTS-2 a 0.2995 US\$/kwh. A los clientes conectados en media tensión se les factura un cargo fijo y uno variable de energía y potencia mientras que los de alta tensión se aplica la tarifa de media tensión con descuentos de un 5% en la energía y un 36% en potencia.

A continuación presentamos una tabla conteniendo la estructura tarifaria regulada que ha sido utilizada en los últimos 12 meses por las distribuidoras para facturar la energía a los usuarios públicos del servicio eléctrico.

Tabla No.3
Estructura tarifaria energía Febrero 2012 [RSIE0212]

kwh	US\$/kwh	
	BTS-1	BTS-2
0-75	0.11	0.15
76-200	0.11	0.15
201-300	0.18	0.23
301-400	0.28	0.29
401-500	0.28	0.29
501-600	0.28	0.29
601-700	0.28	0.29
701-1000	0.29	0.29
> 1000	0.29	0.30

Tipo de cambio RD\$38.88 por US\$

Otros montos son cobrados por las distribuidoras para clientes conectados en media tensión que están en el intervalo de 0.19 US\$/kwh y 0.20 US\$/kwh.

Adicionalmente a los valores expresados en la tabla número dos se les cobra a los clientes un cargo fijo, establecido en función del consumo de estos, según mostramos a continuación:

Tabla No.4
Estructura Cargo Fijo Energía Febrero 2012 [RSIE0212]

kwh	US\$/kwh	
	BTS-1	BTS-2
0-50	0.47	3.54
51-75	1.11	
76-100	1.70	
101-125	2.28	
126-150	2.87	
151-175	3.46	
> 175	3.72	

Tipo de cambio RD\$38.88 por US\$

Estos niveles tarifarios no recogen todos los montos de las inversiones en el sistema, por lo cual el Estado ha venido subsidiando el sector desde el nacimiento del mismo. La causa principal de los subsidios ha sido el incremento de los precios de los combustibles no transferidos en las tarifas.

El subsidio es aplicado a todos los consumidores residenciales con consumos inferiores a los 700 kWh mensuales. Este subsidio proviene del Fondo de Estabilización de la Tarifa (FET), que fue diseñado para reducir el impacto de los altos precios del combustible transfiriéndose la carga financiera a las empresas de distribución lo que las imposibilita a cubrir sus propios costos en un escenario con precios del combustible en aumento, una baja eficiencia y una base limitada de clientes a los que se les puede cobrar para financiar el subsidio cruzado. Esta situación ha disminuido la capacidad financiera del Estado de invertir en otros sectores claves tales como salud y educación.

El Estado ha comenzado a reducir gradualmente los subsidios cruzados con el objetivo final de limitarlos a hogares con un consumo mensual inferior a 200 kWh. Solo para el año 2011 el aporte que el Estado tuvo que realizar al sector eléctrico fue de unos US\$900.0 millones y para el primer trimestre del 2012 ya lleva un acumulado de US\$100.11 millones. La estimación de los aportes al finalizar el 2012 es de US\$990.0 millones.

Otro aspecto importante a destacar de los clientes regulados es que, al momento de que estos están inconformes con la facturación realizada por las distribuidoras pueden acudir a la Oficina de Protección al Consumidor (PROTECOM), institución creada para velar por la defensa de los consumidores del servicio eléctrico, según lo establece el artículo 121 de la Ley General de Electricidad 125-01. Esta oficina estará bajo la dirección de la Superintendencia de Electricidad y funcionará en cada municipio del país; para estos fines el reglamento de la presente ley detallará las funciones y provisiones de esta Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad.” [LGE01]

Otro de los aspectos a tratar con relación al tema de los clientes es la calidad del suministro. El servicio eléctrico que reciben es muy precario y escaso. Los pocos clientes que reciben la energía eléctrica no reciben un producto de calidad y más aún, la población que honra el pago de su factura percibe que el costo de la misma es la más elevada de América Latina y el Mundo. Esto a pesar de que se han reglamentado los niveles de calidad que se quiere tener el sistema a través de los indicadores SAIDI para determinar la duración de las interrupciones promedio del sistema, es decir, tiempo acumulado que un usuario estuvo sin servicio. SAIFI, índice que

mide la cantidad de veces que un usuario ha tenido una interrupción en un periodo de control. La debilidad en ese sentido está en la penalización que reciben los suplidores del servicio las cuales fueron muy optimistas y no han podido ser aplicadas hasta el momento.

Adicionalmente la SIE debe establecer una Norma Técnica de Calidad de Servicio en la cual deberá abarcar una norma para medir la calidad de atención al comercial, norma para medir la calidad del producto y norma de calidad técnica.

2.5 Regulación y normas

El Mercado Eléctrico Dominicano está regulado desde el año 2001, momento en el cual se promulgó la Ley General de Electricidad No.125-01 y el Reglamento para la aplicación de la misma. A partir de ese momento se han venido desarrollando un conjunto de normas para el buen funcionamiento del mercado, unas que impactan de manera directa mientras que otras sirven de base para integrar todo el tema energético del país.

En este acápite solo haremos mención de las regulaciones y normas del MEM, planteando en la siguiente tabla la cronología y objetivos fundamentales de las mismas.

Tabla No.5
Normas y Reglamentaciones del MEM

Concepto	Objetivo	Año
Ley General de Electricidad (LGE) No.125-1, modificada por la Ley 186-7	Normar la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos del Estado relacionados con estas materias.	2001
Reglamento aplicación LGE 125-01	Normar todas aquellas materias que de acuerdo con la LGE, deben ser objeto de una normativa complementaria a ser dictada por el Poder Ejecutivo.	2002
Código de Conexión. Resolución SIE-28-2008	Definir los requisitos técnicos a cumplir por los agentes para integrarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.	2004
Reglamento Autorización Usuario No Regulado. Resolución SIE 37-2006	Establecer las normas para la autorización de la condición de usuario no regulado	2006
Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales.	Constituir el marco normativo y regulatorio básico de aplicación en todo el territorio nacional, para incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable y que procuren acogerse a dichos incentivos.	2007
Reglamento Ley No. 57-07	Ídem Ley No.57-07	2008
Reglamento de Interconexión Generación Distribuida. Resolución CNE-AD-0023-2011	Establecer los requisitos y el proceso para la instalación y operación de los Sistemas de Generación Interconectados con el Sistema de Distribución Eléctrica, sirviendo de plataforma para promover el uso eficiente de la energía y el desarrollo de alternativas de energías renovables.	2011

Fuente: Elaboración Propia

A pesar de que en el país contamos con regulaciones que se pueden considerar como completas y acorde a los tiempos actuales el mayor inconveniente que estas presentan es la aplicación de las mismas, lo cual genera cierto riesgo regulatorio que impacta en la toma de decisiones de posibles

inversionistas. Tal es el caso, por ejemplo que, el Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad, una vez promulgado en junio del 2002, tres meses después, específicamente en el mes de septiembre del mismo año estaba siendo modificado, y en abril del 2003 estaba sufriendo su segunda modificación.

2.6 Consideraciones finales

En este capítulo desarrollamos la evolución del mercado del sector eléctrico dominicano. El objetivo es colocar al lector en la historia de dicho mercado de forma tal que sus ideas se remonten al nacimiento del mismo, destacándose los puntos siguientes:

- El nacimiento del sector eléctrico Dominicano lo dividimos en dos etapas, la primera la que denominamos pre-capitalización y una segunda etapa que es la post-capitalización.
- En el período de pre-capitalización, que abarcó la época anterior al año 2001, el sector estaba verticalmente integrado, como otros países que no habían pasado por el proceso de liberalización.
- El parque estaba formado en un 84% por generadores que utilizaban combustible fuel oil, el resto lo componían las centrales hidroeléctricas. La capacidad instalada para dicha etapa era de unos 1,363 MW.
- Ya capitalizado el sector, proceso que inició en el año 1997 y culminó con la promulgación de la Ley General de Electricidad No.125-01 en el año 2001, la industria queda dividida en actividades a llevar a cabo por diferentes empresas, a saber, generación, transmisión, distribución - comercialización.
- En esta etapa lo importante es destacar la inclusión de nuevas inversiones al parque de generación donde la capacidad instalada paso a 3,351.1 MW, cambiándose la composición de la matriz energética puesto que ya había penetrado tecnología de ciclo

combinado y turbinas a gas., lográndose uno de los objetivos de la capitalización que consistía en atraer nuevas inversiones.

- Otro de los aspectos tratados fueron los concernientes a la generación, la demanda y los clientes. En lo que tiene que ver con la generación al año 2011 fueron enviados 12,478.3 GWh. Ya para finales del referido año la capacidad instalada en el parque era un 26.87% el ciclo combinado, los motores diesel con un 23.17%, las turbinas a vapor 20.16% de la capacidad mientras que las hidroeléctricas eran 17.48%. El 11.23% es de capacidad de tecnología turbinas a gas y el 1.10% corresponde a generadores eólicos.
- El abastecimiento promedio anual de la demanda energética es de unos 2,200 MW y de estos solo se abastece alrededor del 80%.
- La estructura y niveles tarifarios por clientes han sido establecidos en función del nivel de tensión, para consumos desde 0 kwh hasta 1000 kwh. Así tenemos tarifas en baja tensión BTS-1, establecida para consumidores a 0.1558 US\$/kwh (usando un tipo de cambio de RD\$38.5/US\$ hasta BTS-2 a 0.2995 US\$/kwh, valores establecidos para el mes de febrero 2012.
- Ya finalizando el capítulo planteamos una cronología de reglamentos y leyes más importantes que impactan en el sector. El extracto de este subtema lo podemos enunciar diciendo que la base normativa del Sector Eléctrico es la Ley General de Electricidad No.125-01 y el Reglamento para la aplicación de la misma. No podemos dejar de mencionar el Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida puesto que los tiempos actuales señalan que es hacia este tipo de generación donde se estará moviendo el mercado eléctrico y, al menos ya el país cuenta con un reglamento para hacerle frente a este tema.

3. Análisis del Mercado Eléctrico Dominicano

El objetivo primordial de este capítulo es realizar un análisis al mercado eléctrico implementado en la República Dominicana, desde el punto de vista de las instituciones que lo componen y las funciones de las mismas.

Al establecer las funciones de las instituciones del Mercado Eléctrico Dominicano pretendemos ubicar al lector en todo el engranaje y manejo del mercado, desde lo que son las peticiones de ofertas de generación hasta el establecimiento de los niveles de responsabilidad para entregar la energía a los usuarios finales.

Los subtemas que se expondrán en este capítulo son: Modelo de mercado dominicano, Entidades, funciones del Organismo Coordinador y Centro Control de Energía y finalizamos abarcando las operaciones comerciales y las transacciones del MEM.

3.1 Modelo de Mercado Dominicano

El modelo de mercado implantado en el país es un mercado spot de tipo marginalista, el precio se fija en la intersección de las curvas de oferta y demanda. La presión competitiva lleva a los generadores a ofertar su producción al costo incremental de sus centrales, mientras que los consumidores (o los comercializadores en nombre de los consumidores) presentan ofertas iguales a su valoración de la energía. De este modo los generadores maximizan sus beneficios y los consumidores, su bienestar.

En un sistema eléctrico idóneo la generación y demanda están en equilibrio, las unidades de generación responden de manera instantánea a la demanda, para ello, se hace imprescindible realizar una planificación de la disponibilidad de las unidades de generación, contemplando variables de decisión de alcance temporal que van desde el muy largo plazo hasta el muy corto plazo (pocos segundos).

En los sistemas eléctricos que aún no han sido liberalizados, el operador del sistema realiza la explotación de las unidades de generación, buscando satisfacer la demanda con un criterio de mínimo costo, pudiendo incluir restricciones medioambientales, criterios de fiabilidad que garanticen la seguridad del sistema, contemplar políticas de consumo de ciertos combustibles. El operador del sistema evalúa las diferentes alternativas de explotación del sistema con la finalidad de realizar un despacho óptimo.

Ya en un modelo de mercado liberalizado las decisiones no recaen en un solo agente o institución, la responsabilidad es distribuida entre todos los componentes del mercado.

El funcionamiento del mercado en República Dominicana en sentido general es el siguiente. Si partimos de lo general a lo particular, se realiza una programación de largo plazo, entiéndase mayor de un año, donde, los generadores existentes deberán informar la generación que esperan colocar al sistema durante todo el año, los mantenimientos preventivos y correctivos, así como las futuras inversiones que realizarán.

Por el lado de la demanda, las empresas distribuidoras deberán informar cuál será el consumo a abastecer, además deberán informar si realizarán algunas obras e infraestructuras, así como la programación de los mantenimientos.

La empresa de transporte deberá informar los mantenimientos programados que realizará en las líneas y los proyectos de construcción, ampliación y/o rehabilitación de líneas-subestaciones de alta tensión.

Partiendo de estos datos del largo plazo, entonces se realiza la programación para el mediano y corto plazo, la variación es el horizonte temporal de tiempo pero en sentido general las informaciones son básicamente las mismas.

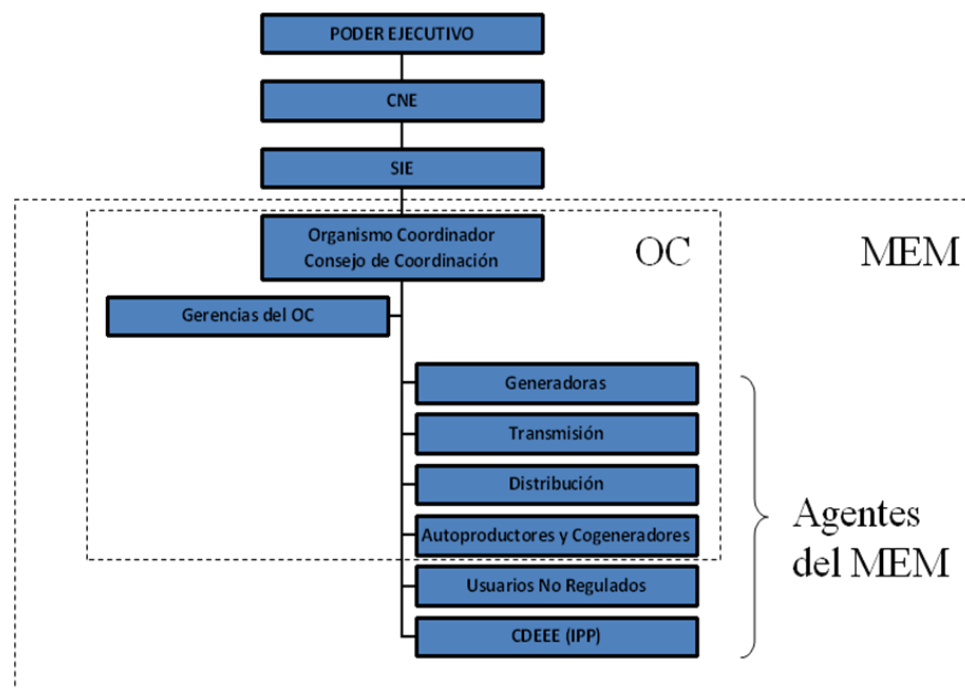
En el corto plazo se les solicita a los generadores que envíen su programación para el periodo de una semana, luego se van disminuyendo los días hasta llegar a la programación del día a día.

Lo mismo sucede con la demanda, debe estimarse del consumo total, cuanto las distribuidoras están dispuestas a abastecer. En éste último enunciado hemos querido realizar un stop para explicar brevemente lo siguiente. Producto del hurto y los problemas financieros que atraviesan las distribuidoras éstas deciden la cantidad de energía a abastecer, es decir, que a pesar de contar con una capacidad instalada para abastecer un nivel determinado de demanda las distribuidoras, con la finalidad de reducir las pérdidas financieras (energía servida y no cobrada) solo compran a los generadores una cantidad limitada de energía.

3.2 Entidades que intervienen en el Mercado Eléctrico

El Sector Eléctrico Dominicano está integrado por instituciones de carácter Estatal como lo son la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad (SIE), institución sin fines de lucro que es el Organismo Coordinador (OC) y los diferentes agentes generadores, distribuidores, transporte, usuarios no regulados, productores privados, auto-productores y cogeneradores.

Gráfico No.8
Entidades Sector Eléctrico Nacional Interconectado [RNTE12]



3.2.1 Comisión Nacional de Energía

Creada de conformidad a la Ley General de Electricidad No.125-01 para elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria así como proponer, elaborar y adoptar políticas, normas, planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía.

Es responsabilidad de esta institución promover las decisiones de inversión, proponer al Poder Ejecutivo y adoptar políticas que permitan el buen funcionamiento del sector aplicando normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica.

3.2.2 Superintendencia de Electricidad

La Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana es una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica, patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo a través de la Comisión Nacional de Energía.

Es la responsable de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad en República Dominicana.

Las empresas que forman parte del sector eléctrico deberán entregar a la Superintendencia de Electricidad toda la información que ésta les solicite a fines de realizar los cálculos y determinación de la tarifa eléctrica. De igual forma, la Superintendencia deberá proporcionar a las empresas los cálculos, insumos, antecedentes que respaldan sus decisiones de fijación tarifaria.

Con la finalidad de contribuir a las relaciones entre las empresas distribuidoras y los consumidores finales fue creada la Oficina de Protección al Consumidor (PROTECOM), dependencia de la Superintendencia de Electricidad (SIE). Una de sus principales funciones es regular y coordinar las acciones comunes a los Usuarios de Servicio Público y las Empresas de

Distribución en las consultas y reclamaciones, mediante el establecimiento de mecanismos, procedimientos, responsabilidades y pautas generales de actuación.

3.2.3 Organismo Coordinador

El ente responsable de coordinar las operaciones del Sector Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) es el Organismo Coordinador (OC), de conformidad a la Ley General de Electricidad No.125-01, y el Reglamento de aplicación de la misma.

En algunos países se le denomina Operador del Mercado, en nuestro país es el Organismo Coordinador (OC), creado para realizar la coordinación de las actividades del Subsector Eléctrico establecido en la Resolución No. 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio de fecha 29 de octubre de 1998. El artículo 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 enuncia la razón de ser del Organismo Coordinador de la siguiente manera “Las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los auto-productores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema, deberán coordinar la operación de sus instalaciones para rendir el mejor servicio al mínimo costo. A tales fines, deberán constituir e integrar un organismo que coordine la operación de las centrales generadoras, los sistemas de transmisión, distribución y comercialización, denominado Organismo Coordinador”. [LGE01].

Las funciones que le competen al Organismo Coordinador quedan estipuladas en el artículo 38 de la Ley General de Electricidad, del cual extraemos solo las siguientes:

- a) Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del sistema, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico;
- b) Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del sistema;
- c) Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación;

3.2.4 Centro Control de Energía

El Centro Control de Energía (CCE) es una dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), de propiedad estatal. Es el Operador del Sistema responsable de la operación en tiempo real del Sistema Interconectado, de conformidad a las instrucciones y directrices que dicte el Organismo Coordinador.

Las funciones del CCE, establecidas en el artículo 69 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01 son, entre otras:

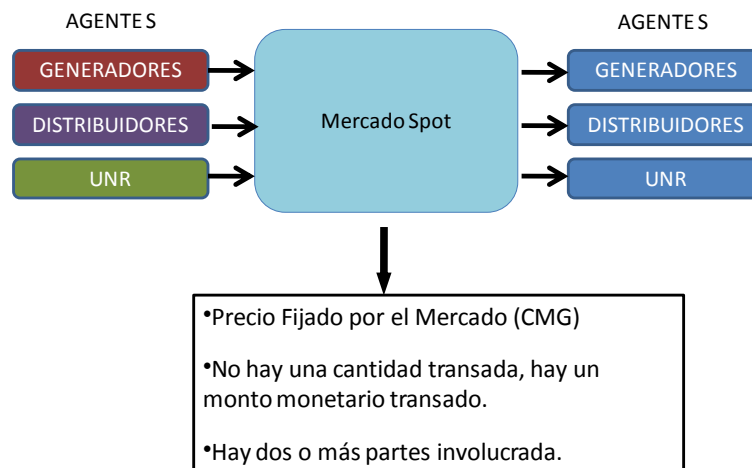
- a.** Dar las instrucciones a los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conectados al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para realizar la operación en tiempo real, siguiendo las políticas de operación, el Programa de Operación Diario o su reprogramación preparado por el Organismo Coordinador (OC);
- b.** Requerir al OC la reprogramación de la operación del SENI;
- f.** Dirigir la ejecución de maniobras del SENI;

3.2.5 Operación Comercial y Transacciones del Mercado Eléctrico Dominicano

El Mercado Eléctrico está dividido en dos actividades, a saber, aquellas que se realizan entre los agentes por contratos y las que se llevan a cabo en el spot.

El mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo no basado en contratos a término cuyas transacciones económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia se denomina mercado spot.

Gráfico No.9
Composición Mercado Spot [RNTE12]



El mercado contratos es el resultante de transacciones de compra y venta de electricidad basada en contratos de suministro libremente pactados entre los agentes.

Tabla No.6
Mercado Spot Versus Mercado Contratos [RNTE12]

Mercado de Contratos	Mercado Spot
Precios pactado entre Partes	Precio Fijado por el Mercado
Cantidad transada conocida	No hay una cantidad transada, hay un monto monetario transado.
Hay dos partes involucradas	Hay dos o más partes involucrada.
Condiciones de pago pactada entre las partes	Condiciones de Pago reguladas

Como bien planteamos en párrafos anteriores tanto la Operación Comercial así como la valorización de las transacciones económicas del Mercado son llevadas a cabo por el Organismo Coordinador (OC), el cual deberá todos los meses calcular las transacciones económicas del mercado spot y emitir los informes mensuales de las transacciones económicas.

Las transacciones económicas de energía son calculadas en base a costos marginales de corto plazo en las barras de las subestaciones en que se realicen inyecciones y/o retiros de energía,

entendiéndose por costo marginal de corto plazo de energía aquellos en que incurra el sistema eléctrico durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente. [RLGE]

Los costos marginales de energía activa de corto plazo en la barra de referencia para cada hora "h", (h CMGREF) corresponderá al mayor costo variable de producción, referido a la barra de referencia (costo variable / factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora "h" que estén vinculadas a la barra de referencia del sistema y que cuenten con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora "h"; de no existir máquinas despachadas que estén vinculadas a la barra de referencia del SENI y que cuenten con potencia disponible, corresponderá al menor costo variable de producción referido a la barra de referencia (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante la hora "h", en la barra de referencia del sistema; de no existir ninguna máquina vinculada a la barra de referencia que pueda entrar en servicio en la hora "h", corresponderá al costo de desabastecimiento definido por la SIE. [RLGE]

Para el cálculo de los costos marginales no se consideran los valores declarados por la Empresa Hidroeléctrica, esto mientras tanto no se cuente con el cálculo de los valores del agua necesarios para incluirlos en el modelo de optimización hidrotérmica. [RLGE]

Es importante destacar que los costos marginales de energía del mercado spot tienen un límite fijado cada año por la Superintendencia de Electricidad. Para el 2012, a través de la Resolución SIE-379-2012, fue fijado en 56.375 US\$/MWH. Este costo corresponde a la vez al costo de desabastecimiento o la energía no servida y permanecerá vigente desde el mes de julio hasta diciembre 2012.

La importancia que reviste el cálculo de los costos marginales de energía es que estos son utilizados para la valorización de las transferencias de energía entre los Agentes del MEM. Esta información es importante tanto para los que forman parte del MEM como para aquellos que tienen que tomar la decisión de invertir o no en el negocio eléctrico. La metodología y

procedimiento de cálculo de los ingresos permite a los Agentes saber el tiempo en la cual recuperarían la inversión y envía las señales adecuadas de donde pudieran instalar las unidades de generación, distribución y comercialización.

El procedimiento para la valorización de las transferencias de energía y los pagos correspondientes entre Agentes del MEM se realiza mensualmente de la siguiente manera:

1. Se toma la medida de cada agente del MEM involucrado en las barras donde se realicen las transferencias, tanto las inyecciones como los retiros horarios.
2. La energía activa inyectada y retirada se multiplica por el costo marginal de corto plazo y por el factor de nodo. El factor de nodo en una barra del sistema representa las pérdidas marginales de energía cuando se produce una variación marginal de la demanda en esa barra respecto de la barra de referencia. Los factores de nodo permiten relacionar el precio de cada barra con el precio observado en la barra de referencia. La barra de referencia es Palamara 138 kV. Los factores de nodo representan las pérdidas marginales (Señales de localización y congestión).
3. Se procede con la sumatoria algebraica de las inyecciones (signo positivo) y retiros (signo negativo) valorizados, generándose un saldo acreedor o deudor de cada Agente del MEM.
4. La sumatoria de todos los saldos netos acreedores y deudores formaran el Derecho de Uso de Energía, el cual es atribuido al propietario del Sistema de Transmisión.

En forma gráfica el comportamiento tanto físico como valorizado de las transacciones del mercado sería el siguiente:



Otra de las fuentes de ingresos que recibe un agente generador en el MEM es por la capacidad instalada o potencia de éste. El objetivo del pago es que el inversionista pueda recuperar la inversión realizada a través de dicho componente.

La transferencia total de Potencia de Punta entre un Agente del MEM y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme propia o contratada. La valorización económica de la potencia será al costo marginal de la potencia en barra, la demanda de Potencia de Punta de cada Agente del MEM será calculada en función del consumo horario bruto demandado por el agente o sus clientes en la hora de punta mensual del SENI y sus pérdidas de transmisión. El responsable de realizar el referido cálculo es el Organismo Coordinador. [RLGE]

El Organismo Coordinador efectúa las Transacciones Económicas de Potencia preliminar tomando en consideración la indisponibilidad con la base de datos actualizada al mes anterior, las potencias firmes preliminares, los factores de nodo preliminares de potencia, la demanda máxima estimada a principios de año, los contratos y los costos marginales de potencia de punta. [RLGE]

Las Transacciones Económicas de Potencia definitivas serán realizadas por el Organismo Coordinador utilizando la indisponibilidad con la base de datos actualizada al mes diciembre del año en cuestión, las potencias firmes definitivas, factores de nodo de potencia definitivos, demanda máxima real, los contratos y los costos marginales de potencia de punta. [RLGE]

El procedimiento del cálculo de la valorización tanto física como monetaria de las inyecciones y retiros de potencia es el siguiente: [RLGE]

- a) Se determinan las inyecciones y retiros de potencia firme en las barras donde se realicen las transacciones.
- b) Dichas inyecciones y retiros se multiplican por el costo marginal de potencia de la barra correspondiente y por el factor de nodo de potencia. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de Potencia de Punta en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de referencia.

- c) Luego se procede con la suma algebraica de las inyecciones y retiros valorizados.
- d) El derecho de uso de potencia se determina sumando todos los saldos, acreedores y deudores. El derecho de uso de potencia se atribuye a los dueños del sistema de transmisión.

El Organismo Coordinador calculara la reliquidacion de potencia de punta del mes anterior. Al momento de liquidar las diferencias entre los valores recalculados y los pagos realizados se deberá considerar la tasa de interés activa promedio ponderada, dato que debe considerar cualquier inversionista a la hora de sacar cuentas.

En forma gráfica el comportamiento tanto físico como valorizado de las transacciones del mercado sería el siguiente:



Es importante connotar que la responsable de fijar el Costo Marginal de Potencia de Punta es la Superintendencia de Electricidad, tarea ésta que deberá realizar cada cuatro años.

Otro de los cargos a tomar en cuenta por los posibles inversionistas es el **peaje por el uso de las redes de transmisión.**

De conformidad al artículo 85 de la Ley General de Electricidad, la compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará peaje de transmisión. La suma total recaudada por concepto de peaje de transmisión deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas

En el artículo 360 del Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad se establece que la anualidad de la inversión de cada instalación del Sistema de Transmisión, se determinará multiplicando el monto de la inversión optimizada por el factor de recuperación del capital, considerando una vida útil promedio de las instalaciones de treinta (30) años y la tasa de costo de oportunidad del capital definida en la Ley. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo

El mecanismo de reparto es a través de sello estampilla a la demanda de potencia de punta.

Dando cumplimiento al artículo 357 del Reglamento de aplicación Ley General de Electricidad No.125-01, en el cual manda a la SIE a definir mediante resolución cuales son las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión y además calcular y fijar el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de peaje de Transmisión. La SIE en el año 2011 dictó la resolución No.243-2011 en la cual fijo el Peaje Total Mensualizado en US\$8,146,139. Este es el monto que deberá recuperar el sistema de transmisión todos los meses.

El peaje total de transmisión es igual al derecho de uso (energía y potencia) mas el derecho de conexión unitario (derecho de conexión/demanda máxima)

Los agentes generadores pagan al propietario del sistema de transmisión su potencia firme multiplicada por del DCU (pago de los generadores al propietario del sistema de transmisión. El OC realiza las Transacciones Económicas de Derecho de Conexión preliminar utilizando el derecho de uso de potencia preliminar, el derecho de uso de energía, el Peaje Total, la demanda máxima pronosticada, la potencia firme preliminar y los balances preliminares de las transacciones de potencia. [RLGE]

Las Transacciones Económicas por Derecho de Conexión definitiva son realizadas por el Organismo Coordinador utilizando el derecho de uso de potencia definitivo, el derecho de uso de energía, el Peaje Total, la demanda máxima real, la potencia firme definitiva y los balances definitivos de las transacciones de potencia. Luego, el OC realiza la reliquidación de las Transacciones Económicas por Derecho de Conexión, mediante las diferencias entre los valores

definitivos y los valores preliminares utilizando la tasa de interés definida en el Reglamento. [RLGE]

No queremos finalizar este capítulo sin antes explicar brevemente el proceso de compensación por servicios auxiliares.

Las compensaciones por Servicios Auxiliares, establecen el mecanismo de remuneración para aquellas unidades generadoras que contribuyen al suministro de energía eléctrica en condiciones adecuadas de calidad y seguridad. [RLGE]

Actualmente en el SENI, sólo se compensa el servicio de regulación de frecuencia como Servicio Auxiliar.

Las Compensaciones por Servicio de Regulación de Frecuencia pueden ser de tres tipos, por: Regulación Primaria (RPF), Regulación Secundaria (RSF) y Regulación en Condición Forzada. [RNTE12]

En las Compensaciones por Regulación de Frecuencia, se valoriza el margen de reserva para cada unidad, con la diferencia entre el costo marginal y el costo variable más un incentivo para la regulación (IR). [RNTE12]

Cuando una unidad es requerida para regular frecuencia en condición de generación forzada, se compensa tanto la energía aportada durante este período, como el Servicio de Regulación.

Las compensaciones de los generadores que prestaron el servicio, serán pagadas por todos los generadores, proporcionalmente su energía inyectada.

Se determinará los saldos acreedores y deudores realizando la diferencia entre las compensaciones recibidas y los cargos o pagos generados. Si esta diferencia es positiva, resulta un saldo acreedor y si es negativa, resulta un saldo deudor. [RNTE12]

Las Compensaciones de Máquinas Forzadas (SIE-542-2011), tienen la finalidad de compensar a todas aquellas unidades que hayan operado con un Costo Variable de Producción mayor que el Costo Marginal Máximo. [RNTE12]

Existen dos tipos de compensación: [RNTE12]

1. Compensación por Despacho Forzado de Máquinas Generadoras para Seguridad del SENI.
2. Compensación por Despacho Forzado de Máquinas Generadoras para Atender Demanda del SENI.

Las compensaciones por seguridad serán pagadas por todos los Agentes del MEM a prorrata de sus retiros de energía del SENI. [RNTE12]

Las compensaciones por demanda serán pagadas por todos los Agentes del MEM a prorrata de sus beneficios por la aplicación del costo marginal tope. Si el beneficio es menor que el total de las compensaciones, la diferencia se pagará de la siguiente forma: 75% a prorrata de los retiros y 25% a prorrata de los saldos deudores de las transacciones de energía. [RNTE12]

Se determinará los saldos acreedores y deudores realizando la diferencia entre las compensaciones recibidas y los cargos o pagos generados. Si esta diferencia es positiva, resulta un saldo acreedor y si es negativa, resulta un saldo deudor. [RNTE12]

Los agentes deudores pagarán a los agentes acreedores a prorrata del total del saldo deudor.

La empresa de transmisión no participa en los pagos, ni en ningunas de las prorratas antes mencionadas. [RNTE12]

3.3 Consideraciones finales

La importancia de conocer las instituciones que conforman el Mercado Eléctrico Nacional Interconectado radica en saber los niveles de responsabilidad que le compete a cada una para el buen manejo del Sistema Eléctrico. Así, por ejemplo, la responsabilidad del establecimiento de las políticas en materia de energía recae sobre la Comisión Nacional de Energía.

Las principales instituciones que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) son:

- Comisión Nacional de Energía (CNE) su principal función es el establecimiento de las políticas y estrategias en lo referente a la materia de energía se refiere.
- Superintendencia de Electricidad (SIE) responsable de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento de aplicación, empleando las sanciones que considere de lugar si es necesario.
- Oficina de Protección al Consumidor (PROTECOM) dependencia de la SIE, interviene en las relaciones de las empresas distribuidoras y usuarios finales del servicio, cuando existe algún caso de inconformidad de los consumidores.
- Organismo Coordinador (OC), responsable de la programación, despacho, coordinación del SENI, es el Operador del Mercado. Este tiene bajo su responsabilidad la valorización de las transacciones económicas que se transan en el MEM.
- Centro Control de Energía, dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), estatal. Operador del Sistema, despacho en tiempo real de las unidades de generación, son algunas de las funciones que le competen a dicha institución.

En la medida que existe una fortaleza en la institucionalidad los riesgos se van reduciendo, es por ello que reviste de importancia que el posible inversionista conozca cuales son las instituciones responsables del manejo y control del sector eléctrico. Como inversionista es importante saber

que si surgen inconvenientes con la aplicación de la Ley y el Reglamento existe una institución que es responsable de atender dicho caso, si el obstáculo es en el área de distribución que no estará desamparado puesto que también el sector cuenta con una institución para hacerle frente a dicho inconveniente. Que el sector cuenta con un Operador del Mercado que funciona de manera independiente y con un Operador del Sistema, es decir, que el mercado está conformado con las principales instancias para el buen funcionamiento, ahora bien resta analizar en los siguientes capítulos cuáles son las debilidades que quebrantan la institucionalidad de las referidas instituciones.

Una vez que explicamos la responsabilidad de las instituciones pasamos a realizar una descripción de cómo opera el mercado y como se transan las actividades económicas en el mismo.

El objetivo de incluir en este capítulo la descripción de las operaciones comerciales del Mercado ha sido que al momento de que un posible inversionista decida realizar una evaluación de los riesgos del mercado éste deberá contar con toda la información necesaria de cómo serán calculados sus ingresos y cuáles serían los cargos que enfrentaría. Esto le permitirá determinar cuándo recuperaría la inversión y qué niveles de riesgos estaría dispuesto a asumir en ese sentido. Dicho esto procedemos a sintetizar la operación del mercado en los párrafos siguientes.

El concepto de costo marginal queda establecido como aquellos en que incurra el sistema eléctrico durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente. Toda las inyecciones y retiros netos de energía activas son valorizadas por el Organismo Coordinador a costo marginal.

Existen dos tipos de mercados a saber, el de contratos y el spot. El primero se realiza entre dos agentes, entre ellos establecen las condiciones de precio, cantidad, pagos, vigencia, entre otros, debiendo informar al Organismo Coordinador punto de entrega y suministro, vigencia, agente comprador y vendedor así como el responsable de los pagos de peajes a los fines de que el OC pueda administrarlo ya que estos contratos impactan en el Mercado Eléctrico Mayorista. El otro tipo de mercado es el spot, donde los precios son fijados por el mercado, no existe una cantidad

transada ni física ni monetaria, pueden existir más de dos partes involucradas y las condiciones de pagos están reguladas.

El Operador del Mercado, responsable de las transacciones económicas de energía, potencia, derecho de conexión, regulación de frecuencia y servicios auxiliares, calcula las transacciones económicas de energía en base a costo marginales de corto plazo en las barras de las subestaciones en que se realicen inyecciones y/o retiros de energía.

El procedimiento para la valorización de las transferencias de energía y los pagos correspondientes entre Agentes del MEM se realiza mensualmente, una vez que se obtienen las inyecciones y retiros de energía en el sistema entonces se multiplica por el costo marginal y factor nodal de la barra correspondiente.

En lo referente a la potencia o capacidad la transferencia total de potencia de punta entre un Agente del MEM y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme propia o contratada. La valorización económica de la potencia será al costo marginal de la potencia en barra, la demanda de Potencia de Punta de cada Agente del MEM será calculada en función del consumo horario bruto demandado por el agente o sus clientes en la hora de punta mensual del SENI y sus pérdidas de transmisión. El responsable de realizar el referido cálculo es el Organismo Coordinador.

El Organismo Coordinador efectúa las Transacciones Económicas de Potencia preliminar, luego estos datos son actualizados en función de la hora en donde haya ocurrido la máxima demanda del sistema, en donde, la potencia que los agentes tenían disponible o retiraron del sistema será considerada como la potencia firme definitiva del año completo.

Otro de los cargos a tomar en cuenta por los posibles inversionistas es el peaje por el uso de las redes de transmisión, que no es más que la compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transporte.

La SIE en el año 2011 dictó la resolución No.243-2011 en la cual fijo el Peaje Total mensualizado en US\$8,146,139. Este es el monto que deberá recuperar el sistema de transmisión todos los meses.

Las Transacciones Económicas por Derecho de Conexión definitiva son realizadas por el Organismo Coordinador utilizando el derecho de uso de potencia definitivo, el derecho de uso de energía, el Peaje Total, la demanda máxima real, la potencia firme definitiva y los balances definitivos de las transacciones de potencia.

Otro mecanismo de remuneración es a través de las compensaciones por prestar servicios auxiliares en condiciones adecuadas de calidad y seguridad. Actualmente en el SENI, sólo se compensa el servicio de regulación de frecuencia como servicio auxiliar.

4. Análisis de los Riesgos en el Sector Eléctrico Dominicano

El Sector Eléctrico, es un negocio, una oportunidad de inversión que como tal no escapa de riesgos necesarios de evaluar al momento de tomar una decisión, con la finalidad de mitigarlos.

En este capítulo abordaremos los fundamentos generales de riesgos, cuáles son los posibles riesgos a los cuáles está sometido el mercado eléctrico dominicano.

Los objetivos de los inversionistas están expuestos a riesgos provenientes de factores internos y externos. Los factores externos pueden tener su origen en el marco legal, cambios de éste, injerencia política en el sector mientras que los internos pueden estar vinculados al grado de desarrollo de la organización y sus procedimientos, baja competencia e insuficiencia del personal, etc.

4.1 Fundamentos de gestión de riesgos

Lo ideal para iniciar este capítulo es realizando una definición sencilla y clara de lo que entendemos por riesgo. Desde nuestra óptica un riesgo no es más que lo que pudiera salir mal en el proceso de operación de cualquier actividad.

El diccionario Larousse, en su edición del año 2006 define el riesgo como la posibilidad de que se produzca una desgracia o contratiempo.

Si investigamos en el internet, en la famosa página de la enciclopedia Wikipedia encontramos que el riesgo es la vulnerabilidad de bienes jurídicos protegidos ante un posible o potencial perjuicio o daño para las personas y cosas, particularmente para el medio ambiente.

El riesgo es inevitable por lo cual lo importante es identificarlo, analizarlo, medirlo y en función del análisis decidir si asumirlo, mitigarlo o compartirlo.

Cuando un riesgo tiene lugar deja de ser riesgo para convertirse en siniestro que puede acarrear pérdidas importantes en la rentabilidad de cualquier organización. Es por ello que es necesario que en el sector eléctrico puedan ser claramente identificados los mismos para valorarlos en su justa dimensión y poder gestionarlos. Las entidades, organizaciones y posibles inversionistas deben estar en la capacidad de identificar y evaluar los riesgos relevantes que pudieran afectar el logro de los objetivos.

Las empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad, están sometidas a factores de riesgo comunes en general: de mercado, de crédito, operacionales, reputacionales, regulatorios, entre otros.

El riesgo de la regulación, donde un nuevo conjunto de expectativas de reglamentación, plantea el manejo de nuevos costos y obligaciones. Un nuevo entorno de mercado puede surgir a través de mayores precios del combustible y/o en cambios en la demanda de los consumidores. El riesgo físico, donde el cambio climático ya ha alterado nuestro entorno en los modelos económicos. Riesgo de competitividad en el que un entorno cambiante podría dar lugar a un nuevo entorno competitivo, a través de los costos de combustible o un aumento en la competencia por recursos cada vez menores, como el agua, dando lugar a otros mayores costos. Riesgo legal en donde por ejemplo la responsabilidad extracontractual se está convirtiendo en una preocupación de gestión del riesgo para algunas empresas, como individuos, corporaciones y gobiernos frente a los daños financieros o los gastos no recuperables. Los riesgos de reputación, las empresas que están expuestas a cualquiera de los riesgos mencionados pueden sufrir el riesgo de reputación de marca, si sus nombres están asociados con daños relacionados con una mala gestión, esto se convierte en un entorno de riesgo.

La evaluación de un riesgo puede ser definida como el proceso mediante el cual se identifica un riesgo para luego proceder a su análisis midiendo el impacto que este tendría en el logro de los objetivos para determinar una respuesta apropiada. La mejor práctica recomendada para hacerle frente a los desafíos del futuro en escenarios de incertidumbre lo es la valoración y administración de riesgos. La valoración y administración de los riesgos puede ser definida como el componente que permite a las personas tomar decisiones oportunas para lidiar con situaciones que puedan limitar o impedir el logro de los objetivos propuestos.

Una de las consecuencias más relevantes de los procesos de desregulación es que riesgos que eran soportados por consumidores o contribuyentes en los sistemas bajo regulación centralizada han pasado a ser soportados por los agentes del sistema, incluyendo las compañías de generación. [JBRL10]

En un sistema centralmente planificado, el riesgo que asumían las compañías de generación estaba limitado, ya que una vez que la inversión había sido autorizada por el regulador su recuperación estaba garantizada por el sistema. En el caso de que acontecimientos posteriores demostraran que la inversión había sido excesiva, o simplemente innecesaria, el costo extra causado al sistema era cubierto por una subida de las tarifas por encima de lo que los servicios proporcionados justificarían, aportaciones extraordinarias del Estado, o una combinación de ambos procedimientos. [JBRL10]

En un sistema liberalizado los agentes pueden realizar, una vez obtenida la licencia pertinente, cualquier inversión que consideren apropiada. Si la inversión mostrara posteriormente falta de rentabilidad, son ellos mismos los que tendrán que afrontar las pérdidas correspondientes. La contrapartida es que también han de poder ingresar cualquier beneficio inesperado, que a menudo aparecerán como “rentas de escasez”. No es fácil separar estas rentas de las derivadas del ejercicio del poder de mercado. No obstante, su existencia es imprescindible si se desea que los agentes particulares asuman una parte significativa del riesgo del negocio eléctrico. [JBRL10]

Del riesgo surge de varios factores de riesgo, entre los que están: [JBRL10]

- La evolución de los precios de los combustibles, normalmente ligados a la evolución de mercados globales, o de las aportaciones hídricas.
- La incertidumbre existente en la evolución de la demanda, en especial en el largo plazo, ligada a su vez a la evolución general de la economía.
- Las propias incertidumbres en la operación del sistema, y en especial las relacionadas con la fiabilidad de las plantas.

- Las incertidumbres en el ambiente económico general, tales como los tipos de interés que afectarán a los pagos por la deuda que soporten las distintas compañías
- Las incertidumbres en la futura evolución del marco regulador.

Consecuencia de todo ello es que el análisis y gestión de riesgos ha pasado a ser una tarea de gran importancia en las empresas que operan en sistemas liberalizados. Esto no ha relevado a las entidades reguladoras del análisis de los riesgos del sistema, ya que: [JBRL10]

- Suele ser responsabilidad del regulador velar por la adecuación general del sistema eléctrico, a fin de establecer los incentivos adecuados. Esta adecuación incluye un componente relativo a la seguridad del suministro (incluyendo la posibilidad de mantener precios “razonables”) con respecto a la evolución de los diferentes factores de riesgo.
- A menudo las empresas aducen razones relativas a los riesgos que asumen para justificar actuaciones que pudieran tener motivaciones o consecuencias que caen dentro de la actividad regulatoria, tales como el ejercicio de poder de mercado.
- En algunos mercados eléctricos se han desarrollado mercados de productos financieros derivados, tales como contratos de futuros u opciones sobre la electricidad, cuyo propósito es permitir a los agentes del sistema la gestión de su nivel de riesgo. Alguna autoridad regulatoria debe supervisar el funcionamiento de estos mercados.
- Existe siempre un nivel de riesgo en el sistema que es imposible eliminar, pero en cambio las actuaciones regulatorias pueden crear riesgo adicional. De hecho, la mera existencia de un regulador que puede tomar, o no tomar, medidas que afectan al sistema es una fuente de incertidumbre, y por tanto de riesgo. Por supuesto, los beneficios derivados de su existencia compensarán este riesgo, pero ha de estarse atentos al riesgo adicional que decisiones poco afortunadas o excesivamente frecuentes pueden inducir en el sistema.

En el análisis de riesgos debemos pasar por tres etapas fundamentales, a saber, la identificación, evaluación/análisis y la toma de decisión para afrontar los mismos.

En el proceso de identificación de los riesgos se buscan aquellas acciones que pudieran salir mal o bien o afectar los objetivos. Se recomienda realizar una matriz donde se establezcan los eventos de riesgos y la importancia relativa de estos a fin de plantear las acciones oportunas.

En esta etapa es pertinente tener en cuenta que los juicios sobre riesgos son estimaciones de algo que puede llegar a suceder y no de declaraciones sobre hechos ocurridos puesto que cuando los hechos tienen lugar ya no serían riesgos sino siniestros es decir, daños que ya se han producido.

La identificación de los riesgos es el primer paso para valorar su gravedad, tomar medidas para mitigarlos y asignar responsabilidades para la gestión de los mismos. Cuando identificamos los riesgos lo que hacemos es reconocer si existe incertidumbre porque se desconoce si el evento de riesgo ocurrirá y cuando tendrá lugar. No existe una técnica estándar para identificar los riesgos, ahora bien, lo que se recomienda es realizar análisis retrospectivo, es decir, tomar en cuenta la experiencia de años anteriores que puedan estar relacionados con el objetivo. Por ejemplo si una empresa eléctrica está teniendo pérdidas por prestar el servicio de regulación de frecuencia debería analizar su experiencia para determinar cuáles factores están incidiendo en esa situación.

También es recomendable realizar análisis prospectivo que no es más que anticiparse a los escenarios de incertidumbre, prevenir eventos. Por ejemplo la emisión de una resolución de pagos por derecho de conexión cuales serían las implicaciones económicas en la organización.

Una vez identificados los riesgos el proceso siguiente es evaluarlos determinando si existen controles para los riesgos identificados, valorar la probabilidad y el impacto de estos, establecer el nivel de tolerancia, es decir, hasta qué nivel se estaría dispuesto a asumir un riesgo considerado de media o alta gravedad. En esta última parte debemos ser cuidadosos puesto que la decisión que se tome conllevará un impacto económico, por ejemplo si decidimos asumirlo cual sería el monto presupuestario que debiéramos disponer.

En la etapa de evaluación se debe priorizar por niveles de importancia aquellos riesgos considerados que puedan impactar de una manera más directa al logro de los objetivos. La evaluación de riesgos consiste en establecer la importancia o gravedad de los riesgos identificados previamente con la finalidad de determinar si es necesario invertir recursos en la gestión de los mismos. Al momento de realizar la evaluación se debe considerar el impacto y probabilidad de los riesgos, entendiéndose por impacto el esfuerzo o consecuencia que se produciría si el riesgo llegara a ocurrir, por ejemplo si el precio de la energía no tuviera tope (cap) las empresas aumentarían sus ingresos o incrementarían las cuentas por cobrar. Se pueden establecer niveles de impactos en los objetivos en función de la importancia alto, medio o bajo. Estos niveles no son estandarizados sino que pueden ser establecidos dependiendo del razonamiento sobre la materialidad de un daño.

Por otro lado cuando hablamos de la probabilidad de que el riesgo ocurra nos referimos a la estimación cuantificable de que el riesgo ocurra o no, a las razones que nos llevan a pensar que indistintamente del impacto el riesgo puede volverse un siniestro y ocasionar los daños que se han valorado en el impacto. Por ejemplo cuando nos planteamos cual es la posibilidad de que el mercado eléctrico pueda volver a ser un mercado verticalmente integrado estamos hablando de la posibilidad de que esto ocurra. Otro ejemplo seria cual es la posibilidad de que una resolución necesaria para el buen funcionamiento del sistema eléctrico se atrase su aprobación. Al igual que el impacto la probabilidad puede medirse mediante niveles alto, medio y bajo.

La diferencia entre ambos factores tanto impacto como probabilidad radica en que mientras el impacto responde a la pregunta de que tanto puede afectar el riesgo al objetivo la probabilidad cuestiona la factibilidad de que el riesgo pueda ocurrir.

Obviamente, al pasar por cada una de estas etapas es con la finalidad de proporcionar una respuesta al riesgo como una medida de disminuir o anular el impacto, la probabilidad o ambos, logrando reducir el escenario de incertidumbre.

Cuando, a pesar de tomar las medidas para mitigar los riesgos, no es posible asegurar que éste no tendrá lugar, estamos hablando del riesgo residual. Este se define como el nivel de tolerancia que se asume ante la decisión de no evitar o no poder evitar la totalidad del riesgo.

Las medidas de mitigación, también conocidas como medidas para gestionar o administrar riesgos, son variadas y dependen de la naturaleza de cada uno, por lo que no existen estándares, sino que es recomendable en principio diseñar medidas de mitigación para riesgos calificados de gravedad alta y media. Para aquellos cuya gravedad es media lo que se estila es mantener medidas de monitoreo para prevenir que pasen a un nivel medio y alto. Es en este ultimo nivel bajo donde generalmente las personas deciden aceptar el riesgo puesto que su impacto en el objetivo es bajo.

En sentido general, la respuesta al riesgo puede ser evitarlo, reducirlo, compartirlo o aceptarlo. El primero consiste en eludir el impacto, la probabilidad o ambos, estando conscientes de que no siempre se puede evitar el riesgo. Cuando hablamos de reducir nos estamos refiriendo a que el impacto y la probabilidad afecten lo menos posible los objetivos. Los riesgos siempre están presentes en cualquier actividad, debemos crear consciencia de ello, por lo que se deben decidir medidas que si logramos ejecutarlas cambiaria la gravedad del riesgo.

Cuando no existe la posibilidad de evitar ni reducir la probabilidad y el impacto del riesgo entonces lo recomendable es compartirlo. Un ejemplo de esto son las pólizas de seguro, las contrataciones externas, etc.

Aceptamos el riesgo cuando el nivel de impacto en el objetivo es calificado como bajo. Aceptarlo no quiere decir que nos descuidemos puesto que si esto ocurre el nivel de impacto y probabilidad podría pasar de bajo a medio y a alto.

Otro paso de mucha importancia es la implementación de actividades de control, las cuales consisten en establecer las políticas y procedimientos necesarios para asegurar que las respuestas a los riesgos se llevan a cabo, funcionan y son sostenibles en el tiempo.

Aplicando este proceso en el sector eléctrico los interesados tendrían información suficiente para identificar, analizar y evaluar los riesgos del sector. En la medida en que se diseñe e implemente un buen sistema de información se lograra un mayor beneficio, facilidad y agilidad en la identificación, valoración y administración de riesgos.

4.2 Los riesgos del mercado eléctrico dominicano

Con el nacimiento de el Mercado Eléctrico Mayorista el riesgo antes concentrado entre los consumidores - y el Estado en su caso -, está ahora más distribuido. El generador que vende toda su electricidad en la bolsa de energía sufre el riesgo de que al momento de ser despachado no conozca la magnitud de la diferencia entre sus costos y el marginal del despacho. Ante un aumento de precios en el combustible de su central no tiene por qué corresponderse linealmente con los precios del mercado si su estructura de combustibles de generación no se corresponde con la media del sector que está ofertando al mercado, está igualmente sujeto al riesgo de que aumenten sus costos y no pueda ser despachado ya que puede quedar por encima del costo marginal tope establecido.

Los agentes no solo están sometidos a los riesgos de aumento de combustible, también cabe destacar el riesgo financiero. Un generador con un nivel de endeudamiento superior a la media está sujeto al riesgo de subida de tipos de interés que no se trasladará íntegramente al precio del pool, también lo está en el mercado regulado, pero en este caso parte del riesgo se mitiga por las compensaciones interempresas del sector.

Las empresas distribuidoras, por ejemplo, que compren directamente en el mercado spot, y en cambio vende a precios fijados a sus clientes, están claramente sujetas al riesgo de variaciones de los precios de compra que no puedan trasladar a los de venta. El cliente industrial, por ejemplo el conectado a alta tensión que compra directamente al mercado mayorista, sufre un riesgo de naturaleza similar al de la empresa de distribución. Para él, la electricidad que compra es una materia prima y un incremento de su costo da lugar a una reducción de su margen de beneficio, si no puede trasladar esa variación al precio de venta de su producto.

Para las empresas eléctricas los principales riesgos que se han identificado son:

- Cumplimiento e incertidumbre regulatoria.
- Cambios significativos en el costo y accesibilidad de capital. [GBRO]
- Expandir, renovar y mantener la infraestructura de la red. [GBRO]
- Presión sobre la cadena de suministro de equipos de generación de energía eléctrica. [GBRO]
- Acceso a un precio competitivo a largo plazo del suministro de combustibles. [GBRO]
- Responder a la liberalización del mercado y la protección del patrimonio nacional. [GBRO]
- Los ciclos económicos y sus repercusiones a corto, mediano y largo plazo de la demanda de energía eléctrica. [GBRO]
- Personal con altos estándares de efectividad y capacitación. [GBRO]
- Intervención política en los mercados de energía y servicios públicos. [GBRO]
- No recuperación de los montos invertidos.
- Atrasos en los cobros por el servicio prestado.

Los riesgos políticos y regulatorios pueden ser definidos como choques a la rentabilidad de las empresas que derivan de alguna acción o inacción gubernamental, ante cambios en las condiciones de los mercados. Las inversiones pueden necesitar cubrir casi todas las eventualidades concebibles, o enfrentar la posibilidad de que sus derechos sean vulnerados.

Las empresas que tienen que desarrollar infraestructuras son particularmente sensibles a la acción o inacción gubernamental, suelen ser monopolios regulados. Generalmente, se consideran servicios esenciales y están muy expuestos a la fiscalización de sus actividades y ataques públicos. Utilizan importantes recursos hundidos con largos períodos de recuperación.

Existen dos niveles en los cuales se pueden colocar los riesgos políticos y regulatorios del MEM:

1. **Riesgos políticos tradicionales:** aun cuando los cambios políticos parecen seguir la dirección correcta y favorable a las fuerzas del mercado, no deja de existir el riesgo político en donde están presente los actos de oportunismo, cambios ex post en convertibilidad de la moneda

y normas para la transferencia de divisas, ausencia de políticas para eliminar la inestabilidad política y violencia política. El riesgo político puede definirse como la probabilidad de que un evento político o adopción de políticas Estatales modifiquen las condiciones en que un negocio ha sido establecido y por consiguiente cambien sus perspectivas sobre ganancias y actividades futuras.

Un evento político puede ocurrir por la condición de inestabilidad del gobierno o régimen político causada por problemas socioeconómicos (pobreza, desempleo, recesión industrial, altos niveles de inflación, etc,) y políticos (lucha entre los partidos políticos, intentos de golpe de Estado).

2. Riesgos regulatorios: surgen de la aplicación y cumplimiento de decisiones regulatorias o de ausencia de decisiones, cambios de reglas del juego durante la vida del proyecto, interpretación ex post de reglas poco precisas, discrecionalidad, decisiones regulatorias influidas por el clima político y social, así como ausencia de procedimientos para puesta en vigencia. Es el asociado al impacto de cambios imprevistos en las reglas del mercado. En muchos sistemas, debido a la complejidad e inestabilidad de estas reglas, es una componente significativa del riesgo final. [JBRL10]

El riesgo regulatorio es un concepto difícilmente cuantificable, pero de gran impacto sobre las empresas energéticas reguladas. Las decisiones del inversor pueden verse afectadas por decisiones puntuales del regulador, por rumores o por otros aspectos de política general de un país que puedan afectar en el futuro a la regulación.

El riesgo regulatorio proviene de la posibilidad que las autoridades afecten precios, cantidades o servicios, de modo que se altere la rentabilidad de la empresa, se pongan controles directos sobre la rentabilidad o cambien las reglas que gobiernan precios o beneficios de un monopolio natural o su aplicación.

La instrumentación de un marco regulador claro y eficiente ha permitido separar las funciones del Estado, dando certidumbre a los participantes privados. La concurrencia de los sectores público, social y privado en la nueva industria eléctrica hace indispensable contar con un marco legal transparente y estable, y un marco regulatorio claro y predecible.

Tanto los inversores que se dedican a la promoción de infraestructuras energéticas como aquellas entidades financieras que prestan el capital necesario, ven expuestas sus inversiones y préstamos, y por tanto su rentabilidad, a lo que se ha denominado riesgo regulatorio. En efecto, cuando la remuneración que va a recibir un proyecto es fijada a largo plazo por la normativa correspondiente y no por el mercado, resulta inevitable que el riesgo -que en otro caso derivaría del mercado- derive de la claridad, estabilidad, seguridad y transparencia que aporte a los inversores la regulación de dicha actividad.

La presencia de un marco regulador introduce riesgo regulatorio, pero además puede reducir los incentivos de la empresa a aumentar la eficiencia y reducir los costes. Algunas recomendaciones para evitar tales problemas son:

- Si existe competencia en el suministro del servicio de infraestructura, el marco regulador debe asegurar la competencia y proveer información adecuada a los consumidores. Ello significa que los precios deben ser fundamentalmente fijados por los mercados.
- La presencia de externalidades y bienes públicos puede hacer que el mercado genere una asignación de servicios (cantidad y precios) que no es eficiente desde el punto de vista social. Por ejemplo, el consumo de electricidad será muy bajo, si los precios de la electricidad se fijan de manera tal que cubra el costo total de suministrar el servicio en esas zonas. En estos casos, algún tipo de subsidio es recomendable. A este respecto cabe señalar que los subsidios directos por lo general no destruyen la competencia, aunque su implementación es muy costosa.
- La ausencia de competencia en el suministro de servicios de infraestructura exige que haya un marco regulatorio a través del cual se fije el precio de los servicios.
- Deberían evitarse aquellos sistemas regulatorios en que los precios dependen directamente de los costos de la empresa privada pues tienden a destruir los incentivos para que la empresa privada reduzca sus costos.

- En muchos de los países en desarrollo, los precios de los servicios eléctricos están muy por debajo de sus costos. Sin embargo, la participación del sector privado requiere que los precios cubran los costos totales lo que significa que se producen subidas de precios muy altas asociadas a la incorporación del sector privado. Así pues, es posible que una empresa privada se enfrente con problemas de rechazo social al inicio de sus actividades

En los modelos público-privados donde los ingresos de la empresa privada provienen de los consumidores finales, tales ingresos están en general expuestos a riesgo regulatorio. Como ya se indicó, los inversionistas privados no están en general dispuestos a asumir este riesgo. Por lo tanto, los propios marcos regulatorio incluyen formulas para reducir el riesgo asociado al propio marco.

Una comisión reguladora que funcione bien es una buena herramienta para disminuir este tipo de riesgos. Se trata de un organismo público que conserva cierto grado de independencia, lo cual puede lograrse exigiendo que sus miembros tengan las más elevadas calificaciones profesionales y que su mandato sea independiente del mandato gubernamental. La mayoría de las comisiones reguladoras que existen en los mercados emergentes son relativamente nuevas y por lo tanto es muy pronto para evaluar su desempeño real en lo que se refiere a mitigar un riesgo regulatorio de largo plazo. A continuación se ofrecen algunas directrices para evaluar la capacidad de una comisión para reducir el riesgo derivado de la regulación. Primera, las comisiones reguladoras suelen ser útiles para mitigar estos riesgos cuando la responsabilidad de suministrar el servicio de infraestructura (telecomunicaciones, generación de energía, autopistas) recae en el ámbito del Gobierno Central, los ingresos provienen de los precios que se cobran a los usuarios finales, y los patrocinadores y operadores son empresas privadas prestigiosas. Segunda, cuando la responsabilidad fundamental por el servicio de infraestructura es local (abastecimiento de agua y distribución de electricidad en algunos países), una comisión reguladora de ámbito nacional no será en general muy útil. Es común que se presenten problemas entre la comisión central y los gobiernos locales. Además, una comisión central por lo general carece de las destrezas y del personal necesario para evaluar compañías locales que son muy diferentes. Así pues, una comisión reguladora central de agua y saneamiento no parece apropiada en un ambiente institucional en que las responsabilidades por el servicio corresponden principalmente a las

municipalidades. Tercera, los inversionistas tienden a no confiar menos en las comisiones reguladoras de los países emergentes que en las comisiones reguladoras de los países más desarrollados. Los inversionistas creen que los mercados maduros tienen reglas más claras que los mercados emergentes sobre la manera en que las autoridades toman decisiones sobre los precios de los servicios de infraestructura. En mercados maduros los inversionistas pueden apelar al sistema judicial una decisión regulatoria inapropiada, y confían en las decisiones que allí se tomen. Si bien es cierto que muchos mercados emergentes han dado pasos dirigidos a lograr que las decisiones de las autoridades reguladoras sean menos discrecionales, también lo es que ganarse la confianza de los inversionistas toma su tiempo. Dado que en los mercados emergentes los sistemas judiciales son lentos, los inversionistas piensan que una decisión regulatoria errónea no se cambiará en un período razonable.

Aunque a la mayoría de los inversionistas les gustaría tener un seguro contra el riesgo regulatorio, tal aseguramiento esta muy limitado en el mundo real. Los esquemas existentes de seguros contra el riesgo político cubren la no convertibilidad de la moneda, los desastre de guerra y expropiación o confiscación, pero muy rara vez cubren el riesgo originado en la regulación. El fomento del seguro contra riesgo regulatorio constituye un desafío para los países en vías de desarrollo que buscan atraer la participación del sector privado. Cuando se trata de promover un mercado de aseguramiento frente a riesgo regulatorio se deben considerar los siguientes puntos.

- Se deben minimizar las distorsiones de los mercados financieros y establecer los incentivos necesarios para que los países cumplan con sus marcos regulatorios.
- Aunque la oferta de seguros contra riesgos regulatorios se puede dar conjuntamente con la de otros tipos más convencionales de cobertura contra riesgo político, el suministro independiente del riesgo regulatorio para una opción mas recomendable porque las destrezas requeridas para evaluar los dos tipos de riesgos son diferentes. Además, los mercados para seguros contra riesgos políticos son mercados maduros, mientras que los mercados para riesgos regulatorios son nuevos.

- Los seguros contra riesgos regulatorios solo serán viables en entornos regulatorios con marcos simples y claros. En general, los precios de los servicios de infraestructuras serán más predecibles cuando se fijan a través de contratos de concesión que cuando se fijan por ley puesto que los contratos de concesión tienen un ámbito mas limitado que el de una ley. Además, en un contrato de concesión la empresa privada también puede imponer condiciones, mientras que ello no es posible en una ley. Por último, los contratos están por fuera del proceso político, mientras que las leyes regulatorias son de naturaleza política.

No obstante, el riesgo regulatorio, es decir, que el Estado prometa no modificar las leyes y reglamentos que afecten a los proyectos de inversión (o indemnizar a los inversionistas en caso de que las modifique), es más complicado. Los riesgos regulatorios se administran mejor en forma individual, tomando ciertas directrices:

Riesgos cuasi-comerciales. Cuando un inversionista firma un contrato con proveedores o compradores públicos que pudiesen desconocer sus compromisos contractuales, que el Estado asuma el riesgo depende de su influencia sobre la conducta de la respectiva entidad pública. Si una empresa de servicios públicos tiene plena autonomía, la garantía del Estado tiene poca justificación, pero si el Gobierno controla los resultados de la empresa, podría ser conveniente una garantía del Estado. En todo caso, es preferible el aumento de la autonomía de las empresas mediante su privatización [MTFD99].

El concesionario suele ejercer mucho más control sobre los costos de construcción que el Gobierno y, si bien, las políticas oficiales pueden influir sobre la demanda, la asignación del riesgo de la demanda al Estado reduce los incentivos para que los inversionistas preseleccionen cuidadosamente los proyectos. Sin embargo, el Gobierno puede reducir el riesgo de la demanda para ciertas clases de proyectos de infraestructura.

En vez de subastar el derecho de operación del servicio por un plazo fijo, como se acostumbra, se podría dejar que la duración de la concesión varíe de acuerdo con la demanda, es decir, si la demanda es mayor que la prevista, la concesión sería más corta, y si la demanda es baja, la concesión sería más larga [MTFD99].

Tipos de cambio y tasas de interés. Puesto que muchas inversiones de infraestructura se financian mediante préstamos denominados en moneda extranjera y a tasas de interés flotantes, las utilidades son muy sensibles a las variaciones de los tipos de cambio y tasas de interés. A primera vista, podría parecer que el Estado debe asumir estos riesgos, ya que ejerce cierto control sobre los tipos de cambio y las tasas de interés y, de asumirlos, tendrá incentivos para seguir una política macroeconómica estable. Existen, sin embargo, varias razones por las que los inversionistas deben asumir los riesgos cambiarios y de tasa de interés [MTFD99].

Primero, las garantías del Estado podrían incitar a los inversionistas a asumir grandes riesgos cambiarios y de tasa de interés. Si la moneda se deprecia posteriormente, éstos podrían culpar al Estado de sus pérdidas, en lugar de reconocer los peligros de una deuda excesiva en moneda extranjera. Segundo, las garantías cambiarias podrían ejercer una influencia negativa sobre la conducta del Gobierno. Por ejemplo, podrían desalentar al Gobierno con respecto a la posibilidad de permitir una depreciación necesaria de la moneda nacional, tras una evolución desfavorable de la relación de intercambio. Tercero, muchos Estados podrían estar expuestos previamente a riesgos relacionados con conmociones cambiarias y de tasa de interés.

La plena realización de las ventajas potenciales del suministro de infraestructura por parte del sector privado, depende de la distribución del riesgo que establezcan los gobiernos. El Estado puede aumentar los beneficios asumiendo los riesgos que están bajo su control, pero normalmente debe abstenerse de correr otros riesgos. Con ello se ofrecen fuertes incentivos a los inversionistas para que elijan cuidadosamente los proyectos y los administren en forma eficiente. No obstante, en muchos proyectos de infraestructura privados, el Estado ha asumido riesgos que debían asumir los inversionistas. [DRRC10].

Los gobiernos pueden adoptar dos medidas para mejorar el clima de la distribución de los riesgos: pueden reducir los riesgos que corren los inversionistas aplicando políticas macroeconómicas estables, suministrando información, poniendo en práctica leyes y reglamentos acertados y fortaleciendo el poder judicial; y pueden mejorar la medición, el financiamiento presupuestario y la contabilización de las garantías que puedan ofrecer, de modo que queden claros los costos y los

riesgos al momento de emitir las garantías, y no en el futuro, cuando llegue el momento de pagar. [DRRC10].

En cuanto al sector eléctrico dominicano, los riesgos regulatorios en toda empresa eléctrica regulada, expone al negocio a cambios en las normativas legales que afectan al sector. Dentro de las principales variables reguladas que incrementan el riesgo están los cargos por peajes de transmisión, la fijación de los precios de venta a distribuidoras, el cálculo de las tarifas a consumidores finales y las sanciones que pueden aplicar los organismos fiscalizadores.

Debido a la cercanía que existe entre las empresas de distribución y el usuario final éstas son más vulnerables a los riesgos regulatorios e institucionales. Generalmente las medidas que toman las autoridades cuando los ingresos no son los esperados es realizar inversiones adicionales.

4.3 Visión comparativa de los riesgos en Argentina, Chile, Brasil, Perú y República Dominicana

El objetivo que perseguimos en este tema es plasmar un bosquejo de cómo anda la región en términos de la normativa del sector eléctrico, de forma que podamos realizar una comparación con la situación regulatoria de la República Dominicana.

Argentina

El proceso de reforma del sector eléctrico se inicio en el año 1992. En síntesis, lo que se perseguía con la reforma era: a) la introducción de la competencia directa en la producción, donde el despacho se basa en costos y son los generadores más eficientes los que producen; b) la competencia en la producción para los grandes usuarios, quienes pueden contratar libremente sus compras de energía; c) la competencia en las ampliaciones del sistema de transporte, las cuales deben ser solventadas por los beneficiarios y adjudicadas por concurso, y d) la simulación de competencia en los segmentos regulados, procurando precios (tarifas) comparables a las que se obtendrían si el mercado operara bajo un régimen de competencia. [CBER08].

De dicha reforma nace la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), cuya principal función es fungir como Organismo Encargado del Despacho (OED).

Gracias a la reforma fue posible la entrada de generación basada en gas natural, combustible masivo que se usaba también en otras actividades, lográndose que en el año 2000 la matriz de generación fuera de 50% de centrales a gas natural y ciclo combinado.

De la reforma Argentina la principal lección aprendida con la finalidad de reducir las posibilidades de una crisis energética es evitar en la medida de lo posible el congelamiento de las tarifas, pues si bien ello puede responder a un entorno de crisis macroeconómica, el control de precios en el sector energético también es un factor de crisis; principalmente porque ocasiona que la demanda no reciba suficientes señales de escasez de oferta (si las hubiera) y crezca permanentemente en todos los niveles. [CBER08]

Chile

El mercado chileno cuenta con actividades de generación, transporte y distribución. Está basado en un pool obligatorio mediante el cual se busca despachar el sistema al menor costo posible. El Estado regula, supervisa y fija las políticas energéticas. La reforma se remonta al año 1982, cuando se decide separar las actividades del sector eléctrico. La operación económica y técnica del sistema es realizada de manera centralizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

La venta de los generadores a los distribuidores no se puede realizar por encima a unos precios máximos, pero solo para el mercado regulado. En transmisión se reconoce dicha actividad como monopolio natural y las tarifas fijadas cubren los costos medios y es el generador el responsable de cubrir dichos costos, a diferencia de dominicana que dichos costos son cubiertos por las distribuidoras-consumidores finales. En este modelo no es permitido los comercializadores independientes, por lo que al igual que en República Dominicana son las empresas distribuidoras las que manejan el negocio de comercialización y distribución.

En el año 2003 Chile se vio afectado por una crisis de abastecimiento de gas natural ya que Argentina suspendió las exportaciones del referido combustible a dicho país. La respuesta que se le dio a la crisis es considerada por algunos autores como poco apropiada ya que se busco asegurar el abastecimiento con gas natural u otro combustible y no se busco corregir los defectos del sistema de precios por los cuales una escasez de gas o de agua podrían devenir en una crisis eléctrica. Se establece que la crisis del sector eléctrico chileno fue producto de la rigidez de su sistema de precios y de contratos a los usuarios finales ya que no se permite el ajuste de los precios ante eventos imprevistos como una escasez de insumos. Consecuencia de esto el riesgo de abastecimiento de los insumos no puede ser distribuido claramente.

La principal lección aprendida de esta reforma es que es importante permitir el ajuste de tarifas con el objetivo de enviar las señales de escasez al mercado, no depender de la magnitud significativa del suministro externo de un combustible y diversificar la matriz energética considerando generadoras que usen tanto gas natural y diesel que permita atender la demanda cuando exista escasez de gas.

Brasil

Partiendo del año 1995, momento en que se reglamentaron las concesiones para impulsar el desarrollo de proyectos de generación del sector privado, mediante la Ley 9074 fue puesto en marcha un programa de privatización y un nuevo modelo del sector eléctrico en el cual se incluían Productores Independientes, Autoprodutores, Mercado Mayorista y un Operador del Sistema, designándose a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) como el ente encargado de la regulación y supervisión.

La legislación brasileña reconoce la actividad de generación, transporte, comercialización y distribución en su mercado eléctrico.

La reforma iniciada en el año 2001 fue generada por una crisis de abastecimiento, causada principalmente por la sequía, falta de inversiones, incertidumbre para inversionistas potenciales con respecto al nuevo marco regulatorio y problemas para manejar el riesgo cambiario.

En el año 2006 se establece un nuevo modelo, en el cual el mercado queda distribuido entre clientes regulados para un tamaño determinado servido por las distribuidoras y un mercado libre formado por grandes clientes. Estos grandes clientes participarían en el mercado libre como anteriormente lo hacían, comercializando su energía a través de contratos bilaterales con generadores independientes y en el mercado spot.

Lo nuevo que trajo la reforma fue el mecanismo utilizado para el mercado regulado donde las distribuidoras obtendrían la energía a través de dos tipos de subastas, una por energía vieja la cual sería generada en plantas existentes con contratos por cantidades de energía por períodos de cinco a quince años. Se había previsto que en este mercado los costos tenderían al costo marginal. [CBER08]

La otra subasta era por energía nueva (expansión), la cual sería realizada considerando contratos por disponibilidad de energía en los cuales el comprador asume los riesgos. Se había previsto que el comprador tendría que asumir los riesgos pues, bajo este mecanismo, la distribuidora tendría que pagar al generador una cantidad fija por la energía asegurada y además compensar los costos operativos que se tendría que asumir si se tuviese que generar electricidad con la puesta en marcha de generadoras térmicas. Se consideró que los contratos para nueva capacidad sería de larga duración: diez años o más. [CBER08]

En este modelo, se obligaba a las distribuidoras a contratar el 100% de sus necesidades con un margen de holgura (3% hacia arriba y 4% hacia abajo).

En diciembre 2005 se realiza la primera subasta de energía y abarcó el periodo 2008-2010. El resultado fue la contratación de 1,300 MW promedio para el 2008 (de un total estimado de 3.000 MW promedio) con un precio en los contratos de 37 US\$ por MWh. Para el año 2009 no se logró contratar capacidad. Al parecer los precios límite fueron aparentemente demasiado bajos.

Al parecer el nuevo modelo sectorial da confiabilidad del suministro y pudiera garantizar la entrada de nuevas inversiones. En particular, si se considera una contratación a plazo de quince años o más, se facilita el ingreso de nuevas inversiones. Se puede considerar que bajo el nuevo modelo se disminuyen los riesgos de los inversionistas, al permitir que los contratos de electricidad nueva se realicen por capacidad con un mayor plazo en la contratación.

Lo más importante de la reforma brasileña podemos colegir que es necesario solucionar los problemas de inversiones para evitar las crisis en el sistema eléctrico, siendo conveniente la creación de condiciones adecuadas para la inversión en el sector considerando las siguientes acciones: a) realizar un monitoreo permanente de las inversiones y de la demanda; b) no generar demasiada incertidumbre sobre la evolución futura del marco regulatorio; c) mantener una política macroeconómica estable, y d) evitar en lo posible el congelamiento de tarifas.

Perú

Al igual que los demás países en Perú se llevan a cabo las actividades de generación, transporte y distribución. Las reformas al sector eléctrico del Perú iniciaron a finales del año 1992, tomando como guía el modelo chileno. Si bien no se ha experimentado una crisis similar a la ocurrida en otros países de la región, en los últimos años uno de los problemas centrales del desarrollo del sector eléctrico peruano ha sido la debilidad de la inversión en centrales de generación (lo cual ha contrastado, con un crecimiento sostenido por parte de la demanda) al igual que en República Dominicana y los problemas para que las distribuidoras cierren contratos con los generadores a las tarifas reguladas por el organismo regulador de la energía (OSINERGMIN).

Las inversiones en capacidad que se han registrado han sido primordialmente la conversión a gas natural en lugar de inversiones para la expansión del parque generador, lo cual se traduce en una reducción del margen de reserva y en un incremento del riesgo de falla en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Adicionalmente, se presentan crecientes niveles de congestión en algunos tramos de la red de transmisión eléctrica. Estos problemas se presentan en algunas horas del día, cuando la demanda

es mayor tanto en la zona norte como en la zona sur (en particular, algunas líneas de transmisión durante cortos períodos de tiempo tienen que ser operadas por encima de los estándares de capacidad para poder reducir sus costos de congestión). Con este problema, el riesgo de falla ante eventos imprevistos en el sistema se ha incrementado, reflejándose en el margen de reserva real el cual se ha reducido en algunas zonas del país. [CBER08]

Una situación similar ocurre en dominicana, donde existen altos niveles de congestión en la zona norte, a pesar de haberse construido una línea de transmisión de 345 Kv, la cual está siendo subutilizada en el sistema.

De igual forma hay que considerar el efecto del riesgo de suministro de gas sobre el riesgo de abastecimiento de energía eléctrica en diversas zonas del país, pues la red de transporte de gas estaría llegando a sus niveles máximos de capacidad, lo cual, dada la composición del parque generador (donde aproximadamente el 30% de la producción de energía eléctrica del país es a gas natural), puede comprometer la seguridad del suministro de energía eléctrica.

Existen una serie de factores por los cuales se pueden explicar los riesgos de abastecimiento y problemas en el mercado de contratos asociados a la existencia de costos hundidos y a la forma en que el diseño de un mercado afecta los incentivos de las empresas a invertir. En este marco hay dos factores especialmente relevantes: el primero se refiere a los diferentes mecanismos de ejercicio de poder de mercado, y, el segundo, a los eventos, las conductas, y los procedimientos que generan incertidumbre. [CBER08]

Con la finalidad de disminuir estos riesgos, en el año 2006 se promulgó la Ley N.º 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que busca reducir los riesgos para la inversión (tanto en generación como en transmisión reduciendo los riesgos operativos y comerciales en estos segmentos de la industria) y darle confiabilidad al suministro de energía al sistema.

Algunas de las medidas propuestas en la ley son la reorganización del Comité de Operación Económica del Sistema (OOES) (su anterior estructura no era independiente; sólo estaba

conformado por generadores y transmisores; en la actualidad, está conformado también por representantes de los distribuidores), las modalidades de contratación de suministro de electricidad entre generadores y distribuidores (considerando contratos con y sin garantía física), el acceso de la demanda al mercado de corto plazo (medida que se propone sensibilizar la demanda a los precios), mejoras al marco legal de la transmisión (clasificación de las instalaciones no incluidas en el Plan General de Transmisión), y licitaciones de suministro de electricidad (procesos de licitación a precios firmes que se realizan cuando se determina que existe demanda de mediano plazo no cubierta por los contratos de suministro; estas licitaciones pueden ser iniciadas por uno o más distribuidores).

Sin embargo, del avance de la implementación de estas medidas se ha identificado que los generadores no tienen incentivos para contratar con los distribuidores, sobre todo cuando los plazos son cortos y los precios spot esperados son mayores a los precios que se podrían conseguir en los contratos, los cuales están sujetos a un nivel tope. A su vez, se ha identificado que los generadores tienen el incentivo a ejercer su poder de mercado dado que, por lo menos hasta que se reglamente la licitación de contratos de mayores plazos, no enfrentan mayor competencia potencial. Por último, se ha concluido que la decisión de contratar de los generadores dependerá de factores como la variabilidad de su oferta disponible y la variabilidad de los precios spot. En relación con este punto, se ha concluido que el generador será indiferente entre acudir a negociar a precio spot y a precio firme, cuando ambas alternativas le reporten la misma utilidad esperada ajustada por riesgo. [CBER08]

En este sentido, más allá de la funcionalidad del mecanismo de subastas implementado, se ha hecho evidente que es necesario analizar mecanismos complementarios dirigidos a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y garantizar la confiabilidad del suministro. La creación de mecanismos que consideren la reducción del riesgo en la contratación podría permitir elevar la utilidad esperada ajustada por riesgo de los generadores al utilizar dicho mecanismo o instrumento de mercado, y ello podría hacer indiferente a los generadores entre contratar y no contratar. Entre los mecanismos financieros que se podría utilizar en materia de reducción de riesgos podría considerarse a los seguros y las opciones. [CBER08]

República Dominicana

La mayor debilidad del país desde inicios de la reforma lo es el marco regulatorio. La estabilidad de su marco regulatorio, el establecimiento de mecanismos que mitiguen los riesgos financieros, la asignación eficiente de funciones entre la iniciativa privada, los Gobiernos y los organismos internacionales son fundamentales para aminorar la deficiencia de infraestructuras básicas que República Dominicana aún padece.

Luego de la recompra de las empresas distribuidoras por parte del Estado, solo queda una proporción de capital privado en la actividad de generación. Ante este escenario la objetividad del Regulador de aplicar la Ley pudiera ser cuestionable, ya que el mismo es un ente también dependiente del Estado. No olvidemos que el Estado tiene inversiones en el área de generación.

La salida de la empresa española Unión FENOSA del negocio eléctrico dominicano generó afianzó los temores de otras empresas extranjeras agravando la percepción de los riesgos regulatorios e institucionales que presenta el país para las empresas no nacionales. A pesar de que el país cuenta con buenas condiciones para la generación eléctrica (en el caso de la eólica, en especial, mucho viento, algunas exenciones arancelarias). Pero esas ventajas quedan compensadas por el riesgo de que las distribuidoras de electricidad no paguen la energía suministrada.

En párrafos anteriores expusimos que el Marco Regulatorio nació en el año 2001 con el Mercado Eléctrico. No es que la Ley ha cambiado de manera constante año tras año, sino todo lo contrario, éste no refleja la realidad del momento, cuenta con artículos que son violados por actores del sector eléctrico, mientras el ente regulador ni sanciona ni modifica los referidos artículos.

Concluyendo con la comparación de la normativa dominicana y las experiencias de algunos países de Latinoamérica una parte importante de los países analizados no han escapado de períodos de crisis de suministro durante los años posteriores a las reformas (Argentina, Chile, Brasil) debido, entre otros factores, a problemas en el diseño de sus marcos regulatorios e impactos macroeconómicos.

Dado el efecto que tienen los cortes de suministro sobre el bienestar de la población y la actividad económica, los cortes deben considerarse como un indicador relativo del éxito o fracaso de las reformas, evaluación que debe tener en cuenta no sólo los períodos de crisis sino también el número y duración de los cortes. De las experiencias revisadas destaca el caso del Perú, donde si bien se han enfrentado problemas, no ocurrió un período de crisis similar al experimentado por otros países vecinos.

Otro indicador de una reforma son los niveles de precios de los clientes finales, pues este será el resultado final de las medidas tomadas por el regulador ya que a través de este se materializa el bienestar social. El desempeño de la industria muestra que países como Chile y Centroamérica han incrementado las tarifas, en algunos casos por problemas de crisis de abastecimiento de gas natural y en general en el caso de Centroamérica y el Caribe el incremento de tarifas es debido a la dependencia del petróleo.

Se ha identificado que un aspecto importante que en principio determinó la evolución de la inversión privada en el sector eléctrico fue la percepción de bajo riesgo de la región latinoamericana por parte de los inversionistas. Sin embargo, las inversiones se han visto estancadas en algunos casos o se han dirigido a otros países en otros, a causa de la crisis generada en algunos mercados de electricidad como el de California, incrementaron la percepción de riesgo sobre el sector energético en las entidades financieras internacionales que habrían hecho más difícil el financiamiento de proyectos en países en vía de desarrollo. Esto ha llevado a que muchos países a establecer mecanismos adicionales que reduzcan las fuentes de riesgos sobre las inversiones en el sector haciendo más predecibles los flujos de caja de los inversionistas. Entre estos mecanismos se incluyen esquemas como las licitaciones de contratos de suministro que se vienen implementando en la región para atraer inversiones en el sector eléctrico y donde los precios salen de la competencia por los contratos, y de un mecanismo administrativo, y son estabilizados durante períodos mayores a cinco años.

En la región latinoamericana se ha hecho evidente el predominio del modelo de despacho centralizado. En este modelo, a través del operador del sistema, se determina el precio spot y el despacho óptimo del parque generador. El despacho se realiza en forma centralizada mediante

modelos computacionales manejados por el operador del sistema basándose, en casi todos los casos, en los costos variables de las centrales térmicas y en el valor del agua resultante de la optimización del uso de los embalses. En este sentido, del modelo se obtiene un precio spot el cual resulta del costo marginal de abastecimiento al sistema. Cabe señalar que mediante estos procedimientos se mantiene el control de uso de las reservas estratégicas de los embalses. [CBER08]

En buena parte de los países con reformas regulatorias se ha establecido la obligación a los distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de firmar contratos por la mayor parte o la totalidad de su demanda. Asimismo, en casi todos los países de la región con reformas regulatorias se ha considerado que el modelo regulatorio debe remunerar la capacidad de generación o la potencia. El caso más frecuente se ha visto cuando las remuneraciones a la capacidad se conceden a los generadores en proporción a su contribución al abastecimiento en las situaciones de sequía, las cuales son la principal causa de un mayor riesgo de falla en el suministro. Los montos unitarios de estas remuneraciones se determinan de forma administrativa. Por ejemplo, Chile y Perú, en dicho procedimiento administrativo se estiman la remuneración a la potencia por el costo fijo anual de una turbina de gas. Sin embargo, existen casos especiales, como el de Uruguay, donde las remuneraciones previstas a la capacidad de reserva resultan de licitaciones, y el de Brasil, donde no se prevén estas remuneraciones a la capacidad. [CBER08]

Los mecanismos de regulación empleados en los países latinoamericanos se han condicionado fuertemente por la importancia de la generación hidráulica. Como respuesta a la variabilidad y riesgos originados en los precios spot, asociados a la aleatoriedad hidráulica, en la mayor parte de los países se ha establecido la obligación de los distribuidores y grandes consumidores de contratar y se han definido remuneraciones a la potencia de los generadores que tienen instalada y disponible para el abastecimiento del sistema. El manejo de las reservas hidráulicas se realiza en forma centralizada y regulada. En sentido general podemos afirmar que con la regulación de la generación en los países latinoamericanos se ha otorgado mayor énfasis a buscar el equilibrio de la oferta y la demanda en el medio y largo plazo, más que a liberalizar los procesos de formación de precios en el corto plazo, como ha ocurrido en mercados competitivos de otras regiones.

En lo referente a la comercialización, de acuerdo con el CIER (2003), en América Latina no se han llegado a introducir agentes comercializadores con un alcance similar al de otras regiones. Sólo destaca el caso de Colombia, en donde se permite que los clientes regulados puedan elegir libremente el comercializador que los provea de energía, aunque, en esta transacción, el precio se encuentra regulado. En los demás países de la región de Latinoamérica se han establecido límites a la comercialización, los cuales varían entre un mínimo de 30 kW de potencia contratada para el caso de Argentina y un máximo de 2 y 3 MW para Chile y Brasil, respectivamente.

En general, en los países latinoamericanos se ha optado por conceder al cliente libre potencial el derecho a adquirir la energía al distribuidor a una tarifa regulada, con excepción de Chile y Perú, donde el cliente libre potencial debe necesariamente recurrir directamente al mercado. Asimismo, en los países latinoamericanos se ha variado significativamente la flexibilidad que se otorga al cliente libre potencial para que opte entre comprar al distribuidor a tarifa regulada o comprar en el mercado a tarifa no regulada. Aunque, cabe señalar que en varios países no se han establecido restricciones al consumidor en la elección de estas alternativas, el modelo de mercado propuesto por el gobierno de Brasil busca la posibilidad de elección entre estas dos alternativas considerando una anticipación de cinco años en la decisión.

4.4 Los contratos en los mercados eléctricos

El objetivo de que incluyamos en este trabajo un acápite sobre los contratos es la utilización de estos como una herramienta para enfrentar los riesgos. Y es que los contratos son un acuerdo entre dos o más partes, donde una de ellas se compromete a entregar un producto a otra parte siguiendo un conjunto de condiciones en las cuales las partes involucradas están de acuerdo. En lo referente al sector eléctrico dominicano, los contratos que existen son acuerdos bilaterales que se pueden llevar a cabo entre agentes del MEM y UNR. Estos contratos permiten establecer relaciones comerciales entre los distintos participantes del sector.

Con los contratos eléctricos los agentes generadores comprometen su producción, total o parcial, bajo ciertas condiciones que pueden ser a precio fijo, a precio indexado por el índice de precios al

consumidor de Estados Unidos (CPI), descuentos del precio del mercado spot, indexación combinada de combustible y CPI, entre otros.

Según Hunt, vendedor y comprador podrían, en teoría, acordar las condiciones de venta al momento de entrega sin necesidad de comprometerse por adelantado firmando un contrato, debido a que ninguna de las partes está obligada a firmar contratos, la utilización de contratos se debe a los beneficios que obtienen cada una de las partes. Estos beneficios pueden clasificarse en tres tipos. [JAAI01].

1. Ahorros en costos de transacción: con la firma de contratos se logra reducir los costos transaccionales tales como de negociar, ejecutar y obligar los pagos que surgirían si las compras se negociaran cada vez que un consumidor deseara retirar energía de la red. Cuando firmamos un contrato estamos estandarizando las condiciones sobre las cuales se llevará a cabo el mismo, con lo cual también se logra reducir costos transaccionales. De acuerdo a Hunt

“la estandarización es mutuamente beneficiosa cuando los costos de estandarizar los términos son menores al costo de negociar condiciones diferentes para cada transacción individual”

2. Trasferencia de riesgo: definimos en párrafos anteriores que una de las decisiones que nos lleva el análisis de riesgo es cómo manejarlo pues, los contratos son utilizados como un mecanismo que permite manejar escenarios riesgosos. A pesar de que las organizaciones deben enfrentar diferentes clases de riesgos, uno de ellos que reviste de gran importancia es el de mercado, el cual se define como aquella que está asociado a la empresa que no es diversificable mediante la creación de portafolios de inversión. Este tipo de riesgo ilustra las variaciones en los retornos debido a contingencias que afectan al mercado en sí, y que no pueden ser evitadas por la empresa al diversificar sus inversiones en otras firmas, ya que todas se ven afectadas por igual.

La firma de contratos permite transferir el riesgo de mercado a un tercero siempre y cuando en esta operación exista un beneficio, el cual puede producirse cuando el tercero esté dispuesto a cargar con el riesgo o cuando el tercero tiene mayor control sobre la fuente de riesgo, lo cual es conocido como transferencia de riesgo y diversificación de riesgo.

3. Provisión de Incentivos: a diferencia del caso anterior donde la incertidumbre afecta a ambas partes involucradas en la transacción, las asimetrías de información se traducen en incerteza para una de las partes (el principal), lo que puede provocar que la parte que posee mayor información sobre la fuente de riesgo (el agente) pueda sacar provecho de la asimetría.

La utilización de contratos permite asegurar al principal que el comportamiento del agente será eficiente especificando los incentivos para que el agente se comporte de la manera deseada, manejando los riesgos de manera eficiente de modo de obtener un resultado satisfactorio para el principal. [JAAI01].

4.4.1 Clasificación de los contratos

Los contratos se pueden clasificar dependiendo del tiempo, las condiciones y el método de entrega.

Dependiendo del tiempo de entrega, si esta es inmediata y el precio cobrado por el activo corresponde al precio de mercado que el referido activo tenía en el momento que se efectuó la transacción estamos hablando de transacciones spot. Ahora bien, si se fijan las condiciones (fecha, cantidad y precio del producto) en las cuales se realizara la entrega del producto en un tiempo determinado entonces nos estamos refiriendo a contratos forwards y futuros.

Los contratos spot, forwards y futuros son acuerdos que comprometen la entrega (retiro) de una cantidad determinada de producto en un lugar y tiempo determinado. Las opciones son contratos que entregan a su poseedor el derecho, pero no la obligación, de hacer efectiva la entrega bajo las condiciones especificadas en el mismo. [JAAI01]

Un contrato convencional especifica la entrega física del producto, en el lugar y momento determinado en el contrato, por parte del vendedor, a cambio de una cantidad de dinero. Existe también la posibilidad de que no se entregue una cantidad física del producto y crear un contrato en que se entregue el valor neto del producto en el momento de entrega, en este caso estamos hablando de contratos financieros.

En el Mercado Eléctrico Dominicano a través de los contratos los agentes buscan, por un lado el vendedor una garantía de pago, contar con flujos de efectivo para manejar sus operaciones ya que en el mercado spot los agentes que resultan deudores, específicamente las empresas distribuidoras, se atrasan en mas de tres meses para hacer efectivo los pagos, mientras que el agente comprador busca un beneficio en precio, el cual se establece por debajo al mercado spot.

A diferencia de la teoría contractual, donde se utilizan los contratos como herramienta de mitigación de riesgos ya que el objetivo principal que se persigue es tener una garantía del suministro, para tener este privilegio entonces el precio debería ser mayor al mercado spot, en Dominicana ocurre todo lo contrario, el objetivo final de la firma de un contrato entre agentes es tener precios inferiores al mercado spot por un lado y contar con recursos financieros por el otro.

¿Qué sucede si el agente vendedor no tiene la disponibilidad para vender al agente comprador? Pues simplemente el agente vendedor debe ir al mercado spot a comprar la disponibilidad que se comprometió a suministrar al agente comprador.

4.4.2 Instrumentos derivados

Para gestionar los niveles de riesgos existen diversas formas, siendo una de esta la selección cuidadosa de proyectos de inversión, sin embargo, puede existir la probabilidad de comprar o vender riesgos a otros agentes económicos. La manera de hacerlo es a través del uso de derivados. Un activo derivado es un instrumento financiero cuyo valor está dado por el valor de un activo subyacente. Un derivado puede ser interpretado como una apuesta sobre el precio de un determinado bien (el subyacente) en algún momento o momentos del futuro. En los mercados derivados se realizan operaciones que no necesariamente conllevan al movimiento físico de mercancías, a pesar de que las operaciones se refieren a una determinada mercancía que se denomina la subyacente. Desde el punto de vista regulatorio, una de las condiciones para que un mercado en competencia perfecta lleve a un máximo de bienestar social es la existencia de un conjunto completo de derivados para cada bien económico. Aunque esta condición es imposible, en rigor, de alcanzar nunca, en general la existencia de mercados de derivados líquidos es una condición necesaria para el adecuado funcionamiento del sistema. [JBRL10]

Un derivado es un acuerdo entre dos partes con diferentes expectativas con relación al comportamiento futuro que tendrá el mercado. Los más comunes son los forwards, futuros y opciones.

Generalmente los mercados derivados son mercados donde existen intermediarios que contactan a vendedores y compradores, en la mayoría de los países donde están establecidos están regulados y cuenta con un mercado primario donde se emiten los títulos mientras que se negocian en un mercado secundario.

Este tipo de mercado es habitualmente clasificado en mercados organizados y mercados hecho a la medida (Over the Counter). Las principales características de cada uno la presentamos en la siguiente tabla.

Tabla No.7
Características mercados derivados [RMMF96]

	ORGANIZADOS	OVER THE COUNTER (OTC)
Lugar	Existencia de un lugar determinado y único para realizar las operaciones.	No existe un lugar único
Normativa	Cuenta con reglas específicas.	No tiene reglamentaciones, ni normas específicas sino que se ajusta a la voluntad y acuerdo entre las partes
Contraparte	Cámara de Compensación	La otra parte participante
Contratos	Estándares, reglamentados, con cantidades, calidades y plazos establecidos	Acuerdos hechos a la medidas de las partes
Exigencias a los participantes	Cumplir ciertas condiciones, aunque no se exige un rating, la garantía es la Cámara de Compensación	Someterse a la legislación del país y su rating es decisivo, las partes se auto-garantizan
Operaciones del mercado	Futuros, opciones	Forward o a plazo, swap, cap, collar, floor

El objetivo principal de los mercados derivados es la cobertura del riesgo o la especulación, y las operaciones se liquidan obteniendo beneficios o pérdida de dinero. Normalmente el comercio con el subyacente se lleva a cabo al contado, usándose el derivado para cubrirse de la variación de los precios o para especular.

Las condiciones para establecer un mercado derivado son, en sentido general, las siguientes:

- Que exista volatilidad en los precios. Cuando los precios varían constantemente es necesario contar con una cobertura o la posibilidad de especular.
- Que exista una estructura competitiva en el mercado al contado, es decir que hayan oferentes y demandantes que realicen intercambio de un producto, es decir que exista un mercado.
- Que exista homogeneidad en la materia prima, de forma tal que permita que se realicen contratos estandarizados que puedan ser negociados en mercados organizados.

Las aplicaciones más usadas en los activos derivados son la cobertura (hedging) utilizados para reducir su exposición al riesgo, de forma tal que se pueda asegurar el ingreso de la firma ante cambios de precio del activo que producen; especulación utilizado para aumentar su exposición al riesgo tomando una apuesta clara acerca de lo que ocurrirá a futuro, esperando de esta forma obtener grandes utilidades; modificación de perfil de riesgo, donde las organizaciones buscan cambiar las condiciones en que gana y pierde.

Los **forwards** son acuerdos que se firman entre dos partes donde existe el compromiso de compra y venta de un bien o producto, el cual tiene una fecha de término. La principal característica de este tipo de contrato es el pago se realiza al momento de la entrega del activo.

Este tipo de contratos tiene la ventaja de que fija el precio del activo subyacente. Por ejemplo, supóngase que un comprador posee una función ganancia de $A-B$, donde B es el precio spot, entonces siempre que el spot sea mayor el comprador estará ganando ya que estaría comprando

por contrato a un precio inferior al spot, de lo contrario, si el spot es menor entonces el vendedor sería el que estaría ganando con este tipo de contratos.

Los contratos a **futuro** son acuerdos que se firman entre dos partes, similares a los forwards. Estos generalmente son transados en un mercado organizado lo que da facilidad a la negociación de los mismos y la entrada de inversionistas externos al negocio eléctrico.

Tanto los contratos a futuro como los forward son acuerdos para fijar el precio por adelantado, no obstante, existen cuatro características que diferencian un contrato de otro [JAAI01]

1. En los contratos a futuro las pérdidas o ganancias diarias producto de cambios en el precio del futuro son asumidas por las partes mediante el procedimiento de “ajustes al mercado”.
2. En los acuerdos a futuro se exige un depósito de un monto inicial para asegurar que ambas partes respetaran el contrato.
3. Los contratos a futuros son estandarizados y se transan en bolsas organizadas, las cuales son las responsables de asumir la contraparte de cada transacción, con lo cual se elimina el riesgo de no pago.
4. Los compromisos a futuro no establecen una fecha específica de entrega física del activo.

Lo que los agentes persiguen al momento de realizar acuerdos a futuros y forwards es eliminar el riesgo de contraparte (riesgo de no pago por una de las partes) que presentan los contratos forwards. El incorporar un ajuste diario al mercado de los contratos posibilita que las pérdidas o ganancias sean transferidas a las partes de forma inmediata lo que permite que el contrato sea cerrado en cualquier momento sin generar pérdida a alguna de las partes. La exigencia de un depósito de garantía se hace con la finalidad de restringir la entrada al mercado a agentes que no posean la capacidad de crédito suficiente como para asegurar que cumplirán con sus obligaciones.

El estandarizar los contratos futuros y la negociación de estos en un mercado organizado tiene por objetivo facilitar el aumento de liquidez de los contratos, lo que motiva la entrada de inversionistas ajenos al negocio eléctrico, cuyas motivaciones para utilizar estos contratos sean fines especulativos o de diversificación del riesgo de sus inversiones.

4.5 Los mercados a futuro energéticos

El principal producto del que se ha desarrollado un fuerte mercado de futuro es el petróleo y sus derivados, sea este en su estado crudo o bruto. Este es cotizado en importantes bolsas como son, New York Mercantile Exchange (Nymex) en Nueva York e International Petroleum Exchange (IPE) en Londres.

La fuerte regulación existente en los mercados energéticos en todos los países - mercados domésticos de gasolinas, de gas y de electricidad-, ha hecho que el desarrollo de mercados derivados de estos productos se haya ralentizado y que incluso cuando se han lanzado no hayan tenido mucho éxito por fallar la amplitud del mercado de contado. La progresiva desregulación de estos mercados ha fomentado el surgimiento de nuevos contratos derivados, y entre ellos los de futuros, para productos derivados del petróleo -gasolina, fuel doméstico-, para el reciente mercado de gas natural, y por último para la electricidad. Esto revela la creciente preocupación existente por la gestión de riesgos de energía por parte de las empresas. [RMMF96].

Los mercados de futuros energéticos -especialmente petróleo y sus productos derivados, gas natural y ahora electricidad- están adquiriendo liquidez y plazos suficientemente largos, que permiten estrategias de coberturas cada vez mejores. Tanto productores como consumidores son cada vez más conscientes de la elevada volatilidad de los precios energéticos, superior a la de los precios de los productos financieros, lo que les obliga a buscar nuevos instrumentos de cobertura para protegerse de los efectos que la misma acarrea sobre sus balances. El resultado es que la gestión del riesgo de los precios energéticos ha dejado de ser una preocupación de los departamentos de compras o ventas de combustible, para ser asumidos por el conjunto de la empresa y en concreto por los departamentos financieros.

4.6 Propuesta de mitigación de los riesgos a través de contratos

La época donde el precio de los combustibles se mantenía constante terminó, ya no más precios fijos, ahora los combustibles tienen precios volátiles, componente que afecta directamente sobre el precio de la electricidad. Esta volatilidad ha generado la necesidad de implementar métodos de coberturas de riesgos para el mercado eléctrico.

Las estrategias de cobertura del riesgo energético son las mismas que se emplean para otras materias primas. El objetivo principal a lograr es llegar a transformar un precio variable en un precio fijo. En sentido general con los instrumentos de cobertura lo que se quiere es disminuir la variabilidad del precio del subyacente en cuestión y así, reducir la variabilidad de los resultados de la empresa.

Habitualmente las empresas acuden a la realización de contratos bilaterales a largo plazo como mecanismo para mitigar los riesgos del mercado, específicamente de la volatilidad de los precios y entrega de mercancía. Estos pueden tener un precio fijo o variable. En el caso de la electricidad, la referencia es el precio del mercado mayorista. Estos contratos bilaterales pueden conllevar la entrega física o no. En el primer caso, son un mercado paralelo al spot o bolsa de electricidad. En el segundo caso, actúan exclusivamente como contratos financieros de cobertura y lo lógico es que contengan un precio fijo.

Una estrategia propuesta para mitigar los riesgo es cubrirse con contratos de futuros que, como planteamos en párrafos anteriores, no es más que anticiparse hoy con futuros a la operación que se va a hacer más adelante con el producto físico o subyacente si las expectativas son que se continuara con una tendencia desfavorable para el agente que se cubre.

Para la cobertura hay que tomar en cuenta varios aspectos importantes, a saber:

Cuál es la situación del agente en el mercado de contado, si realmente cuenta con la disponibilidad de la mercancía para su venta posterior -posición larga de contado- o si por el

contrario es comprador de esa mercancía -posición corta de contado- y las expectativas que el agente tiene sobre la tendencia de los precios, si el mercado va a la baja o al alza.

Para mitigar el riesgo hay que tener en consideración, entre otras cosas, los riesgos siguientes:

Si existen inventarios de productos básicos, como un stock de gas natural o de crudo, que no ha sido aún comprometido para su venta futura, se corre el riesgo de una disminución en los precios.

La existencia de inventarios de productos en curso o parcialmente manufacturados, como pueden ser derivados del petróleo en proceso o finalmente producidos, cuyo riesgo es igual que antes una caída de los precios, y para los cuales puede ocurrir que no existan contratos de futuros con idéntico subyacente.

Una producción anticipada o esperada cuya venta aún no ha sido contratada. Una disminución de los precios puede situarlos por debajo del costo de producción haciendo que la empresa obtenga pérdidas de dicha producción. Es el caso de cualquier productor energético, por ejemplo de electricidad.

Los acuerdos de compra futura a un precio ya fijado están igualmente sujetos al riesgo de que el precio decaiga.

Los acuerdos de venta futura a un precio preestablecido están sometidos al riesgo de que el precio suba.

De estos riesgos que pueden ocurrir en el mercado de contado susceptibles de ser cubiertos con futuros, es obvio que los cuatro primeros serán compensados vendiendo a futuros mientras que el último lo será comprando a futuros. En el caso concreto de la electricidad, no tienen lugar los dos primeros por su imposibilidad de almacenamiento, pero sí se pueden producir con las existencias de combustibles que el productor de electricidad tenga almacenadas o compradas para utilizar en su proceso de producción.

Así pues, el comprador de la energía se anticipa y compra futuros si piensa que el mercado va al alza, tomando una posición larga en el mercado de futuros. El vendedor de energía venderá

futuros si piensa que el mercado va a la baja, tomando así una posición corta en futuros. La cobertura con futuros consiste por tanto en una compra o venta que sustituye anticipadamente a la de contado. [RMMF96]

Los contratos de futuros y opciones en mercados derivados organizados constituyen otra herramienta al alcance de quienes quieran cubrirse de los precios energéticos, sin embargo, existe un riesgo que es del que estaremos exponiendo más adelante, nos referimos al regulatorio, que es una de las causas que no permite que el modelo de mercado avance en nuestro país.

4.6.1 Los contratos de red

Son contratos de capacidad firme de red que permiten a los agentes del mercado cubrirse del riesgo económico, pérdida de ingresos de un generador que es retirado del despacho, volatilidad en el precio del mercado nodal o zonal, imposibilidad física de ejecutar una transacción, que suponen las congestiones. Hay diversas variantes de estos contratos: físicos vs. financieros, asociados a líneas o corredores vs. nudo a nudo. Debe evitarse que la asignación de estos contratos pueda crear o agravar situaciones de poder de mercado como, por ejemplo, si se adjudicase a un solo agente el derecho físico sobre la mayor parte de la capacidad de una interconexión.

4.7 Condiciones para la creación de un mercado derivado de electricidad en República Dominicana.

La energía se ha convertido en una mercancía que adquiere las características que le permiten ser negociada en un mercado derivado. En párrafos anteriores explicábamos que para que esto fuera posible era necesario que se cumplieran tres condiciones: ser homogénea, tener mercados competitivos y volatilidad en los precios.

Si desglosamos algo más los tres requisitos antes mencionados, como lo hace el mercado energético de Nueva York, podemos decir que para que sea factible un mercado derivado, han de darse las siguientes condiciones:

1. Importancia comercial del subyacente
2. Uniformidad y estandarización del producto
3. Gran número de compradores y vendedores
4. Existencia de un mercado referenciado por el precio: necesidad de transparencia de precios y de gestión de riesgos
5. Existencia de un mercado físico al contado eficiente
6. Facilidad de entrega del producto subyacente

En el caso de la electricidad, no hay duda de la importancia del volumen económico de sus transacciones ni de la homogeneidad o estandarización de la mercancía, una vez definidos ciertos parámetros como la tensión, frecuencia y punto de entrega. De hecho, la perfecta homogeneidad de la electricidad elimina el riesgo de base por este concepto, presente en la mayoría de las materias primas. Esto anula la ventaja que los mercados a plazo ofrecen frente a los mercados de futuros, al realizarse las operaciones en aquéllos sobre una mercancía de las características particulares de las que el agente contrata en el mercado al contado. [RMMF96]

El requisito de almacenabilidad, que es el que normalmente se ha impuesto a los mercados derivados de materias primas, se ha sustituido por la facilidad de entrega. Pero la finalidad no es la almacenabilidad en sí sino la posibilidad de entrega futura. En el caso de la electricidad, la primera no es posible pero la segunda sí, siempre que exista capacidad instalada suficiente. Con ésta, la entrega futura sólo requerirá la puesta en funcionamiento de las centrales en el momento del consumo trasladando la condición de almacenabilidad a los combustibles empleados por dichas centrales. Luego el elemento crítico, que se deriva precisamente de la no almacenabilidad, es la capacidad instalada. Una potencia instalada muy próxima a la demanda máxima, puede poner en riesgo la seguridad del suministro, y esto dificultará el funcionamiento del mercado de futuros.

Por tanto, podemos decir que las condiciones primera, segunda y sexta, derivadas de las características intrínsecas y técnicas del subyacente se cumplen para el establecimiento de un mercado a futuro en el país.

El tercer requisito referente a la composición de la oferta y la demanda, con una multiplicidad de compradores y vendedores. En el caso de la demanda, es un problema de tiempo. Para el caso dominicano faltaría que la demanda gozara de la capacidad de elección. En cuanto a la oferta, el problema parecería estar solucionado ya que solo faltaría enfrentar las debilidades regulatorias.

Los requisitos cuarto y quinto, vienen dados por las condiciones de funcionamiento del mercado al contado. La pluralidad de agentes en ambos lados del mercado; el funcionamiento eficiente y en condiciones de competencia de éste, asegurando un precio transparente que sea de verdad el motor de las decisiones económicas, son consecuencia del grado de competencia real del mercado al contado. Es aquí donde claramente el mercado derivado lleva su evolución pareja y unida al mercado al contado. Para el caso dominicano habría que fortalecer el mercado de contado así como trabajar en lo referente a la transparencia de los costos y la valoración de los riesgos desde el punto de vista de la normativa para que el mercado de derivados pueda funcionar.

Otro de los requisitos que no puede faltar al momento de instaurar un mercado derivado es la existencia de un grado elevado de volatilidad de los precios que haga necesario un mecanismo de gestión de riesgos. Cualquier estudio de viabilidad de un mercado derivado ha de contener un análisis de la volatilidad de los precios al contado. Es evidente que el grado de variabilidad de los precios de la electricidad es muy elevado, y tiene variaciones bruscas en períodos horarios, diarios, semanales y estacionales.

La principal condición para la creación de los mercados derivados y específicamente de los mercados a futuros es que estos deberán estar contenidos en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad. Si bien en el país existe una bolsa en donde este tipo de instrumentos puede ser transados, no menos cierto es que existe un vacío en la normativa con relación a este tipo de comercio.

El Reglamento deberá considerar los aspectos generales de este tipo de negociación, tomando en consideración el impacto que estos pudieran ocasionar en el Sistema. Deberá establecer, entre otros, los principales temas en materia de regulación:

- El agente responsable de los cargos por el peaje de transmisión, de ejecutarse la entrega.
- Tiempo de vigencia del acuerdo.
- Lugar de entrega del producto, si se llegara ejecutar el contrato.
- Cantidad física acordada.
- Producto que se comercializa.
- Proceso de registro contable, ya que la tarifa es regulada y esta transacción puede impactar la misma, por ejemplo, si la distribuidora registra los costos de la transacción como parte del costo a reconocer por la SIE en la tarifa.
- Regulación energías renovables, en el sentido de que las empresas distribuidoras se vean obligadas a comprar una cantidad determinada de este tipo de tecnología.

Los mercados a futuro ayudan a estabilizar los precios del mercado al contado y proporcionan a los agentes una forma eficaz de gestionar sus riesgos. Aunque no cabe duda que los mercados derivados, en cuanto que también son instrumentos de especulación, pueden acarrear efectos negativos, introduciendo en vez de eliminando volatilidad en sus mercados al contado.

De establecerse un mercado de derivados en República Dominicana lo ideal sería que el mismo sea gestionado por el operador del mercado spot, así se aprovecharía la economía de escala existente en la gestión de los mercados de contado.

El producto a negociar en el contrato a futuro tendrá como subyacente la energía eléctrica negociada en el MEM, donde sería un único contrato y un único producto, de preferencia con una misma cantidad de energía, así se aprovecharía una de las características del mercado derivado que es la facilidad, profundidad y amplitud que conlleva la estandarización.

Es deseable la creación de un mercado derivado de electricidad en República Dominicana que puede estar organizado de futuros y opciones como una manera de gestionar los riesgos. Para que este funcione es necesario que el mercado spot funcione de manera eficiente, transparente, que el precio sea producto de las fuerzas del mercado, que el grado de volatilidad haga necesario disponer de mecanismos para gestionar los riesgos. Para determinar la viabilidad del mismo es recomendable realizar los estudios pertinentes que concluyan si efectivamente estos pueden ser

parte del mercado eléctrico dominicano para gestionar los riesgos y el impacto que los mismos tendrían en la normativa.

4.8 Consideraciones finales

Luego de planteado los objetivos del capítulo iniciamos con una definición personal de lo que consideramos que es el riesgo que no es más que identificar aquellas acciones que pudieran salir mal durante el proceso operativo de cualquier actividad, impactando en los objetivos de la organización.

Los riesgos deben ser claramente identificados, analizados, medidos y evaluados antes de iniciar la operación del negocio con la finalidad de decidir si serán aceptados, mitigados o compartidos.

Las empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad, están sometidas a factores de riesgo comunes en general: de mercado, de crédito, operacionales, reputacionales, regulatorios, entre otros.

De estos riesgos el más relevante para nosotros y que se ha puesto más énfasis en este trabajo es el riesgo regulatorio, el cual puede ser definido como al cambio de la reglas del juego, leyes, normas, etc., a la cual están sometidas las empresas.

El proceso de evaluación de un riesgo consiste en identificarlo para luego analizarlo y valorar el impacto que este tendría en el logro de los objetivos con la finalidad de elaborar una propuesta apropiada para afrontarlo. La práctica más común que se utiliza para evaluarlo es la valoración y administración de riesgos. La valoración y administración de los riesgos puede ser definida como el componente que permite a las personas tomar decisiones oportunas para lidiar con situaciones que puedan limitar o impedir el logro de los objetivos propuestos.

La identificación de los riesgos es el primer paso para valorar su gravedad, tomar medidas para mitigarlos y asignar responsabilidades para la gestión de los mismos. Una vez identificados los riesgos el proceso siguiente es evaluarlos determinando si existen controles para los riesgos identificados, valorar la probabilidad y el impacto de estos, establecer el nivel de tolerancia, es decir, hasta qué nivel se estaría dispuesto a asumir un riesgo considerado de media o alta

gravedad. Se debe priorizar por niveles de importancia aquellos riesgos considerados que puedan impactar de una manera más directa al logro de los objetivos.

En lo referente a los riesgos del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, el riesgo que estaba concentrado en el Estado ahora está distribuido entre los diferentes agentes del sector.

Dentro de los principales riesgos a los cuales está sometida la empresa eléctrica dominicana están el cumplimiento e incertidumbre regulatoria, cambio de los precios de los combustibles, injerencia política en el sector, no reconocimiento de los costos incurridos y atrasos en los montos facturados.

De igual forma, el MEM está expuesto a riesgo político. El riesgo político puede definirse como la probabilidad de que un evento político o adopción de políticas Estatales modifiquen las condiciones en que un negocio ha sido establecido y por consiguiente cambien sus perspectivas sobre ganancias y actividades futuras.

Un evento político puede ocurrir por la condición de inestabilidad del gobierno o régimen político causada por problemas socioeconómicos (pobreza, desempleo, recesión industrial, altos niveles de inflación, etc.) y políticos (lucha entre los partidos políticos, intentos de golpe de Estado).

Otro de los riesgos que el MEM debe afrontar es el que proviene de la posibilidad que las autoridades afecten precios, cantidades o servicios, de modo que se altere la rentabilidad de la empresa, se pongan controles directos sobre la rentabilidad o cambien las reglas que gobiernan precios o beneficios de un monopolio natural o su aplicación. Tanto los inversores que se dedican a la promoción de infraestructuras energéticas como aquellas entidades financieras que prestan el capital necesario, ven expuestas sus inversiones y préstamos, y por tanto su rentabilidad, a lo que se ha denominado riesgo regulatorio.

Los riesgos regulatorios en el sector eléctrico dominicano exponen al negocio a cambios en las normativas legales que afectan al MEM. Dentro de las principales variables reguladas que incrementan el riesgo están los cargos por peajes de transmisión, la fijación de los precios de

venta a distribuidoras, el cálculo de las tarifas a consumidores finales y las sanciones que pueden aplicar los organismos fiscalizadores.

En diferentes países de Latinoamérica han tenido que enfrentar el riesgo de diferentes maneras y se han visto en la necesidad de emplear diferentes mecanismos para mitigarlo.

Tal es el caso de Argentina, por ejemplo, que de la reforma realizada al sector energético entendió que no deben ser congelados los precios de la tarifa eléctrica debido a que ésta acción ocasiona principalmente que la demanda no reciba suficientes señales de escasez de oferta (si las hubiera) y crezca permanentemente en todos los niveles.

En el caso de Chile cuando en el 2003 se vio afectada por una escasez de gas natural. El sector eléctrico atravesó por una crisis producto de la rigidez de su sistema de precios y de contratos a los usuarios finales ya que no se permite el ajuste de los precios ante eventos imprevistos como una escasez de insumos. Consecuencia de esto el riesgo de abastecimiento de los insumos no puede ser distribuido claramente. La principal lección aprendida de esta reforma es que es importante permitir el ajuste de tarifas con el objetivo de enviar las señales de escasez al mercado, no depender de la magnitud significativa del suministro externo de un combustible y diversificar la matriz energética considerando generadoras que usen tanto gas natural y diesel que permita atender la demanda cuando exista escasez de gas.

Brasil sin embargo para solucionar los problemas de inversión por los que atravesaba optó por crear las condiciones adecuadas para la inversión en el sector considerando las siguientes acciones: a) realizar un monitoreo permanente de las inversiones y de la demanda; b) no generar demasiada incertidumbre sobre la evolución futura del marco regulatorio; c) mantener una política macroeconómica estable, y d) evitar en lo posible el congelamiento de tarifas.

En este capítulo que acabamos de concluir también planteamos la factibilidad de los contratos como mecanismo de mitigación de riesgos. Con los contratos eléctricos los agentes generadores comprometen su producción, total o parcial, bajo ciertas condiciones que pueden ser a precio fijo,

a precio indexado por el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI), descuentos del precio del mercado spot, indexación combinada de combustible y CPI, entre otros.

Identificamos que con los contratos los agentes obtienen diferentes beneficios como son ahorros en los costos de transacciones, en cierta medida se realiza una transferencia de los riesgos y generan incentivos entre los agentes.

Existen diferentes tipos de contratos, spot, a futuro, forwards, estos se caracterizan porque comprometen una entrega física mientras que las opciones, que son otro mecanismo de contratos, se compromete el derecho a la entrega física pero no es una obligación.

En el caso dominicano los tipos de contratos bilaterales que existen tienen como objetivo fundamental una garantía de pagos para reducir la incertidumbre de no contar con unos flujos de cajas sostenibles.

La teoría contractual, donde se utilizan los contratos como herramienta de mitigación de riesgos ya que el objetivo principal que se persigue es tener una garantía del suministro, establece que el precio debería ser mayor al mercado spot, en dominicana ocurre todo lo contrario, el objetivo final de la firma de un contrato entre agentes es tener precios inferiores al mercado spot por un lado y contar con recursos financieros por el otro.

Tanto los forwards, futuros y opciones son considerados instrumentos derivados. Un derivado es un acuerdo entre dos partes con diferentes expectativas con relación al comportamiento futuro que tendrá el mercado. El objetivo principal de los mercados derivados es la cobertura del riesgo o la especulación, y las operaciones se liquidan obteniendo beneficios o pérdida de dinero.

Las estrategias de cobertura del riesgo energético son las mismas que se emplean para otras materias primas. El objetivo principal a lograr es llegar a transformar un precio variable en un precio fijo. En sentido general con los instrumentos de cobertura lo que se quiere es disminuir la variabilidad del precio del subyacente en cuestión y así, reducir la variabilidad de los resultados de la empresa.

En el país, para el establecimiento de un mercado de derivado deben darse ciertas condiciones entre las que destacan la uniformidad y estandarización del producto, existencia de un mercado físico eficiente, facilidad de entrega del producto subyacente, que exista un gran número de compradores y vendedores.

5. Impacto de los Riesgos en la Normativa Dominicana

A través de los diferentes capítulos hemos establecido el funcionamiento de mercado eléctrico dominicano y los riesgos en sentido general que pudieran impactar en el mismo. Hemos identificado una serie de riesgos que pueden afectar cualquier tipo de actividad comercial, sin embargo en los párrafos siguientes nos centraremos en analizar el impacto de los riesgos en la normativa dominicana, específicamente el riesgo regulatorio.

En nuestro análisis estableceremos cómo la intervención del regulador orientado a la no aplicación de las normas y las reglas puede desembocar en un sistema más caro para el país. Expondremos las implicaciones, ventajas y desventajas que ya sea por falta de Regulación o exceso de esta no han permitido que el modelo de mercado funcione en la República Dominicana de una manera más eficiente. En definitiva, el marco regulatorio influye para determinar la inversión privada en el sector eléctrico, particularmente en el sector generación.

5.1 Análisis de los riesgos desde la perspectiva de la normativa dominicana.

El sistema regulatorio dominicano puede ser calificado como inseguro porque algunas normas en ocasiones no se cumplen y porque la regulación no ha podido ser adecuada a los tiempos actuales. Al parecer, las señales que se han estado enviando no han sido las correctas puesto que desde el proceso de la capitalización, luego de haberse introducido los megavatios producto del proceso, no se ha adicionado un solo kilovatio privado de energía, solo la empresa EGEHAINA puso en operación el pasado año unos 33 megavatios de generadores eólicos. Por otro lado, el regulador no es un ente independiente de las políticas o intereses públicos, ya que no ejerce su función esencial de la fijación de tarifas o de la aprobación de la metodología para su establecimiento.

Toda normativa debe tratar de enviar las señales adecuadas que permitan la recuperación de la inversión pero sin que ello vaya en detrimento de los que utilizan un producto o servicio, en otras palabras, brindar garantía de conseguir el beneficio social neto, donde tanto productores como

consumidores ganan de una actividad comercial. La normativa debe corregir los fallos y externalidades del mercado, captura del regulador, asimetría de la información y monopolios.

Por la existencia de diversos objetivos que se persiguen en el sector eléctrico la regulación del mismo resulta un tanto complejo, ya que ésta debe velar porque se cumpla la garantía del suministro, eficiencia económica, retribución suficiente de las actividades del sector, entre otras; todo ello sin dejar de lado la competitividad.

Otra de las razones por las que el sistema regulatorio dominicano puede ser percibido como inseguro es porque ante ciertas situaciones el regulador ha tomado decisiones que no van encaminadas a la solución del problema sino a inconvenientes coyunturales, de forma aislada y medidas cortoplacistas, en lugar de resolver de forma sistemática y teniendo en cuenta todos los impactos que dichas medidas tendrán sobre los agentes que operan en el sector eléctrico.

El buen funcionamiento de cualquier mercado debe contar con un regulador independiente de forma que los inversores confíen en las empresas que desarrollan su actividad en el sector eléctrico del país. A partir de ese punto es que se empieza a mitigar el riesgo que pueda existir en cualquier tipo de regulación.

El sector eléctrico es estratégico y pilar para la economía dominicana, por lo que debe contar con una regulación que dé confianza a los inversores. Una regulación estable no debe ser interpretada como una regulación estática, sino que debe ser capaz de adaptarse a la evolución de los retos que el sector presenta en la cotidianidad de los días, con esto no nos estamos refiriendo a que anualmente se debe cambiar la regulación, sino que cada cierto tiempo deberá realizarse una revisión para verificar la adecuación de la misma a los tiempos. Toda regulación debe ser entendida como un proceso bien elaborado y definido, transparente para todas las actividades del sector eléctrico, donde se establezcan claramente las responsabilidades de las distintas instituciones que forman el sector sin generar ningún tipo de contradicción entre ellos, debe ser entendida como un compromiso de que la normativa será aplicada y una cierta predictibilidad de cuál sería la reacción del regulador ante los cambios del entorno. Un inversor debe percibir seguridad y sostenibilidad de las normas que regulan el sector, debe ver la transparencia que

existe en éste, que se aplica en igualdad de condiciones y que se reciben las sanciones cuando se falta a la norma. Si al momento de tomar la decisión de invertir estos aspectos no quedan esclarecidos entonces el sector será percibido con un alto riesgo regulatorio lo cual encarecería aun más la inversión, si a pesar de todo decidiera realizarla. Encarecería la inversión puesto que al momento de realizar el análisis de los riesgos en el sector eléctrico dominicano se deberá considerar un monto económico adicional para mitigarlo, por ejemplo la contratación de una firma para las cuentas incobrables. Si el mercado funcionara adecuadamente y los pagos se efectuaran en el tiempo indicado no fuera necesario contar con esta estrategia para la recuperación de las cuentas.

El no cumplimiento de la norma lleva a los integrantes del mercado a realizar sus escenarios para cubrirse por situaciones que pudieran pasar fuera de la norma, conllevando a destinar recursos adicionales para permanecer o entrar al mercado eléctrico dominicano, esto ciertamente encarece aun más el sistema puesto que, los valores económicos que se emplearan para tratar de mitigar el riesgo formaran parte de los costos de las organizaciones, encareciendo así aun más el kilovatio-hora que reciben los consumidores finales.

Entre las medidas regulatorias que entendemos encarecen el sistema eléctrico podemos mencionar las siguientes:

1. Reliquidación anual de la potencia.
2. Metodología de pago de los servicios complementarios.
3. Concesión por área al negocio de comercialización.
4. Mecanismo de retribución a los consumidores.

Entre las medidas necesarias a tomar para la solución del problema podemos citar las siguientes:

1. Se requiere una permanente identificación de potenciales fuentes de energía con el fin de mantener diversificada la matriz energética del país en el marco de una política energética.

2. Se requiere un marco legal estable y transparente que posibilite el desarrollo de inversiones. En este marco legal es necesario incluir la definición de las funciones de las diferentes entidades del sector, los procedimientos de aprobación de las tarifas y los mecanismos de resolución de conflictos. Con ello, se podrá definir con claridad los retornos para la inversión en los diversos segmentos regulados de la industria, minimizar los riesgos de los potenciales participantes y, consecuentemente, atraer inversiones.
3. Es necesario contar con un organismo encargado de velar por las condiciones de competencia del mercado, y, por otro lado, el fortalecimiento de los organismos reguladores buscando que tengan suficientes atribuciones para realizar ajustes al mercado con el fin de promover el desarrollo eficiente del sector. Se requiere regular la seguridad y calidad del servicio, y definir las obligaciones y responsabilidades de los participantes del sistema eléctrico en esta materia. Se requiere crear condiciones para una mayor transparencia en los mercados regulados y mecanismos de auto regulación por parte de las empresas del sector.
4. Buscar mecanismos que permitan transmitir señales de escasez de energía a los usuarios (sensibilizar cada vez más la demanda a los precios) a fin de evitar que problemas de oferta terminen desencadenando crisis de suministro.

El costo que paga el Estado por mantener las tarifas invariables es el monto que aporta como subsidio año tras año, para el 2010 fue de US\$700 MM, mientras que para el 2011 ascendió a US\$900 MM, y para este 2012 se proyecta que terminaría en US\$990 MM, esto sin contar el subsidio cruzado que se efectúa a través de las empresas estatales y que no ha sido transparentado.

Para que el mercado funcione adecuadamente, de forma coherente con la maximización del bienestar social y se asegure el nivel de suministro deseado por los consumidores a mínimo precio, es preciso que se adopte un diseño eficiente y coherente de mercado, pero es también esencial que el regulador permita que el mercado funcione.

Dejar que el mercado funcione no quiere decir que el regulador no deba vigilar que el comportamiento de los agentes sea competitivo, pero sí que el regulador debe evitar la tentación de controlar los ingresos de los generadores simplemente porque el precio del mercado sea alto. Si el regulador interviene simplemente porque el precio es alto, distorsionará las señales de precio que reciben los generadores, y se distorsionarán sus decisiones de inversión, lo cual reducirá la seguridad de suministro y resultará en ineficiencias, incrementándose los precios que tendrán que abonar los consumidores en años venideros.

Bajo el supuesto de que el regulador permita el funcionamiento del mercado, los principales aspectos de diseño que deben cumplirse incluyen los siguientes: El precio del mercado spot debe reflejar el valor real de la energía; no deben existir restricciones significativas en la red de transporte; todos los generadores deben estar expuestos al precio del mercado spot; el mercado minorista debe estar totalmente liberalizado. Cuando creamos la regulación debemos perseguir diferentes objetivos entre los que están que con las medidas regulatorias exista garantía del suministro, protección de consumidores (principalmente los residenciales), continuidad y calidad de servicio.

Otras medidas que pudieran permitir la no percepción de altos niveles de riesgos en el marco regulatorio y pudieran desembocar en la solución del problema son las siguientes:

El precio del mercado spot debe reflejar el costo real de la energía.

Actualmente los precios del mercado spot del sistema eléctrico dominicano son fijados por el precio de la última oferta de generación aceptada para atender la demanda. Este mecanismo no permite que la demanda se comporte de manera elástica al tiempo que reduce la seguridad del suministro.

Por ejemplo, si la última oferta de generación fue de 2,000 RD\$/MWH y la generación no es suficiente para atender toda la demanda entonces existirán consumidores que no recibirán el servicio, pero, suponiendo que hay un consumidor flexible que para él el valor de la energía en un momento dado es de 3,000 RD\$/MWH y el costo de la energía no suministrada es de 7,000

RD\$/MWH, la solución óptima en este caso es que el consumidor flexible reduzca su consumo, ya que ello solamente le ocasiona un perjuicio de 3,000 RD\$/MWH. No obstante, cuando el precio del mercado spot lo fija siempre la oferta de la última unidad de generación aceptada el precio spot sería de 2,000 RD\$/MWH, el consumidor flexible no informará que está en la disposición de reducir su consumo en 3,000 RD\$/MWH entonces el operador del sistema decidirá aleatoriamente las interrupciones que realizará o, según el programa que le presente la distribuidora. Si el consumidor afectado es uno inflexible éste le generaría un déficit valorado en el costo de la energía no suministrada de 7,000 RD\$/MWH, generándose una reducción en el bienestar social de 4,000 RD\$/MWH (diferencia entre el costo de la energía no suministrada y el costo del consumidor flexible).

Analizando la situación desde el punto de vista del generador, el hecho de que el precio del mercado tenga un tope significa que hay generadores que necesitan una fuente de ingresos adicional ya que no tendrán perspectiva de recuperación de sus costos de inversión. Si el precio del mercado pudiera reflejar el valor de la escasez, los generadores estarán motivados para estar disponibles en esas horas, pero si el precio del mercado es inferior al valor real de la energía los generadores no tendrán incentivos correctos para colocar sus unidades a producir.

Lo recomendable para que el mercado funcione es que oferta y demanda fijen el precio del mercado, al igual de que no debe establecerse un tope al precio del mercado inferior al valor de la energía no suministrada.

Las restricciones de la red de transporte no deben ser significativas

Al momento de la toma de decisión de inversión y para que la demanda responda adecuadamente ante las señales de precios, el costo de la energía debe reflejar su valor en cada lugar. Por ello, cuando el mercado determina el precio no puede ignorar las restricciones que existen en la red puesto que se generarían fallos de suministro en las zonas con déficit de generación, pero el precio del mercado no subirá para reflejar la escasez porque a nivel nacional (ignorando las restricciones) habrá potencia disponible, por lo que los generadores no tendrán incentivos a invertir.

A manera de ejemplo, supóngase que en un sistema donde hay una zona con excedente (Sur) y otra con déficit de generación (Norte), si el precio del mercado ignora las restricciones de la red de transporte no se apreciará el problema.

Ilustrando la situación con un ejemplo tenemos

Tabla No.8
Capacidad instalada Vs. Demanda

Concepto	Norte	Sur	Total Sistema
Potencia disponible (MW)	20,000	15,000	35,000
Demanda (MW)	25,000	5,000	30,000
Superávit/Déficit	-5,000	10,000	5,000

Fuente: Elaboración propia

Si lo vemos desde el punto de vista del sistema total hay un excedente de capacidad de 5,000 MW, por lo cual no se necesitaría nueva generación, ahora bien, si lo analizamos por zona observamos como en la zona norte hay un déficit de generación, en este escenario los generadores no tendrían ningún incentivo a invertir ya que el precio sería único en función de la demanda total del sistema.

En esta situación el resultado será que el regulador se verá obligado a intervenir, promoviendo mediante contratos o pagos específicos la construcción de 5,000 MW de capacidad de generación en la zona deficitaria. Sin embargo, aunque con esa intervención del regulador se resuelve el problema puntual de déficit local, se desincentiva la construcción de centrales por generadores independientes, ya que al promover la construcción de centrales adicionales, el regulador deprime el precio del mercado en el sistema. Asimismo, a medida que crezca la demanda en la zona deficitaria, el regulador se verá obligado a intervenir constantemente para promover la construcción de centrales que cubran el incremento en la demanda en la zona deficitaria.

Por lo tanto, si existen restricciones en la red de transporte pero el precio del mercado se determina como un precio uniforme ignorando las restricciones en la red de transporte, el modelo que emergerá será uno en el cual el regulador determinará permanentemente las centrales a

construir. Por ello, antes de realizar un modelo es preciso primero adoptar un sistema de precios nodales (que es el utilizado en el país) o en su defecto eliminar las restricciones que existan en la red de transporte,

Liberalización del mercado minorista

Para que el modelo de mercado funcione adecuadamente, es necesario que el mercado minorista esté liberalizado. La actividad de distribución y comercialización de la electricidad no es una actividad marginal que aporta valor solamente en la medida que vaya acompañado de servicios de valor añadido, sino que es una piedra angular necesaria para desarrollar la elasticidad de la demanda y trasladar a los generadores las preferencias de los consumidores. De este modo se asegura que el nivel de seguridad de suministro en el sistema sea el que realmente desean y valoran los consumidores. De igual forma el suministro a los consumidores que permanezcan bajo tarifas reguladas se debería cubrir mediante contratos de volumen variable. Esto es así con el fin de evitar la posibilidad de que una empresa distribuidora se encuentre con que la demanda que debe suministrar se incrementa por encima de lo esperado justo cuando existe escasez de capacidad de generación y el precio del mercado se sitúa en altos niveles.

Por ello, para proteger a las distribuidoras (o, más bien, al sistema de liquidaciones y futuros consumidores), y para trasladar a los consumidores en las tarifas el costo que realmente ocasiona su consumo, los distribuidores deben tener el 100% de su demanda cubierta por contratos de volumen variable. Mediante la compra competitiva de estos contratos, los distribuidores podrán estar protegidos ante las fluctuaciones del precio spot y se evitará deprimir artificialmente la salida de consumidores al mercado liberalizado.

En República Dominicana el negocio de la comercializadora está a cargo de las empresas de distribución, esto no generaría contratiempos si hubiese una frontera entre ambas actividades. En el caso dominicano, tal frontera no existe, ambos negocios son el mismo. Cuando el Estado destina valores monetarios no sabemos con exactitud cuál de las dos actividades está subsidiando, si la comercialización o la distribución ya que no hay una separación del negocio en el país.

No nos oponemos a que dicha actividad sea desarrollada por las empresas distribuidoras, todo lo contrario, se aprovecha cierta economía de escala al funcionar de esta manera. Lo que sí entendemos que resulta imprescindible es que el negocio esté claramente definido y separado, identificando qué es distribución y qué comercialización.

Autonomía institucional.

El que exista autonomía en las instituciones del sector eléctrico es favorable para el sistema. Sólo con autonomía es posible lograr un balance entre los intereses de los usuarios, los inversionistas y el gobierno. Cuando el regulador es autónomo puede cuidar que: a) en la relación usuario-inversionista, este último no ejerza su poder de monopolista reduciendo la oferta y/o la calidad y/o aumentando el precio en detrimento del excedente del consumidor; b) en la relación gobierno-inversionista, el primero no expropie de facto las inversiones, y c) en la relación gobierno-usuario, se proteja al consumidor futuro de la tentación electoral que puede llevar a fijar precios que pongan en riesgo la viabilidad del suministro en el mediano y largo plazo, y al consumidor actual de la tentación de usar las tarifas como un instrumento recaudatorio en caso de que sea el mismo gobierno el que suministre los servicios en cuestión. [FSRP08]

La autonomía implica un claro mandato independiente del gobierno, no del Estado, estabilidad e inamovilidad (salvo por causa grave) del directorio del regulador, así como autosuficiencia financiera. A su vez, una autonomía con responsabilidad social requiere de transparencia, rendición de cuentas, procesos de apelación y de un órgano reconocido por su honorabilidad y con personal altamente calificado y profesional. [FSRP08]

Mientras el poder político permanezca en las instituciones eléctricas existirá debilidad institucional. Las instituciones que deben tomar las decisiones para que el modelo funcione son manejadas por el Estado y, aunque se quiera presentar que tienen ciertos niveles de independencia en realidad esto no funciona así. Solo hay que observar que, por ejemplo, en la Superintendencia de Electricidad (SIE) el personal directivo es nombrado por el Poder Ejecutivo y puede ser removido cuando éste así lo considere, no tiene un tiempo específico, de seis años por ejemplo. La pregunta obligatoria sería ¿en qué afecta esto al modelo? Pues en que el responsable de tomar

las decisiones o emprender las reformas necesarias puede tener la voluntad de hacerlo y de hecho la puede iniciar, pero si en el proceso este es removido el proceso que ha iniciado puede quedar estancado o simplemente detenerse, no permitiendo que se avance en aquellos cambios que se consideren necesarios. Con el establecimiento de un período puntual los niveles de incertidumbre quedarían reducidos y el Regulador ante el referido escenario bien pudiera emprender, en el periodo que quede establecido para su gestión, aquellas medidas que fortalezcan el sector eléctrico sin el temor de que en cualquier momento pudiera ser removido.

Lo recomendable es que, si estas instituciones no pueden ser manejadas de forma independiente entonces las autoridades deberían ser nombradas por al menos el periodo mínimo para ejercer sus funciones de seis años. Esto garantizaría que aquellas reformas que se inicien no sean interrumpidas por cambios. Esto eliminaría el riesgo de un cambio de autoridades cuando cada cuatro años, en el mejor de los escenarios, se genera el cambio de Gobierno. Seis años sería un tiempo suficiente para plantear y ejecutar las reformas que se consideren pertinentes.

Otra de las posibilidades que bien pueden generar confianza a los inversores y/o eliminación o mitigación del riesgo regulatorio es que dichas instituciones sean autónomas totalmente, que no dependan del poder político de turno.

No podemos esperar que el mercado eléctrico dominicano funcione si existe debilidad institucional, si se falta a la ley y no se recibe la sanción correspondiente cuando un agente no cumple la norma. Esta debilidad institucional le cuesta dinero al Sistema. Imaginemos un generador eólico que desee inyectar su producción al sistema, por ejemplo, pero que el mismo no tenga claro cómo será retribuido su servicio, el sistema entonces puede perder este generador económico para suplir la demanda y utilizar aquellos que resulten más costoso al no poder utilizar la disponibilidad de la tecnología eólica, lo que pudiera resultar más costoso al sistema.

El Estado Dominicano aún continúa con el ejercicio tradicional de regular, de dictar normas, no ha querido convertirse en un Estado contemporáneo que cambia las formas de control administrativo y que crea autoridades totalmente independientes, no es que no sea capaz de

hacerlo puesto que tanto en el sector comunicaciones como en el financiero se pueden tener como modelos para generar dicha transformación.

Hay decisiones que por ser impopulares son delegadas a la Administración, pero en el fondo es el Ejecutivo el que la promueve mientras la Administración la ejecuta. Para entendernos mejor tenemos el caso de las tarifas. Tanto la LGE como el RLGE facultan a la SIE para la realización de los estudios tarifarios a fin de establecer la tarifa de energía eléctrica. Un ejemplo de esto lo establece el siguiente artículo de la Ley General de Electricidad 125-01.

“Art. 111.- Las tarifas a usuarios de servicio público serán fijadas por La Superintendencia...”

Los estudios tarifarios son realizados por la SIE pero no son puestos en ejecución ya que, es el Ejecutivo el que decide si va a aumentar o no la tarifa eléctrica de los consumidores finales y, en qué porcentaje sería el incremento o disminución así como la fecha en la cual entrarían en vigencia, esto así debido a las implicaciones e impacto que estas generan en la ciudadanía.

Queda clara la facultad a la SIE de la fijación de las tarifas del servicio público (servicio eléctrico), sin embargo en la práctica aún no ha sido posible que la SIE establezca dicha tarifa, sino que es el Ejecutivo el que la determina, influyendo de esta manera en las funciones de la SIE asignadas a través del Reglamento.

En muchos países iberoamericanos la autonomía del regulador es bastante limitada sea porque no está claramente separado del gobierno, sus miembros no tienen estabilidad ni inamovilidad, o simple y sencillamente porque no cuenta con autosuficiencia financiera que le permita llevar a cabo sus responsabilidades de manera adecuada. En algunos casos, aun contando con un claro mandato independiente, un directorio estable e incluso con un presupuesto suficiente, el problema puede ser que la regulación expedida se anule de facto a través de medidas o decretos gubernamentales que, por ejemplo, controlen precios independientemente del proceso regulatorio. Esta situación se ha visto empeorada con las tentaciones populistas de algunos gobiernos o bajo las presiones políticas de algunos grupos de usuarios con poder político o capacidad de movilización para mantener los privilegios que perderían con la aplicación de una buena

regulación económica. En estas condiciones, el regulador es sujeto de captura por el gobierno y los grupos políticos que lo presionan.

Ante la ausencia de una verdadera autonomía del regulador, y cuando el gobierno no permite que el mecanismo de formación de precios atienda a la realidad del mercado, es imposible llevar a cabo las reformas que atraigan capital privado y abran sectores que han estado bajo la operación exclusiva del Estado. Sólo un regulador autónomo puede enviar las señales de certidumbre que se requiere dar a los potenciales inversionistas. Aun si el único objetivo de una reforma consistiera en permitir que cualquier operador del Estado funcione verdaderamente como empresa sería necesario un regulador independiente del gobierno.

En estas circunstancias, el reto pendiente más importante para el regulador es obtener la autonomía que requieren para cumplir su objetivo. En este orden de ideas, es fundamental que el regulador trabaje muy de cerca con el Congreso ya que éste puede cambiar el marco jurídico que le aplica. Adicionalmente es muy importante que, a través de los medios a su alcance, haga conciencia en la sociedad de los efectos que implica contar con un regulador sin autonomía.

Tratar de resolver cualquier otro reto regulatorio no tiene sentido si no se ha resuelto, antes que nada, este problema y el regulador es respetado por los distintos participantes: usuarios, inversionistas y el mismo gobierno.

Es claro que un marco regulatorio estable, predecible y que genere certidumbre es condición necesaria para atraer inversiones a un sector. De hecho, por más que se lleven a cabo reformas que abran sectores tradicionalmente bajo exclusividad del Estado, las inversiones no vendrán sin una institución que garantice certidumbre y mecanismos de formación de precios que respondan a las condiciones del mercado y no a circunstancias políticas. [CBER08]

5.2 Oportunidades de mejoras en la regulación dominicana

Es importante que para el crecimiento de un negocio sean planteados objetivos de cómo mejorar la cotidianidad. A seguidas detallamos aquellos aspectos que hemos identificado en la normativa que pudieran ayudar a mejorar el manejo del mercado y de una u otra forma a mitigar el riesgo regulatorio.

Potestad Reglamentaria

Los inversores buscan contar con un marco jurídico fuerte, seguro, sostenible, transparente y estable; la inseguridad jurídica aleja la confianza de los inversores y desplaza el centro de atención a otras áreas del mundo.

Toda Administración Reglamentaria debe ser capaz de generar normas, resolución de conflictos, debe tener poder de autorización, supervisión, inspección, de auditar y sancionar. ¿Se cumplen estos poderes en las reglamentaciones eléctricas dominicanas? Pues a medias, puesto que en algunos casos los niveles de autorización necesitan del Poder Ejecutivo y en otros no se ve una barrera en la que la función le corresponde a la CNE o a la SIE o al Ministerio de Industria y Comercio.

La Administración Eléctrica Dominicana tiene una vinculación positiva con el sector puesto que solo puede hacer aquello que la ley le permite, no puede salirse del marco regulatorio. Sin embargo, carece de una de las potestades consideradas de vital importancia para el buen manejo de cualquier Administración, nos referimos a la potestad discrecional. Ejemplo de ello es el artículo 355 del RALGE en el cual queda tácitamente establecido un porcentaje que bien pudo haberse puesto por resolución, revisable anualmente y no fijado en un Reglamento.

Otra de las potestades de estos organismos, SIE y CNE; lo es el solicitar las informaciones necesarias para la toma de decisiones, sin embargo, aunque los generadores solo envían las informaciones que se les solicitan, aun no se ha podido establecer el mecanismo para auditar dichas informaciones. Somos de opinión que todas deberían ser publicadas por las empresas, ya

que se trata de un negocio que brinda un servicio público y por lo tanto todo deberá apuntar a la transparencia.

Al no contemplar en la mayoría de sus artículos, tanto la LGE y su Reglamento, potestad discrecional éstos no reflejan las circunstancias cambiantes de la realidad económica.

Una regla general de suma importancia que debe tener toda potestad regulatoria es la separación de la operatividad de la propia actividad regulatoria. En el caso dominicano tenemos, distribuidoras que son estatales, transporte que es estatal, generación hidráulica que es estatal, generación privada y estatal (caso Haina e Itabo donde el Estado cuenta con el 50% de las acciones en cada una). Es como si la tendencia fuera a retornar a la empresa eléctrica verticalmente integrada. Ante este panorama nos preguntamos si la Administración Eléctrica podrá regular de forma objetiva; ¿la separación operativa-reglamentaria se estará cumpliendo?, ¿las normas que dicta la SIE son razonables?, en esta situación ¿se verificaría la desviación del poder ante intereses particulares, en este caso los del Estado?

Subsidios

Subsidiar a la demanda o a la generación incrementaría de forma ineficiente el consumo puesto que los consumidores no están recibiendo el costo real de la energía y por ende éstos no crean conciencia de cual es el momento mas adecuado para realizar sus consumos, en el caso de la demanda, o despachar las centrales, en el caso de la generación.

Debido a que es el Estado el que decide el momento cuando debe incrementarse la tarifa y el monto del incremento, no importa que la SIE haya cumplido con su rol de realizar los estudios tarifarios pertinentes que recojan todos los costos que deben contener las diferentes actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, éste tiene que destinar millones de recursos económicos para poder solventar el sistema. Se habla de unos US\$990 MM solo para el año 2012. El problema radica en que la tarifa no refleja el monto real, para que el ciudadano cree conciencia de cuál es el sacrificio que hace el Estado. No existe un subsidio focalizado sino que todos reciben el mismo nivel de subsidio, aunque se ha estado trabajando en el tema de focalizarlo en los últimos meses.

Recordemos que los subsidios pueden ser establecidos a la oferta o la demanda. Los que se aplican a la demanda tienen cierta ventaja sobre los de oferta. Los de demanda se diseñan para que solo lo reciban quienes realmente lo necesitan, mientras que los subsidios a la oferta benefician a todos por igual. Aplicarlo a la demanda evita el desperdicio de recursos públicos, algo que es importante sobre todo cuando un país no es rico, no causan una distorsión mayor como sí lo hacen los subsidios a la oferta que envían señales inadecuadas sobre el valor de la escasez o abundancia del bien que se ofrece e incentivan el desperdicio de recursos. Una tarea del regulador debe ser pugnar por la aplicación de los subsidios directos a la demanda y alertar, a quienes toman la decisión sobre el tema, de las ineficiencias y distorsiones que representan los subsidios a la oferta.

Un mercado eléctrico que reciba los niveles de subsidios como los tiene el dominicano no puede decirse que es competitivo, donde la tarifa no refleje los costos reales del sistema, ya sea por política estatal o cualquier otra causa, es considerado como un mercado altamente riesgoso ya que, las empresas distribuidoras no estarían recuperando sus inversiones. Más aun, como son empresas estatales no tienen ningún incentivo a modificar la estrategia operativa, la cual pudiera contemplar disminución de los subsidios al incrementar los niveles de cobranza.

Metodología del cálculo de la remuneración de la potencia

El negocio del transporte es llevado a cabo por el Estado Dominicano, a través de la Empresa de Transmisión Dominicana (ETED) y tiene a su cargo aparte del sistema de transmisión, la responsabilidad del despacho de las unidades, esto es la operación del sistema.

Solo basta con iniciar la lectura del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE), en el artículo 25 para encontrar la primera oportunidad de mejora del mismo. Nos referimos a la actividad de operación del sistema, a cargo del Centro Control de Energía (CCE), dependencia de la ETED. La referida actividad distrae del objetivo principal del negocio que es atender a la red de transporte, planificación y mantenimiento de la misma.

La propuesta en ese sentido es que el CCE se forme como una institución independiente de la Empresa de Transmisión, de forma que la empresa de transporte pueda dedicarse a su negocio de redes y no desgaste esfuerzos en el despacho y operación del sistema. Es por ello que somos de opinión de que el CCE pase a formar parte ya sea como una institución independiente de la Empresa de Transmisión, como lo es el Operador del Mercado o unificar el Operador del Mercado con éste Operador del Sistema.

El riesgo en esta actividad queda claramente identificado cuando pudieran existir privilegios al momento del despacho de las unidades en tiempo real.

En párrafos anteriores establecimos que la remuneración de la actividad de transporte se realiza a través del peaje de transmisión. A partir de artículo 357 del RALGE se inicia a normar el tema relativo a la remuneración del transporte para República Dominicana.

El referido artículo 357 RALGE establece que “El uso de las instalaciones del sistema de transmisión es compensado por lo que se denomina peaje de transmisión. Esta compensación deberá cubrir el costo total de largo y corto plazo formado por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, la Superintendencia de Electricidad (SIE), es la responsable de definir cuales instalaciones pertenecen al Sistema de Transmisión así como de calcular y fijar el costo de largo plazo para efectos del cálculo de peaje de transmisión”. La anualidad de la inversión es calculada por la SIE sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones considerando la tasa de costo de oportunidad.

Las señales de eficiencia se envían a través de un cargo denominado peaje de transmisión. Este se compone del derecho de uso, para las señales de corto plazo y, derecho de conexión para las de largo plazo. El peaje unitario de transmisión, hasta diciembre 2011 era de 0.7 ctvo. de US\$/kWh, indexado mensualmente por el CPI, valor que no lograba la recuperación del costo invertido en las redes de transmisión, por lo que, a través de la Resolución SIE 543-2011 y luego de realizar los estudios pertinentes, la Superintendencia de Electricidad modifica este valor, estableciendo que a partir de enero 2012, el monto mensual a recaudar por ETED, quedaba fijado en US\$8.15 MM, manteniéndose el mismo procedimiento para el reparto.

El mecanismo modificado, establecido y que actualmente se está ejecutando se supone que sí contiene todos los costos de la transmisión, permitiéndole a la empresa recuperar los montos invertidos en dicha actividad. El único comentario que tenemos al respecto es que efectivamente la SIE y ETED hicieron lo que la normativa les ordenaba, ahora bien, como al final es la demanda la que tiene que pagar el peaje en su totalidad y ante una factura subsidiada entonces, ¿realmente se recaudaría el pago establecido? Entendemos que ante la situación de déficit financiero que viven las empresas distribuidoras esto ha venido a agravar más el problema pues, se debió haber corregido la debilidad del cálculo, como tal se hizo, pero en conjunto con el reconocimiento en la tarifa y/o con el cambio de metodología de reparto de los cargos. Esto repercute en que la no recuperación de estos costos, por la falta de pago, es un riesgo a considerar al momento de tomar la decisión de inversión.

La regulación establece que el reparto de los cargos de la red se realiza a través de dos componentes que forman el peaje de transmisión, el derecho de uso y el derecho de conexión. El derecho de uso a su vez se subdivide en derecho de uso de energía y derecho de uso de potencia de punta. El derecho de uso se aplica precios nodales para la transferencia de potencia y energía.

A través del derecho de uso de energía (Art. 262 RALGE) se establecen factores nodales que guían a los inversionistas donde hacer las inversiones, sin embargo el derecho de uso de potencia (Art.272 RALGE) no permite enviar las señales óptimas que determinen en cuanto un agente se está beneficiando de la red, esto así porque por un lado al momento de calcular las inyecciones utilizo potencia firme, pero cuando realizo el cálculo de la demanda se hace por el consumo en la punta del año.

En lo referente al Derecho de Conexión (DC), que no es más que el cargo complementario que los generadores deben recaudar en función de su potencia para luego pagarlo a la empresa de transporte, se determina aplicando el costo unitario de DC a la potencia. Es importante destacar que el mecanismo actual es que las transacciones económicas de potencia son provisionales. Para que estos valores se conviertan en definitivos deberán ser reliquidados anualmente en función de la demanda máxima del agente en la hora de punta en el año. Este mecanismo tiene la debilidad que los agentes pueden estimar cual sería el día que ocurriría la demanda máxima, no estarían

inyectando en el sistema por lo que al momento del cálculo de máxima demanda su potencia sería cero, generándose una distorsión puesto que este agente sí mantuvo una potencia todo el año y saldrían con un saldo a su favor lo cual no es real.

Nuestras sugerencias para la mejora del procedimiento establecido referente al reparto de los cargos son las siguientes:

- a. Las instalaciones que ya han cumplido 30 años sean remuneradas solo por la operación y mantenimiento.
- b. Para disminuir los niveles de riesgo e incertidumbre entre los agentes, el cargo (peaje) será actualizado cada seis años. Aquellas obras que se presupuestaron, se cobraron y no se ejecutaron serán retiradas del plan de expansión según el peso que estas tenían en el plan. Se verificará entonces si existen nuevas obras para compensar los montos.
- c. Con respecto a la indexación mediante CPI, bien pudiera seleccionarse dentro de este valor las variaciones del CPI pero del sector electricidad, en lugar de la variación de la industria completa. Adicionalmente, hacer una distribución del porcentaje de activos locales e internacionales, de forma que se pondere y se aplique el porcentaje de CPI a los componentes internacionales y de IPC a los nacionales.
- d. La asignación de los costos de la red entre generación y demanda se realizara será 50% generadores y 50% la demanda, esto así porque ambos son responsables de la existencia de la línea, sin esta el generador no podría llevar el producto y la demanda no lo recibiría. Sin líneas no se puede transportar el producto ni la demanda puede recibirla, es como si formara parte de los componentes necesarios para la generación transmitir el producto y para la demanda adquirirlo. En una empresa industrial se crea una cadena de distribución que no se supone la paga el consumidor final del producto sino que el productor la considera en sus costos.

- e. La mejora que sugerimos aplicar al mecanismo existente de cálculo del peaje es que, una vez determinado el monto fijo, que es aplicado a la potencia firme (kw) y actualizado anualmente en función de la hora de máxima demanda del año, que dicha actualización de la potencia se realice en función de la hora de máxima demanda mensual, así tendríamos doce horas de máxima demanda en el año y, los agentes que se benefician de la red estarían pagando el uso de la misma.
- f. En un mercado que alcanza el nivel necesario de madurez, donde es el mercado el que establece los costos (no un cap) y la tarifa recoge todos los componentes funciona la nueva metodología de cálculo de peaje y derecho de conexión. Pero en el mercado dominicano ha quedado incompleto por lo que esto ha venido a agravar el problema de déficit e incrementar el subsidio. Por lo que sugerimos socializar la tarifa para que todos los costos reconocidos en el mercado eléctrico sean transferidos a la factura de forma gradual.
- g. Para determinar las instalaciones eficientemente dimensionadas sugerimos que se haga a través de una lista general de equipos necesarios para el funcionamiento eficiente de la red de transmisión, es decir, que la SIE, conjuntamente con la Empresa de Transmisión, a través de un procedimiento, realice un listado general de los equipos que considera necesarios para el sistema, los cuales, cada seis años, conjuntamente con la revisión de la tarifa, deberá revisar y actualizar para incluir tecnología de punta en la expansión.

Recuperación de los costos de generación

En lo que se refiere a la actividad de generación, el parque eléctrico actualmente es un parque que contiene una gran parte de sus plantas en estado de obsolescencia, plantas que a pesar de haber recibido el monto total para su recuperación, por el pago de capacidad, aun así continúan recibiendo remuneración por este concepto y, no es que de entrada este mal de un todo puesto que si analizamos que dejamos de pagarle capacidad tendríamos que pagársela a otro generador, sin embargo, estas plantas reciben un valor económico por una disponibilidad que realmente no

tienen y nos preguntamos ¿qué ha pasado con el modelo en lo referente a la actividad de generación?

Parecería que estamos en un círculo vicioso, los generadores que no reciben los montos de sus facturas a tiempo, se excusan que no pueden hacer las inversiones necesarias porque los flujos de caja no llegan con la regularidad adecuada ni los valores facturados. Por otro lado, las distribuidoras que compran el kilovatio de energía caro, desde su punto de vista, no se les reconoce en la tarifa los proyectos, planes, actividades que estas consideran necesarias para el fortalecimiento de las redes y adicionalmente que tienen altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas y, en un mercado deficitario, no se puede esperar que la empresa de transporte este ajena a esta situación, también forma parte de este círculo vicioso de déficit del mercado.

Pero ¿qué es lo que ha pasado? Desde nuestro punto de vista las señales no se han enviado correctamente para atraer generación barata y poder cambiar el parque de generación, no nos referimos a eliminar 100% las plantas de tecnología diesel, sino cambiar el porcentaje del parque. ¿Cuáles deberían ser esas señales que se deben enviar desde la regulación? Señales que no perciban el mercado dominicano con altos niveles de riesgo como se percibe actualmente, podemos citar algunas de ejemplo:

1. Que sea obligatorio que las empresas distribuidoras contraten un porcentaje de la capacidad de energía renovable. En ese sentido, las distribuidoras estarían comprando energía a precios más económicos y las renovables entrarían al mercado porque tendrían una venta segura de su producción.
2. Auditoria real de los costos de generación. Como actualmente las empresas envían sus costos para el cálculo del despacho no se conoce con exactitud si esos son los costos reales en los que ha incurrido la empresa.
3. Dejar que sean las fuerzas del mercado, oferta y demanda las que determinen el costo de la generación, pero hablamos de un costo que sea transparente, fácil de entender, calcular y determinar.

Mientras se mantenga el parque de generación que actualmente tiene el país, obsoleto y caro, el costo del kilovatio no va a disminuir, mientras se mantenga el mecanismo de retribución de la generación, tampoco el costo no tenderá a reducirse, por lo que, con suficiente generación barata (gas, carbón, hidroeléctrica, nuclear) la matriz energética variará su composición y las empresas distribuidoras podrán adquirir un kilovatio más asequible.

El negocio de distribución y comercialización

Es imposible que un negocio pueda sostenerse cuando sus costos son mayores a sus ingresos, y peor aún que del producto que vende solo pueda recuperar alrededor del 65%. Esto quiere decir entonces que, la regulación de la tarifa, de la cual hemos hablado en párrafos anteriores, debe reflejar todos los costos de distribución y comercialización. Se debe establecer de forma paulatina la tarifa, esta no debe permanecer congelada. En la misma, en principio, deben ser incluidos indicadores de eficiencia y pérdida de energía como medida del buen desempeño de los marcos regulatorios establecidos en la actividad de distribución, pero dichos niveles funcionarán como un incentivo a la eficiencia y deberán ser menores año tras año, para lo cual, previamente debe establecerse un período razonable en el cual se espere que dichas pérdidas serían reducidas al máximo.

Con los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas de este negocio nadie se siente motivado a invertir, es un negocio altamente riesgoso y que deja elevados niveles de pérdidas. Ante esa situación planteamos que pueden hacer las empresas y el Regulador, a nuestro entender.

- A. Generar un plan piloto para regularizar-normalizar los clientes que aún estén en una condición fuera de la normativa. Esto se puede llevar a cabo con la colaboración de las juntas de vecinos de los diferentes barrios y sectores, socializando el tema tarifario y tratando de crear la cultura de pago a los referidos clientes.
- B. Las empresas distribuidoras deberán brindar un verdadero servicio al cliente, donde entiendan que cada usuario del servicio eléctrico es valioso para ellas y que sin éstos éstas empresas no pueden subsistir. Un verdadero servicio al cliente es darle seguimiento al

consumo, orientarlo, que el cliente perciba a la distribuidora-comercializadora como una empresa amiga no como una entidad que le vende un servicio inadecuado y costoso.

- C. En la medida de lo posible, hacer partícipe a los clientes de la programación de los cortes eléctricos, si éstos son necesarios. Hay clientes que prefieren que le disminuyan el suministro a determinadas horas, tratar de que sea el cliente el que elija cuándo estaría dispuesto a que le disminuyan el suministro.
- D. Establecer tarifas nocturnas y diurnas, así como por períodos estacionales, que el cliente tenga consciencia de lo que le cuesta el kilovatio en las diferentes estaciones del año y las horas del día.
- E. Dar facilidades de pago a los clientes. Existen casos en los cuales se necesitan realizar acuerdos de pago, las distribuidoras-comercializadoras deben tratar de evitar que se generen cortes a los clientes pues esto resulta más costoso para el sector, el objetivo no es cortar el suministro sino brindarlo y que el mismo se retribuya.
- F. Focalizar el subsidio, no como está establecido actualmente que toda la población recibe subsidio, sino focalizarlo de forma tal que éste llegue a aquellas personas que realmente lo necesitan, pero transparentar dicho valor en la factura, que el cliente sepa cuál es el valor que el Estado está aportando para que éste reciba el servicio.
- G. Instalación de medidores inteligentes, que permitan que aquellos clientes que necesariamente deban ser cortados-reinstalados se pueda realizar desde la oficina directamente (tal como lo hacen las compañías telefónicas), no que sea una brigada de la empresa que realice el corte porque esto tiende a generar corrupción. Claro, esto entraría dentro del plan de las empresas distribuidoras y se les deberá reconocer en la tarifa.

Uno de los aspectos que particularmente consideramos de vital importancia es que el negocio de distribución-comercialización está monopolizado, es decir, como esta actividad se realiza a través de una concesión, los clientes de una zona determinada no pueden solicitar el servicio a otra

distribuidora que sea de un sector diferente. Es decir, un cliente que viva en el sur del país no puede solicitar el servicio a la distribuidora EDEESTE, por ejemplo. Eso implica que el cliente está atado a una sola comercializadora lo cual no permite que se generen mejoras en el servicio. Si el cliente contara con la potestad de elegir entre una distribuidora-comercializadora y otra, tal vez el servicio al cliente brindado mejoraría.

No se vislumbra una separación del negocio de distribución y comercialización. No se sabe que negocio es el deficitario si el de distribución o el de comercialización. No nos oponemos a que una misma empresa pueda ejecutar ambas actividades ahora bien, debería estar totalmente separadas y ser transparentadas para determinar cuál es la magnitud del problema en cada actividad, si en distribución o comercialización, en cuál de los dos negocios es que se necesita el mayor fortalecimiento y enfoque.

Mientras las empresas distribuidoras sigan recibiendo del Estado los montos del subsidio, estas no se sentirán motivadas a mejorar su gestión, debe generarse un clima de desmonte paulatino del mismo, pues gran parte de que el modelo no funcione se debe justamente a este factor.

Las empresas deberán ser saneadas y privatizadas nuevamente, una vez culminen los contratos al 2016, en algunos casos, mejorar la gestión y convertirse en empresas rentables.

Las empresas distribuidoras pueden utilizar el mecanismo de licitación establecido en el artículo 110 de la Ley General de Electricidad, buscando siempre la manera de adquirir energía a precios competitivos.

En un mercado eléctrico donde no funcione la comercialización de energía se puede decir que es un mercado fallido puesto que, no ganamos nada con tener disponibilidad de centrales, a bajo costo, redes de transporte disponibles para llevar el producto a los consumidores si al final de la cadena las empresas distribuidoras-comercializadoras no pueden ser eficientes, ya sea por una razón u otra. Desde el punto de vista del inversionista, si quiero invertir en generación pues debería firmar un contrato para no venderle energía a las distribuidoras en el mercado spot, bajo el escenario actual, no puedo invertir en el negocio de transporte por ser un monopolio natural y,

si quisiera invertir en distribución-comercialización con los niveles de subsidios y las pérdidas no técnicas existentes sería una inversión que seguramente fracasaría.

Continuando con las medidas para la reducción de la percepción del riesgo del marco regulatorio dominicano están:

Reducción voluntaria del consumo, que la demanda esté dispuesta a reducir su consumo a cambio de tener un incentivo de reducción de precios, esto permitirá que el precio de energía no servida sea marcado por la demanda y adicionalmente estaría enviando los precios de la energía

El Regulador interviene en las actividades del mercado, de manera directa o indirecta, con la finalidad de buscar el beneficio social máximo. En el establecimiento del precio cuando el Regulador establece el costo tope para los pagos a generadores está indicando qué tipo de tecnología necesita para el parque. En ese sentido no se está dejando a que sean las fuerzas del mercado las que establezcan los precios. Los precios son la señal correcta para atraer nuevas inversiones puesto que a través de éstos se deben reflejar los costos del servicio. Cuando el Regulador establece un precio tope corre el riesgo de estar remunerando por encima o por debajo que los costos reales del sistema, sin embargo, si es el mercado quien lo determina damos paso a la competencia entre agentes, los cuales van a ofertar de conformidad a sus costos reales para ser despachados.

El Estado no necesita intervenir en las actividades de generación y comercialización, su participación se limita a definir estándares, facilitar el comercio, establecer los mecanismos que aseguren la internalización de las externalidades y vigilar que no se produzcan comportamientos anti-competitivos por parte de los agentes.

No obstante para el caso de las actividades de transporte y de distribución por las condiciones de éstas sigue siendo necesaria la intervención del Estado en la determinación de los precios y cantidades. En efecto, estas actividades son “monopolios naturales”, caracterizadas por la existencia de elevadas economías de escala que hacen que en condiciones de competencia una única empresa acabaría suministrando la totalidad del mercado.

5.3 Mitigando el riesgo regulatorio dominicano

Los cuatro segmentos del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) tienen modelos de negocio muy diferentes entre sí. Mientras que la transmisión es un monopolio natural que requiere una gran inversión inicial pero tiene muy pocos costos variables, la generación admite más fácilmente la competencia entre productores si el mercado es suficientemente grande y, cuando se emplean centrales térmicas, tiene que asumir potenciales variaciones en los precios de los combustibles. Por su parte, la distribución es un negocio altamente regulado y en estrecho contacto con los consumidores, lo que a veces sitúa a las empresas de este ramo en el centro de conflictos sociales por el precio y la calidad de los servicios. A pesar de que cada segmento tiene modelos de negocio muy diferentes, la posible área de inversión en la República Dominicana, con el marco regulatorio actual, es solo el área de generación, quizás hacia futuro en distribución-comercialización. Es por ello que el riesgo se ha planteado para los inversores en esta materia. Sin limitarnos solo al negocio de la generación para mitigar el riesgo, incluiremos la actividad de comercialización de la energía, estableciendo lineamientos generales para mitigar el riesgo ante un escenario de atraer posibles inversionistas a dicha actividad.

Conocedores de que el negocio eléctrico es toda una cadena de servicios, donde, cualquier medida, decisión que se tome ya sea en transporte, distribución, comercialización, pudiera afectar directa o indirectamente las actividades que se desarrollan en el mercado eléctrico. Como el negocio funciona guiado por la ley, reglamento, normas y resoluciones, ante la decisión del Regulador de las mismas es necesario evaluar el impacto que ésta tendrá en la actividad que desempeño en el sector y, no solo evaluarla sino saber cómo puedo mitigarla. De ahí la importancia que reviste contar con una normativa completa, moderna que recoja de forma eficiente todos los aspectos del sector, para el buen funcionamiento del mercado eléctrico dominicano.

Han sido muchos los riesgos planteados del sector eléctrico dominicano, por ejemplo, hablamos del riesgo del mercado resultante de la volatilidad del precio spot. Este se controla a través de instrumentos de gestión de riesgo, particularmente en contratos a plazo (es decir, con precios

previamente acordados que tenderán a tener siempre como referencia la media de los precios del mercado), pero puede un agente, inversionista o simple consumidor mitigar el riesgo regulatorio? Este riesgo debe mitigarlo el ente Regulador ya que los actores del mercado son simplemente participantes del mismo los cuales, en función de la normativa toman sus decisiones de invertir, operar o consumir, la decisión no está en sus manos sino que es una decisión del Regulador. Es por ello que éste debe velar porque la normativa sea lo suficientemente fuerte que permita que los diferentes agentes del sector sientan un mercado regulado, sino libre de riesgos, al menos con un riesgo manejable.

La principal medida que se debe tomar en cuenta para mitigar el riesgo regulatorio es contar con una normativa robusta, transparente, clara, estable, simple y sencilla. Para lograrlo se necesita de un regulador independiente, que sea capaz de fijar y aprobar las tarifas eléctricas así como de sancionar cuando sea necesario. Un regulador independiente debe establecer mecanismos para que los agentes del mercado participen de los procesos regulatorios.

Una estabilidad regulatoria se logra no introduciendo cambios en la normativa frecuentemente ni que sean contradictorios, comprometiéndose a la aplicación de la normativa y dando respuesta a la evolución de los retos del mercado. La transparencia en la norma se obtiene con la implementación de metodologías de cálculos tarifarios claros y sencillos, así como haciendo partícipes a los agentes del sector.

La norma debe buscar el envío de señales para atraer la inversión necesaria que garantice el suministro, buscando el costo mínimo de capital extranjero para ser transferido al consumidor final.

El precio de mercado debe enviar una señal adecuada para la inversión, lo cual significa que en el largo plazo el precio deberá contribuir a mitigar el impacto de los periodos de escasez, precios elevados y riesgo de garantía de suministro e incertidumbre sobre la recuperación de la inversión. Del lado de la demanda, el precio deberá proporcionar información para que los clientes decidan el momento donde es más conveniente consumir.

5.4 Factibilidad de un mercado de contratos como instrumento de mitigación de riesgo

Si a pesar de considerar que la normativa es robusta, transparente, clara, aún el mercado es percibido como riesgoso y el modelo no funciona como debería. Si a pesar de considerar que se están enviando las señales correctas para el buen desempeño del sector y, aun así hay que acudir a los subsidios, ante ese escenario ¿qué hacemos, volver otra vez al monopolio de la industria eléctrica? Particularmente consideramos que no, volver al monopolio no sería la solución al problema, no sería lo que haría que el mercado funcione.

Una alternativa es el establecer el mercado de contratos como un mecanismo para mitigar los riesgos. En este caso el Regulador solo podría intervenir en lo referente a los aspectos técnicos del sector, más no en el establecimiento de precios y condiciones, puesto que esto quedaría determinadas por el mercado. La propuesta es que los contratos sean manejados en una bolsa donde puedan ser negociados entre los agentes. El Regulador garantizaría la transparencia del proceso y el cumplimiento de las normas establecidas para el mismo.

Una de las barreras que previamente hay que derribar si se opta por el establecimiento de contratos para mitigar los riesgos del mercado eléctrico es el que deberán existir diferentes comercializadoras o en su defecto, el consumidor final pueda moverse de una empresa distribuidora-comercializadora a otra. Esta acción traería más dinamismo al mercado e incrementaría la eficiencia en las empresas de distribución, esto desde el punto de vista del negocio de distribución.

Entre las limitantes que encontraría el establecimiento de modelos de contratos está que éstos en la actualidad reflejan precios inferiores a los del mercado spot. Se genera una asimetría de la información entre los contratantes y el mercado.

Otro mecanismo que se pudiera utilizar es el de las subastas. Por un lado, cuento con una demanda que anualmente se va incrementando, va creciendo y que como Estado debo crear los mecanismos para que ésta cuente con el servicio eléctrico. Una de las medidas que como Regulador podemos tomar es el establecimiento de **subastas**, mecanismo aplicado en Brasil en el

año 2004. Con las subastas se pudiera conseguir precios competitivos ya que las empresas que ofrezcan los precios más bajos y las mejores condiciones se les asignarán contratos de compra de energía con las distribuidoras por un período de al menos unos 15 años. Esto atraerá la construcción de nueva generación y posiblemente de generación más barata a la de hoy en día.

La desventaja de este mecanismo para la República Dominicana es que para que funcione deberán ser disminuidas las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución-comercialización y las distribuidoras deberán mejorar su gestión puesto que, de nada vale que la energía se adquiriera a precios competitivos si la misma una vez servida no puede ser cobrada.

5.5 Consideraciones Finales

En sentido general en este capítulo hemos planteado cuál es el impacto del riesgo regulatorio en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y cuáles serían las medidas a tomar para disminuir el mismo.

Conscientes de que la normativa debe corregir los fallos del mercado proveniente del poder de mercado, captura del regulador, asimetría de la información, monopolios y externalidades del mercado, debemos observar que la normativa dominicana esté enviando las señales adecuadas para el funcionamiento más eficiente del SENI.

El sistema eléctrico dominicano es percibido como inseguro, una de las razones de ésta percepción lo es el riesgo regulatorio. Esto así porque en algunos casos el regulador ha tomado decisiones que no van encaminadas a la solución del problema sino a inconvenientes coyunturales, de forma aislada y medidas cortoplacistas, en lugar de resolver de forma sistemática y teniendo en cuenta todos los impactos que dichas medidas tendrán sobre los agentes que operan en el sector eléctrico.

El buen funcionamiento de cualquier mercado debe contar con un regulador independiente de forma que los inversores confíen en las empresas que desarrollan su actividad en el sector

eléctrico del país. A partir de ese punto es que se empieza a mitigar el riesgo que pueda existir en cualquier tipo de regulación.

La regulación debe ser dinámica, acorde a los tiempos. De nada sirve contar con una normativa estática, que en la práctica el comportamiento de los agentes no refleje en lo más mínimo los artículos que están contenidas en la misma.

Cuando una regulación es catalogada como riesgosa tiende a encarecer el sistema, esto es así porque al momento de realizar el análisis y valoración de riesgos deberán destinarse recursos, dependiendo de la magnitud del riesgo, para mitigarlo. Estos recursos tenderán a formar parte del costo del kilovatio-hora.

Con las medidas que el regulador toma los agentes del mercado entenderán hacia donde deberán enviar sus inversiones, si dichas medidas son desvirtuadas en ese mismo tenor será la acción del agente.

A través de la normativa se establece cómo funcionará el mercado, es por ello que en todo momento es recomendable que el mercado spot refleje los costos reales de la energía, y cuando decimos reales nos referimos que se tenga la plena seguridad que los valores que los agentes están remitiendo al operador del mercado son fiables y correctos.

Una normativa deberá establecer claramente que debe existir una autonomía institucional ya que solo con esta condición es posible lograr un balance entre los intereses de los usuarios, los inversionistas y el gobierno. Cuando el regulador es autónomo puede cuidar que: a) en la relación usuario-inversionista, este último no ejerza su poder de monopolista reduciendo la oferta y/o la calidad y/o aumentando el precio en detrimento del excedente del consumidor; b) en la relación gobierno-inversionista, el primero no expropie de facto las inversiones, y c) en la relación gobierno-usuario, se proteja al consumidor futuro de la tentación electoral que puede llevar a fijar precios que pongan en riesgo la viabilidad del suministro en el mediano y largo plazo, y al consumidor actual de la tentación de usar las tarifas como un instrumento recaudatorio en caso de que sea el mismo gobierno el que suministre los servicios en cuestión.

Ante la ausencia de una verdadera autonomía del regulador, y cuando el gobierno no permite que el mecanismo de formación de precios atienda a la realidad del mercado, es imposible llevar a cabo las reformas que atraigan capital privado y abran sectores que han estado bajo la operación exclusiva del Estado. Sólo un regulador autónomo puede enviar las señales de certidumbre que se requiere dar a los potenciales inversionistas. Aun si el único objetivo de una reforma consistiera en permitir que cualquier operador del Estado funcione verdaderamente como empresa sería necesario un regulador independiente del gobierno.

Es claro que un marco regulatorio estable, predecible y que genere certidumbre es condición necesaria para atraer inversiones a un sector. De hecho, por más que se lleven a cabo reformas que abran sectores tradicionalmente bajo exclusividad del Estado, las inversiones no vendrán sin una institución que garantice certidumbre y mecanismos de formación de precios que respondan a las condiciones del mercado y no a circunstancias políticas.

Expresamos una lista de oportunidades de mejoras en la Regulación dominicana entre las que están la potestad reglamentaria. En algunos casos quedaron establecidos en el Reglamento ciertos aspectos que debieron especificarse de manera general, dejando al Regulador la potestad de establecer por resolución el procedimiento que se llevaría a cabo, como por ejemplo el establecimiento del porcentaje de intereses que se carga a los montos facturados en el MEM por concepto de mora.

Con relación al pago por capacidad, entre otras cosas, la mejora propuesta de mayor envergadura es un cambio a la metodología del cálculo, el cual deberá sugerimos se realice en función de la demanda mensual, no anual como actualmente se efectúa.

Otra de las mejoras propuestas es la eliminación de los precios topes de electricidad, que las fuerzas del mercado determinen cual es el costo real de la energía, claro, previamente los costos deberán ser transparentados.

Separación de los negocios de distribución y comercialización. Que esté claramente establecida la frontera entre una actividad y otra.

6. Conclusiones y recomendaciones

Al finalizar cada uno de los capítulos de este trabajo hemos establecido las conclusiones de los mismos, sin embargo, a continuación presentamos las conclusiones puntuales de nuestra exposición en sentido general plasmando las recomendaciones y cambios que entendemos son necesarios para mitigar el riesgo regulatorio y lograr que, al menos desde el punto de vista normativo, el mercado eléctrico dominicano pueda funcionar.

Hemos planteado como el sector eléctrico dominicano cuenta con dos etapas importantes que son pre-capitalización y post-capitalización, donde la industria eléctrica pasa de ser un monopolio formado por actividades verticalmente integradas a abrirse paso a lo que los demás países de América Latina ya estaban experimentando y lo es la apertura a un nuevo mercado eléctrico formado por tres actividades fundamentales a saber generación, distribución-comercialización y transporte. El objetivo principal de la reforma del sector era la formación de un mercado eléctrico eficiente, confiable y sostenible en el tiempo. Sin embargo, con la re-adquisición de las empresas distribuidoras se puede colegir que el modelo volvió hacia atrás y que aún no ha podido funcionar en su totalidad.

En lo referente a las instituciones que forman el sector somos de opinión que es necesario que se establezcan los límites y funciones de la Superintendencia de Electricidad y la Comisión Nacional de Energía, nos atreveríamos a sugerir que la Comisión Nacional de Energía pase a ser un organismo con una responsabilidad más general, pase a ser un Ministerio de energía y minas que trace las pautas y políticas del sector energía y minas en sentido general.

Otra de nuestras recomendaciones es que el Centro Control de Energía pase a ser una organización independiente, no que forme parte de la Empresa de Transmisión Dominicana (estatal), de forma que la empresa de transporte pueda dedicarse a su negocio de redes y no desgaste esfuerzos en el despacho y operación del sistema, de igual forma generaría más confianza en el sector, habría un mayor nivel de transparencia en la misma ya que el riesgo en esta actividad queda claramente identificado cuando pudieran existir privilegios al momento del despacho de las unidades en tiempo real.

Realizamos una breve descripción de las operaciones comerciales del Mercado con la finalidad de que al momento que un posible inversionista decida realizar una evaluación de los riesgos del mercado éste deberá contar con toda la información necesaria de cómo serán calculados sus ingresos y cuáles serían los cargos que enfrentaría. Esto le permitirá determinar cuándo recuperaría la inversión y qué niveles de riesgos estaría dispuesto a asumir en ese sentido.

Conociendo las instituciones del SENI y ante el escenario de evolución y operatividad del MEM, el mercado eléctrico dominicano es percibido como riesgoso, esto así por muchos factores entre los que están la debilidad institucional, falta de autonomía, adecuación de la reglamentación a los tiempos actuales, entre otras. Conscientes de esta situación es importante identificar, analizar, medir y evaluar los riesgos a los cuales como agente debo hacerle frente antes de iniciar la operación del negocio con la finalidad de decidir si serán aceptados, mitigados o compartidos.

Las empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad, están sometidas a factores de riesgo comunes en general: de mercado, de crédito, operacionales, reputacionales, financieros, regulatorios, entre otros.

De estos riesgos el más relevante para nosotros y que se ha puesto más énfasis en este trabajo es el riesgo regulatorio, el cual puede ser definido como al cambio de la reglas del juego, leyes, normas, etc., a la cual están sometidas las empresas.

Los riesgos regulatorios surgen de la aplicación y cumplimiento de decisiones regulatorias o de ausencia de decisiones, cambios de reglas del juego durante la vida del proyecto, interpretación ex post de reglas poco precisas, discrecionalidad, decisiones regulatorias influidas por el clima político y social, así como ausencia de procedimientos para puesta en vigencia. Es el asociado al impacto de cambios imprevistos en las reglas del mercado. En muchos sistemas, debido a la complejidad e inestabilidad de estas reglas, es una componente significativa del riesgo final.

En algunos casos las empresas para combatir el riesgo regulatorio solicitan al Estado una garantía, esto es particularmente cuando se firman contratos con empresas públicas. Entendemos

que si bien la empresa se estaría cubriendo, ésta estrategia no soluciona el problema del sector sino que cubre única y exclusivamente una empresa en particular.

Se debe evitar, en la medida de lo posible, el congelamiento de la tarifa y se deben mantener las inversiones y demanda en constante vigilancia, probar con el mecanismo de contratación como manera de mitigar la incertidumbre de las inversiones.

Implementar la modalidad de contratación de suministro entre agentes con y sin garantía física así como licitaciones de suministro de electricidad cuando exista demanda no cubierta por contratos de suministro.

En principio para mitigar el riesgo regulatorio quisimos establecer la creación de un mercado de derivados en donde los agentes puedan contratar a través de contratos a futuros, forwards u opciones. En tal sentido a la conclusión que hemos llegado que para el establecimiento del referido mercado es necesario que en el SENI se presente las siguientes condiciones:

1. Liberalización de la actividad de comercialización, de forma tal que los usuarios puedan moverse de una comercializadora a otra.
2. Fortaleza del marco reglamentario, introduciendo las mejoras necesarias para el funcionamiento del nuevo mercado.
3. Eliminación de los costos topes de electricidad, ya que para el establecimiento de un mercado derivado es necesario que exista la volatilidad de los precios, de lo contrario éste no tendría razón de ser.
4. El mercado de contado, spot que sería el de referencia, deberá ser eficiente.

Una vez cumplidas estas condiciones entendemos que es factible el establecimiento de un mercado de derivados en el país como mecanismo para enfrentar los riesgos del mismo. De establecerse lo ideal sería que el mismo sea manejado por el Operador del Sistema. Es deseable la creación de un mercado derivado de electricidad en República Dominicana que puede estar organizado de futuros y opciones como una manera de gestionar los riesgos. Para determinar la viabilidad del mismo es recomendable realizar los estudios pertinentes que concluyan si

efectivamente estos pueden ser parte del mercado eléctrico dominicano para gestionar los riesgos y el impacto que los mismos tendrían en la normativa.

Ahora bien, antes de realizar cualquier gestión de riesgo, implementar cualquier propuesta para mitigarlo lo más importante es identificar en la normativa aquellos aspectos que resultan riesgosos para el sector. Ninguna estrategia puede funcionar sin un marco regulatorio robusto, transparente, por lo que, a seguidas esbozaremos nuestras conclusiones sobre el impacto de los riesgos en la normativa eléctrica de la República Dominicana, haciendo nuestras recomendaciones de mejoras a la misma de forma tal que pueda percibirse como confiable y arroje confianza tanto a los agentes del mercado como a los posibles inversionistas. Pero ojo, de nada sirve contar con una buena reglamentación, una excelente norma si todo se queda plasmado en el papel y no se pone en ejecución.

Dentro de los aspectos a mejorar en la normativa eléctrica así como en el Sector para que el sector no se perciba con un alto nivel de riesgo están las siguientes:

- Eliminación del costo tope de la energía.
- Establecimiento de la tarifa real en la cual esté todos los costos involucrados del servicio eléctrico, al igual como lo han hecho otros países de América Latina.
- Focalización de los subsidios.
- Cambio en la metodología del cálculo del pago de capacidad, que se realice mensual y no anual.
- Nombramiento del Regulador por un Comité Eléctrico, no por el Poder Ejecutivo.
- El Regulador permanezca en su cargo por un período no menor a seis años.
- Disgregar, liberalizar la actividad de Comercialización de la de Distribución.
- Traspasar las atribuciones que la Ley Eléctrica le confiere al Poder Ejecutivo al ente Regulador.
- Disgregar la actividad de distribución y comercialización
- Efectuar las licitaciones de energía
- Que las empresas comercializadores estén obligadas a contratar un porcentaje de capacidad renovable.

- Independización del Centro Control de Energía.
- Autonomía al ente Regulador.
- Fortalecimiento de las instituciones.
- Redefinición de las funciones de la Superintendencia y la Comisión Nacional de Energía.
- Creación del Ministerio de Energía y Minas.
- Licitación de las compras de energías.
- Contratar, en la medida de lo posible, toda la demanda.

Las medidas planteadas en este documento encaminadas a incrementar la eficiencia en el funcionamiento del sistema tienen un impacto en la asignación y gestión de riesgo existente debido a que éstas están orientadas a promover la competencia efectiva que haga posible disminuir las fallas del mercado, evitar las barreras para adoptar nuevas tecnologías, promoviendo de esta forma la transparencia tecnológica, minimizando los riesgos, garantizando un mejor acceso a los servicios eléctricos a toda la ciudadanía de la República Dominicana de forma tal que los usuarios reciban un servicio de calidad, a precios asequibles maximizando el bienestar social. Estas medidas deberán ser evaluadas desde el punto de vista del riesgo regulatorio.

7. Bibliografía

- [CBER08] Carlos Batlle, Paulina Beato, María Teresa Costa, Rafael De Gracia, Alfredo Dammert, Alberto Enrique Devoto, Jordi Dolader, Rafael Durbán, Jorge Fabra, Carmen Fernández Rozado, Tomás Gómez, Paul Isbell, Gregorio Mednik, Pedro Antonio Merino, Pedro Miras, Javier Peón, José Ignacio Pérez Arriaga, Raúl Pérez-Reyes, Ricardo Ramírez, Michel Rivier, Victor Santos, Francisco X. Salazar, Marina Serrano, José Sierra, Carlos Solé, María Cristina Vázquez, Sergio O. Velásquez, Raúl Yunta, Energía y Regulación en Iberoamérica, ARIAE Volumen I, Thomson Civitas, 2008
- [FSRP08] Francisco Xavier Salazar Diez de Sollano, Energía y Regulación en Iberoamérica. Retos Pendientes y Nuevos Retos Regulatorios en la Región Latinoamericana, Capítulo 19, Pág.424-425. ARIAE Volumen I, Thomson Civitas, 2008.
- [D5610] Decreto No.56-10, artículo 1, se cambia el nombre de Secretaria de Estado por Ministerio.
- [DPAP08] Denny José Pérez. Análisis y propuesta de mejoras a la regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica y, definición y desarrollo de un modelo para el reparto de los cargos complementarios de red en la República Dominicana. Tesis de Máster 2008
- [DPAP08] Denny José Pérez. Generación, caso práctico. Curso Máster Regulación de la Industria Eléctrica 2010-2012. Junio 2012.
- [DRRC10] Daurys Miguelina Reyes Feliz. Revisión de la Concesión de las Areas de Distribución en la República Dominicana. Tesis de Máster en regulación de la industria eléctrica. Santo Domingo (República Dominicana) mayo 2010

- [EPDA11] Eduardo Jorge Prats, Omar Victoria. Derecho Administrativo de la Regulación. Curso Máster Regulación de la Industria Eléctrica, Agosto 2011.
- [GBRO] Gerardo Bazan Navarrete, Gilberto Ortiz Muñiz. Riesgos y oportunidades en el sector eléctrico. La evaluación de los riesgos va de la mano con la transparencia y el buen gobierno corporativo.
- [JAAI01] José Luis Arriagada Carrazana. Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico. Tesis para optar por el grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile, 2001
- [JBRL10] Julián Barquín, Carlos Batlle y Pablo Rodilla. La regulación de libre mercado Generación y mercado mayorista. Máster en Regulación de la Industria Eléctrica. Diciembre de 2010
- [JRRL09] Javier Reneses, La regulación de libre mercado: Tarifas integrales y de acceso, Curso de Máster Regulación de la Industria Eléctrica 2010-2012, mayo 2011.
- [LGE01] Ley General de Electricidad No.125.01. Capítulo VI, Art. 38
- [LGE01] Ley General de Electricidad 125-01. Art. 121. Año 2001, Pág. 64
- [L49406] La Ley No.494-06 del 27 de diciembre del 2006, en su artículo primero crea la Secretaría de Estado de Hacienda como organismo rector de las finanzas públicas nacionales sobre la base de la actual estructura administrativa y funciones que legalmente se le han asignado a la Secretaría de Estado de Finanzas. Mediante el Decreto No.56-10, artículo 1, se cambia el nombre de Secretaria de Estado por Ministerio.

- [L497-06] La Ley No.496-06 del 28 de diciembre del 2006, en su artículo primero crea la Secretaria de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo, la cual reemplaza el Secretariado Técnico de la Presidencia. Mediante el Decreto No.56-10, artículo 1, se cambia el nombre de Secretaria de Estado por Ministerio
- [MTFD99] Matee Thoban, Infraestructura privada, riesgos del Estado, Finanzas & Desarrollo. Marzo de 1999.
- [MOC12] Memoria Organismo Coordinador RD, Año 2012, Tabla 52, Pag.126
- [MOC10] Memoria Anual Organismo Coordinador RD, año 2010, Figura 24, Pág. 127
- [MOC10] Memoria Organismo Coordinador año 2010, Figura 29, Pág. 131
- [PRMM11] Pablo Rodilla, Mercado Mayorista, caso práctico. Curso Máster Regulación de la Industria Eléctrica 2010-2012. Diciembre 2011.
- [RLGE07] Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01”. Santo Domingo, y sus modificaciones a través del decreto 494-07.
- [RMMF96] Rocío Millán Navarro, Mercados a Futuro de Electricidad. Endesa distribución Eléctrica, Diciembre 1996.
- [RNTE2012] Richard Núñez. Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Dominicano, caso práctico. Curso Máster Regulación de la Industria Eléctrica 2010-2012. Junio 2012.
- [RSIE0212] Resolución Superintendencia de Electricidad (SIE)-02, 2012

8. Referencia Web

Finance Engineering and Risk Management. (Draft) Southwestern College Publications. En línea
<<http://www.cob.ohio-state.edu/fin/faculty/stulz/>>

Curso de electricidad (en línea) <<http://www.mailxmail.com/curso-electricidad-sistemas-electricos-republica-dominicana/electricidad-republica-dominicana>>

Sostenibilidad del sector eléctrico dominicano (en línea)
<<http://www.slideshare.net/FUNGLODE/ramon-flores-notas-sobre-la-sostenibilidad-del-sector-electrico-dominicano>>

(En línea) <<http://www.adie.org.do/LinkClick.aspx?fileticket=V32RflwQvSc%3D&tabid=134>>

(Marcos Cochón)

<http://www.hoy.com.do/el-pais/2011/7/30/386350/La-capitalizacion-del-sistema-electrico-de-RD-se-hizo-al-reves>

<http://www.hoy.com.do/economia/2009/7/19/286007/El-sector-electricidad-en-las-etapas-pre-y-post-capitalizacion>

Artículo Ángela Rosso (En línea)

<http://www.hoy.com.do/economia/2012/10/17/451012/Sector-electrico-no-aguanta-tres-anos-mas-como-esta-afirma-Bichara>

Sector Eléctrico en República Dominicana (en línea)

<http://ienerc.com/index.php?option=com_content&view=article&id=21:el-sector-energetico-en-republica-dominicana-reestructuracion-o-desaparicion&catid=4:articulos>

Fitch alerta del riesgo regulatorio en el sector eléctrico español, consecuencia del déficit tarifario (en línea)

<<http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article7310>>

Las eléctricas sucumben al riesgo regulatorio (en línea)

<http://www.lasprovincias.es/v/20100704/dinero/electricas-sucumben-riesgo-regulatorio-20100704.html>>

El destrozo del sector eléctrico, el déficit de tarifa y el riesgo regulatorio (en línea).

<http://www.cotizalia.com/opinion/lleeno-energia/2012/03/03/el-destrozo-del-sector-electrico-el-deficit-de-tarifa-y-el-riesgo-regulatorio-6725/>>

Industria niega que haya riesgo regulatorio en el sector eléctrico, pese a que las empresas denuncian un marco inestable (en línea).

<http://www.periodistadigital.com/economia/empresas/2011/12/01/industria-niega-que-haya-riesgo-regulatorio-en-el-sector-electrico-pese-a-que-las-empresas-denuncian-un-marco-inestable.shtml>>

Estrategia long short para sector eléctrico español: “minimiza el impacto regulatorio. (En línea)

<http://www.enbolsa.net/index.php/pares-y-opciones/item/145-estrategia-long-short-para-sector-el%C3%A9ctrico-espa%C3%B1ol-%E2%80%9Cminimiza-el-impacto-regulatorio%E2%80%9D.html>>

Qué es y por qué es necesaria la regulación económica en el sector eléctrico (en línea).

http://www.energiaysociedad.es/principios_buena_relacion_int.asp>

Presentación Corporativa (en línea)

http://www.egehaina.com/app/do/descargables/presentacion_egehaina.pdf

Evolución de los modelos de regulación para el sector eléctrico (en línea)

<http://www.istas.ccoo.es/descargas/290709%20Evoluci%C3%B3n%20de%20los%20modelos%20de%20regulaci%C3%B3n%20para%20el%20sector%20el%C3%A9ctrico%20%20Batlle.pdf>

Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica

<http://www.cre.gob.mx/documento/742.pdf>

Esquemas público-privados para la provisión de servicios de infraestructura

<http://www.cumpetere.com/Documents/Fiscal%20Espa%C3%B1a.pdf>