



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)
UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Implementación Mediante Interconexiones de un Mercado de
Compra y Venta de Energía Eléctrica entre la Republica Dominicana,
Colombia y Puerto Rico

Tesis para optar por el título de
MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Ernesto Amancio Caamaño de los Santos

Director

Ing. Victor Guzmán, MRE

Tutor

Ing. Luis Olmos Camacho, Ph.D

1 de Marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana

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

Ing. Ernesto Amancio Caamaño de los Santos, MEE

EL DIRECTOR

Ing. Víctor Pascual Guzmán Feliz, MRE

Fdo.: Fecha: 23/12/2012

EL TUTOR

Ing. Luis Olmos Camacho, PhD

Fdo.: Fecha: 23/12/2012

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Ing. Luis Olmos Camacho, PhD

Fdo.: Fecha: 23/12/2012

A mi familia por su apoyo incondicional y soportar mis ausencias, Betania, Joan, Justin, Liara; a mi madre Bertilia, porque ha sido una guía en mi esfuerzo, siendo este parte de ella, mis hermanas Persida y Adrianina, por mantener siempre la motivación en mi y pensar que se puede, pero sobre todo al Creador, por su amor infinito y misericordia, pues sin él, todo es nada.

.

AGRADECIMIENTOS

Durante el desarrollo de mis estudios de postgrado en la Universidad Pontificia de Comillas y el Instituto de Altos Estudios en Ciencias Sociales (IGLOBAL); fueron muchas las personas e instituciones que colaboraron de una manera u otra para que esta investigación se realizara. Sin su apoyo hubiese sido imposible la culminación de la misma. Por esa y otras razones, es que quiero dedicar esta sección a reconocer el apoyo y esfuerzo de todos cuantos colaboraron conmigo.

Quiero iniciar expresando un sincero reconocimiento a mi Tutor de Tesis, el Ing. Dr. Luis Olmos Camacho, por su empeño, críticas y acertados comentarios para que la investigación se realizara con los criterios y calidad necesaria. A mi Director de Tesis, el Ing. ME, Víctor P. Guzmán, porque bajo su dirección y supervisión, tuve la oportunidad de terminar la investigación. A la Lic. Miselani Franco, por la motivación, fomento y apoyo incondicional durante el desarrollo de este trabajo. Un agradecimiento especial a las personas que incentivaron nuestra participación en el Máster, el Ing. Víctor Ventura y el Ing. Ramón Flores; a los miembros de mi equipo de trabajo y especialmente a Mirla Delgado, así como a Daurys Reyes, aunque se encuentre en otro lugares buscando desarrollar sus potencialidades, siempre fue un ente de ayuda, motivación y entusiasmos; Edgar Hernández, Luis Rymer y Fausto Lugo, por contar con su apoyo y colaboración.

A la familia EGEHID, quienes forman parte de lo que hoy soy, dándome la oportunidad de crecimiento, desarrollo y formación. Finalmente, quiero dar las gracias a mí familia, amigos y todos los que de una manera u otra se han visto involucrados en mi evolución y crecimiento profesional, a todos por su apoyo incondicional y amor, GRACIAS.

INDICES DE CONTENIDO

AUTORIZACIONES	I
PORTADA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO	IV
INDICES DE CONTENIDO.....	V
INDICES DE TABLAS	IX
INDICES DE FIGURAS.....	X
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XI
ESTRUCTURA DEL TRABAJO	XII
MOTIVACION	XIII
INTRODUCCION.....	XIV
OBJETIVOS	XV
OBJETIVOVS GENERALES.....	XV
OBJETIVOS ESPECIFICOS	XV

1. ANTECEDENTES Y EVOLUCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE REPUBLICA DOMINICANA, REPUBLICA DE COLOMBIA Y DEL ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO

1.1	REPUBLICA DOMINICANA	1
1.1.1	Sistema Eléctrico Dominicano	1
1.1.2	El Mercado Eléctrico Dominicano	3
1.1.3	Organización Institucional del MEM	4
1.1.4	Organización y Reglas de Funcionamiento del Mercado Eléctrico	5
1.1.4.1	Mercado Spot y Contratos	5
1.1.4.2	Regulación de la Generación	7
1.1.4.3	Remuneración a la Potencia de Punta y las Reservas	8
1.1.4.4	Incentivos a las Energías Renovables	8
1.1.4.5	La Planificación del SENI	9
1.1.4.6	Seguridad y Costo de la Energía No Suministrada	9

1.1.4.7	Racionamiento	10
1.1.5	Regulación de la Transmisión	10
1.1.5.1	Expansión de la Red de Transmisión	10
1.1.5.2	Ingresos del Transportista	11
1.1.5.3	Cargos por el Uso de la Red de Transporte	12
1.1.5.3	La Congestión	12
1.1.6	Distribución	12
1.1.6.1	Remuneración del Distribuidor	14
1.1.6.2	Tasa de Retorno de los Activos	14
1.1.7	Regulación de la Comercialización	14
1.1.7.1	Traslado a las Tarifas de los Costos de Compra en el MEM	15
1.2	REPUBLICA DE COLOMBIA	15
1.2.1	Sistema Eléctrico de Colombia	16
1.2.2	El Mercado Eléctrico de Colombia	16
1.2.3	Organización Institucional del Mercado	16
1.2.4	Organización y Regla de funcionamiento del Mercado	16
1.2.4.1	Mercado de Corto Plazo	17
1.2.4.2	Mercado de Contrato de Largo Plazo	19
1.2.5	Regulación de la Generación	20
1.2.6	Regulación de la Transmisión	21
1.2.6.1	Expansión de la Red de Transmisión	22
1.2.6.2	Ingresos del Transportista	22
1.2.6.3	Cargos por el Uso de la Red de Transporte	24
1.2.6.4	La Congestión	25
1.2.7	Regulación de la Distribución	25
1.2.7.1	El Distribuidor como Intermediario en la Energía	26
1.2.7.2	Determinación de los Activos a Remunerar del Distribuidor	26
1.2.7.3	Tasa de Retorno de los Activos	27
1.2.7.4	Remuneración de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento	27
1.2.7.5	Ajuste e Indexación de la Remuneración al Distribuidor	28
1.2.7.6	Ingresos por Actividades no Reguladas	28

1.2.7.7	Procedimientos y Estudios Técnicos para determinar las Remuneraciones	29
1.2.8	Regulación de la Comercialización	29
1.3	ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO	30
1.3.1	Sistema Eléctrico de Puerto Rico	32
1.3.2	Organización Institucional	32
1.3.3	Organización y Regla de Funcionamiento de la AEE	32
1.3.3.1	Las Subastas	33
1.3.3.2	Generación	33
1.3.3.3	Transmisión	35
1.3.3.4	Expansión de la Transmisión	36
1.3.3.5	Distribución	36
1.3.3.6	Expansión de la Distribución	37
1.3.1.7	Comercialización	37
1.3.3.8	Calidad de Servicio	38
2.	ESTADO ACTUAL DE LOS MERCADOS E INTERCONEXIONES REGIONALES	39
2.1	Plan Puebla-Panamá (PPP) y El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y El Mercado Eléctrico Regional	39
2.1.1	Objetivos del proyecto	41
2.1.2	Mercado Eléctrico Regional (MER)	42
2.1.3	Organización Institucional del MER	42
2.1.4	Organización y Reglas de Funcionamiento del MER	43
2.1.4.1	Mercados de Contratos y de Oportunidad Regional	43
2.1.4.2	Regulación de la Transmisión Regional	44
2.1.4.2.1	El acceso a la red regional	45
2.1.4.2.2	Asignación de Capacidad de Transporte	45
2.1.4.2.3	Las tarifas de transmisión	46
2.1.4.2.4	Las inversiones en la red de transmisión	47
2.1.4.2.5	La seguridad del suministro	48
2.1.4.2.6	Renta de Congestión	48
2.1.5	Armonización Regulatoria del MER	49

2.1.6	Interconexión SIEPAC (Colombia-Panamá, Guatemala-México)	49
2.2	Interconexión y Mercado Andino (Colombia-Venezuela-Ecuador-Perú)	50
2.2.1	Organización Institucional de la Comunidad Andina de Naciones	51
2.2.2	Organización y Reglas de funcionamiento del CAN	52
2.3	Las Interconexiones y El Mercado Común del Cono Sur “MERCOSUR” (Chile-Argentina-Paraguay-Brasil-Uruguay-Venezuela)	55
2.3.1	Organización Institucional del Mercosur	57
2.3.2	Organización y Reglas de funcionamiento del Mercosur	57
2.4	Mercado Eléctrico del Caribe (MEC)	62
2.4.1	Definición y objetivos	63
2.4.2	Organización Institucional del MEC	64
2.4.2.1	Agentes del MEC	65
2.4.2.2	Empresa de Transmisión del Caribe (ETC)	65
2.4.2.2.1	El acceso a la red regional	66
2.4.2.2.2	Asignación de la Capacidad de Transporte	66
2.4.2.2.3	Las tarifas de transmisión	67
2.4.2.2.4	Las inversiones en la red de transmisión	67
2.4.2.2.5	La seguridad del suministro	68
2.4.2.2.6	La Calidad de Servicio en la Transmisión	68
3.	ANALISIS TECNICO Y FINANCIERO DE LA INTERCONEXION	70
3.1	Interconexión con Cables Submarinos	70
3.2	Identificación y Características Técnicas de los Puntos de Interconexión Entre Colombia, Republica Dominicana y Puerto Rico	72
3.2.1	Puntos de Interconexión en Republica Dominicana.	72
3.2.1.1.	Puntos de R.D. para la Interconexión con Colombia	73
3.2.1.2	Puntos de R. D para la Interconexión con Puerto Rico	74
3.2.2	Puntos de Interconexión en Republica de Colombia.	75
3.2.2.1	Puntos de Interconexión en Cuestecita	76
3.2.2.2	Puntos de Interconexión en La Guajira	76
3.2.3	Puntos de Interconexión en Puerto Rico.	76

3.2.3.1	Puntos de Interconexión en Aguadillas, Puerto Rico	77
3.2.3.2	Puntos de Interconexión en Mayagüez, Puerto Rico	77
3.3	Análisis Financiero de la Interconexión	77
3.3.1	Análisis de Mercado.	77
3.3.2	Despacho Económico	80
3.3.2.1	Despacho de Energía y Potencia entre Áreas	81
3.3.2.1.1	Generación	81
3.3.2.1.2	Demanda	82
3.3.2.1.3	Modelo de Operación	83
3.3.2.2.	Flujos de Potencia, Costos y Precios sin Interconexión	86
3.3.2.3	Flujos de Potencia, Costos y Precios sin Interconexión	87
3.3.2.4	Análisis de Flujo de Potencia	88
3.4	Consideraciones económicas	96
3.4.1	Costo de las estaciones de conversión	97
3.4.2	Costo de los cables HVDC	97
3.4.3	Costes de explotación y de mantenimiento	98
3.4.2.1	Estaciones de Conversión y Cable HVDC	98
3.5	Análisis de los Resultados	100
4.	ANALISIS REGULATORIO DE LA INTERCONEXION	102
4.1	Interconexiones Regionales en el Caribe	104
4.1.1	Republica Dominicana-Puerto Rico	106
4.1.2	Colombia-Republica Dominicana-Puerto Rico	107
4.2.	Ruta viable para las interconexiones	107
4.3	Modelo de negocio de la interconexión	108
4.4	Identificación de las Simetrías mínimas	110
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
	CONCLUSIONES	111
	RECOMENDACIONES	112
	FUTUROS TRABAJOS	113

ANEXOS

ANEXO A	REPUBLICA DOMINICANA	114
ANEXO B	COLOMBIA	116
ANEXO C	PUERTO RICO	118
ANEXO D	TABLAS DE AMORTIZACION DE LA INVERSION	120
GLOSARIO DE TERMINOS		124

REFERENCIAS

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	126
REFERENCIAS WEB	133

ÍNDICES DE TABLAS

Tablas	Pág.
Tabla 1.1	1
Tabla 1.2	13
Tabla 1.3	13
Tabla 1.4	21
Tabla 1.5	36
Tabla 2.1	41
Tabla 2.2	41
Tabla 2.3	50
Tabla 2.4	56
Tabla 2.5	57
Tabla.3.1	78
Tabla 3.2	80
Tabla 3.3	82
Tabla 3.4	82
Tabla 3.5	83
Tabla 3.6	84
Tabla 3.7	86
Tabla 3.8	87
Tabla 3.9	87
Tabla 3.10	88
Tabla 3.11	89
Tabla 3.12	89
Tabla 3.13	90
Tabla 3.14	91
Tabla 3.15	92
Tabla 3.16	92
Tabla 3.17	93
Tabla 3.18	95

Tabla 3.19	Proyecciones de Energía y Potencia Republica Dominicana Colombia.- Puerto Rico	95
Tabla 3.20	Distribución de Costos Estación Convertidora a HVDC	97
Tabla 3.21	Estimación Costo Interconexión Colombia-Rep. Dom.-Puerto Rico	98
Tabla 3.22	Costo de Capital para SS.EE y Líneas en Interconexión HVDC	99
Tabla 3.23	Estimación de Costo Interconexión Por País.	99
Tabla 3.24	Variación del Costo en la Interconexión Colombia Republica Dominica-Puerto Rico	100
Tabla 4.1	Niveles de Integración en un Mercado o Interconexión	103

ÍNDICES DE FIGURAS

Figura		Pág.
Figura 1.1	Distribución de la Zona de Concesión de las Empresas Distribuidoras	3
Figura 1.2	Capacidad instalada 1999-2012	4
Figura 1.3	Generación por Tecnología 2012	7
Figura 1.4	Plan de Expansión de la Transmisión 2005-2020	11
Figura 1.5	Agentes del MEM en Colombia	16
Figura 1.6	Generación Histórica Mensual por Recursos Energéticos	20
Figura 1.7	Cadena de Prestación de Servicio Eléctrico	26
Figura 1.8	Sistema Eléctrico de Transmisión 2011	35
Figura 1.9	Consumo Eléctrico en Puerto Rico	36
Figura 2.1	Líneas SIEPAC	40
Figura 2.2	Capacidad Instalada por Países del SIEPAC	42
Figura 2.3	Interconexión Andina	50
Figura 2.4	Interconexiones en Suramérica	58
Figura 2.5	Esquema de Interacción contractual de los Países del MERCOSUR	60
Figura 2.6	Mercado Eléctrico del Caribe (MEC)	62
Figura 3.1	Interconexiones AC y DC	70
Figura 3.2	Cable Submarino	71
Figura 3.3	Países de Estudio Interconexión	72
Figura 3.4	Punto de Conexión RD- Colombia	73
Figura 3.5	Punto de Conexión RD- PR	74
Figura 3.6	Punto de Conexión Colombia- RD	75
Figura 3.7	Punto de Conexión PR- RD	76
Figura 3.8	Esquema Interconectado de Rep. Dominicana-Colombia y Puerto Rico	81
Figura 3.9	Monótona de Carga de Colombia, Rep. Dominicana y Puerto Rico	83
Figura 4.1	Funcionamiento Mercado	105
Figura 4.2	Interconexión Rep. Dom.- Puerto Rico	106
Figura 4.3	Interconexión Colombia-Rep. Dom.- Puerto Rico	107

RESUMEN

Este trabajo presenta un estudio de las regulaciones de mercados regionales e interconexiones, la factibilidad de implementación en un mercado de energía, dentro del régimen regulatorio que formaría el Mercado Eléctrico del Caribe (MEC), sus características técnicas y las consideraciones financieras; incluye las interconexiones entre la Republica Dominicana, la Republica de Colombia y El Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Aborda el análisis de algunas interconexiones existente en Centro y Suramérica como una posible forma de integración, desarrollo ambiental y solución a los problemas del desabastecimiento en la región del Caribe. Se trata de crear en el futuro el Mercado Regional del Caribe, dando un primer paso mediante interconexiones, considerando en el análisis los respectivos problemas existente en la implementación del mismo, enfocándonos esencialmente en los países señalados. Se pretende crear referencias bibliográficas que permitan continuar los estudios y factibilidades de todas las interconexiones posible en el Caribe, con el anhelo de materializar dicho mercado.

ABSTRACT

This paper presents a study of regional markets regulations and interconnections, the feasibility of implementing an energy market, within the regulatory regime that would form the Caribbean Electricity Market (MEC), their technical and financial considerations, including interconnections between the Dominican Republic, the Republic of Colombia and the Commonwealth of Puerto Rico. It addresses the analysis of some existing interconnections in Central and South America as a possible way of integration, environmental development and solving the problems of shortages in the Caribbean region. It is about creating the future Caribbean Regional Market, taking the first step by interconnects, considered in analyzing the respective problems existing in its implementation, focusing primarily in the countries mentioned. It aims to create bibliographic references to further education and feasibility of all possible interconnections in the Caribbean, in the hope of realizing that market.

ESTRUCTURA DEL TRABAJO

Capítulo 1, se describen las características básicas y regulatoria de los mercados nacionales de Republica Dominicana, Colombia y Puerto Rico, tratándose aspectos concerniente al desarrollo de su Sistema Eléctrico, Instituciones Regulatorias, Organización del Mercado, tipos de mercados, productos, retribuciones, tasa, señales regulatorias, mecanismos, demanda, etc.

Capítulos 2, se comenta el estado del arte del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), el cual constituye un ejemplo interesante, que consideramos necesario aprender de sus experiencias y errores, para que sirvan de referencia en la propuesta de este estudio. También se revisan los Mercados e interconexiones en la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el Mercado del Cono Sur (MERCOSUR).

En el tema 2.4, se analizan y mejoran los temas en la creación del Mercado Eléctrico del Caribe (MEC), según el diseño realizado por el Ing. Víctor P. Guzmán, en su tesis *“Bases Técnico-Comerciales para la Implementación de un Mercado de Compra y Venta de Energía entre la Republica Dominicana y Haití”*, así como la inclusión de algunos temas regulatorios no tratado en la propuesta.

Capítulo 3, se centra en la selección de los puntos de posible interconexión, entre Republica Dominicana, Colombia y Puerto Rico, identificándose los puntos más factibles por su distancia, ruta, economía, flujos, etc. Adicionalmente realizamos unas modelaciones considerando la optimización de los recursos energéticos y comparando los Países, considerando los Sistemas sin interconexión y con interconexión, se realiza una simulación del comportamiento transaccional de las interconexiones funcionando como un mercado que transa la venta de energía a precios marginales.

El capítulo 4, se realiza el análisis regulatorio de las propuestas estudiadas en el capítulo 3, proponiendo acciones alternativas para la implementación de las interconexiones y la creación del Mercado Eléctrico del Caribe.

En los anexos A, B y C., se presenta algunos gráficos que sirvieron de referencias para determinar la curva monótona de carga de los sistemas y poder construir escenarios.

MOTIVACIÓN

La necesidad de profundizar los estudios relativos al tema de los Mercados y Las Interconexiones Regionales y específicamente nuestra participación en el trabajo “*Bases Técnico-Comerciales para la Implementación de un Mercado de Compra y Venta de Energía entre la Republica Dominicana y Haití*”, así como la elaboración de la tesis “*Diseño de un Mercado Interconectado entre la Republica Dominicana y la Republica de Haití*”, nos motivaron a continuar el estudio del tema de las interconexiones en el Caribe, tratando de enfocar los aspectos técnicos, regulatorios y transaccionales con los que se crearía o funcionaría un posible mercado en el Caribe, así como una valorización de la factibilidad del mismo, desde el punto de vista regulatorio, técnico, económico, ambiental, político y social. Adicionalmente, la oportunidad de dejar un legado, que pudiese a futuro ser una guía de referencia a trabajos similares.

El deseo de la Republica Dominicana para resolver el problema energético ancestral, la condición de isla del País, la carencia de los recursos energéticos tradicionales; que el país fronterizo vecino con el País, se encuentre en peor condiciones energética y económicas, la intervenciones en foros internacionales solicitando ayudas para reducir el precio de compra de la energía, mediante el cambio de la matriz energética, el deseo de mantener un desarrollo sostenible y disminuir la emisiones de CO₂, respetando el medioambiente, son varias de las motivaciones adicionales por la cual deseamos abordar estos temas.

En un mundo globalizado, donde cada día se reclama la optimización del consumo energético, así como reducción del calentamiento global y de las emisiones del CO₂ hasta determinados niveles; Las Interconexiones Regionales constituyen una buena iniciativa, que contribuye con este objetivo.

INTRODUCCION

La República Dominicana ocupa la dos tercera parte del territorio denominado “*Isla de la Hispaniola*”, ubicada en la región del Caribe. La Española es después de Cuba, la segunda isla más grande de las llamadas islas mayores del Caribe, mientras que la isla de Puerto Rico ubicada al oeste de Republica Dominicana, es la más pequeña. Ambos países presentan características históricas semejantes, pero desarrollo y comportamiento diferentes. Colombia ubicada en Suramérica, país de extraordinaria belleza y exóticos paisajes, por sus abundantes recursos naturales posee un Sistema Eléctrico de gran fiabilidad, un mercado basado en bolsa de energía e interconexiones con Venezuela, Ecuador y próximamente Panamá, con la cual vende energía a otros países del CAN, Mercosur y SIEPAC, constituyéndose en un socio deseado y de importancia para implementaciones de interconexiones.

El desarrollo de los pueblos modernos se centra en la acción, solución conjunta, interacción e interdependencia de los problemas con los países vecinos, convirtiéndose la tierra, por el desarrollo tecnológico, en una aldea globalizada. Las relaciones comerciales adquieren una dimensión diferente, donde las condiciones geográficas no limitan el intercambio, haciéndose necesario incrementar el mismo, con beneficios mutuos, creándose relaciones de desarrollo compartido, redundando en mejores relaciones sociales, comerciales y políticas.

El presente trabajo de investigación, pretende impulsar y promover el estudio y desarrollo de las interconexiones, analizando las características particulares de los países objeto del estudio. Se analizaran dentro del mismo las características técnicas, financieras y regulatorias que permitan sustentar o rechazar la propuesta de interconexión. Además se pretende crear la bibliografía en el tema que permita la realización a futuro de investigaciones confiables para el desarrollo de un mayor mercado interconectado en las islas del Caribe. Dada la fortaleza probada del mercado colombiano, la interconexión de su sistema eléctrico con el de RD y Puerto Rico debiera incrementar el nivel de cobertura de la demanda y de calidad de servicio, reducir los precios de venta al usuario final, incremental el nivel de garantía de suministro, proporcionar estabilidad al servicio, incrementar la fiabilidad del sistema y ser el primer paso en la conformación del mercado eléctrico del Caribe, en el que participe el sector privado en el financiamiento de nuevos proyectos. Además, esta interconexión podría incrementar el nivel de competencia entre

las empresas, y la eficiencia en el uso de los recursos. Para ello es necesario identificar las principales barreras existentes y condicionantes posibles para su desarrollo y diseñar un sistema regulatorio que permita superar las primeras y considerar los segundos.

A. Objetivos Generales

Ejecutar los estudios y análisis regulatorio, técnico y económico que nos permitan identificar alternativas sostenibles y técnicamente factibles de intercambios eléctricos mediante interconexiones; las cuales deberán optimizar el uso de los recursos y aumentar la fiabilidad y calidad en el suministro de la Electricidad. Además, se determinarán y analizarán los obstáculos y barreras para implementar la interconexión y la creación de un mercado, incentivar la inversión privada y contribuir con la reducción de CO₂.

B. Objetivos Específicos

Estudiar la propuesta de Interconexión de los Sistemas Eléctricos de Republica Dominicana, Colombia y Puerto Rico, considerando la idea de la red de interconexión caribeña, basada en la iniciativa para la integración energética de la región y sumada al Plan Puebla-Panamá (PPP), que promueve la interconexión entre los países de la región; indicar los acuerdos necesarios para el desarrollo de la interconexión; establecer un esquema de regulación a las interconexiones, considerando las experiencias y problemas de otros países y mercados; definir las características técnicas de la interconexión y el mercado; la factibilidad económica y financiera, tomando como referencia el sistema regulatorio que se adopte y sus inconvenientes y finalmente diseñar el formato de las transacciones de potencia y energía entre los países, en el marco del Mercado Eléctrico del Caribe (MEM). En definitiva se trata de estudiar las interconexiones de R. D, Colombia y Puerto Rico, como países interconectado, pero visualizando a futuro la creación de un mercado Regional en el Caribe, para lograr dicho objetivo, modelaremos y simularemos el comportamiento de estas interconexiones, basado en los aspectos regulatorios, técnicos y financieros de dichas conexiones.

1. Antecedentes y Evolución de los Sistemas Eléctricos de República Dominicana, República de Colombia y del Estado Libre Asociado de Puerto Rico

1.1 República Dominicana

En la década de los 90's, se inicia en latinoamericana y el mundo, las reformas y descentralización del servicio eléctrico. Países como Chile, Argentina, Inglaterra, California, Perú, Colombia, entre otros fueron pionero en esta modalidad, que los expertos llamaron la primera generación

de reformas. El Sistema Eléctrico de La República Dominicana no fue la excepción a esta tendencia de cambios en los sistemas eléctricos mundiales para garantizar las inversiones en el sector. Desde sus inicios el Sector Eléctrico Dominicano se vio afectado por las ineficiencias, tales como: el desabastecimiento, altas pérdidas técnicas y comerciales superior al 40%, como consecuencia de la mala calidad y la falta de pago del servicio por usuarios, provocando bajas recaudaciones de las Empresas Distribuidoras, y la consecuentemente falta de mantenimiento, creando incapacidad financiera para realizar las inversiones que mejoren el servicio, falta de pago a los generadores que venden su energía, entre otras, creando un circulo vicioso para una situación que aun hoy está vigente.

1.1.1 Sistema Eléctrico Dominicano

El Sistema Eléctrico Dominicano inicia en el año 1845, cuando se instala el primer alumbrado público, la generación se realizaba con unidades privadas diesel y Centrales hidroeléctricas instalada en cada una de las provincias de la isla. para En 1955, mediante el Decreto No. 555 se crea la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), monopolio estatal, a la cual se le asignaba la responsabilidad de mantener, extender y generar toda la energía eléctrica del país, con jurisdicción y autonomía para ejercer la autoridad eléctrica en el territorio de la República Dominicana de manera exclusiva. Para 1990 como consecuencia de los procesos de liberalización del mercado

Tabla 1.1
Distribución Isla Hispaniola

País	Densidad de población (hab./km2)	Área (km2)	Población (Aprox. 2009)
República Dominicana	207	48,730	10,090,000
República de Haití	352	27,750	9,776,206
Totales en la Isla	260	76,480	19,866,206

Fuente: Elaboración propia

eléctrico en el mundo, que se introduce una ley para el cambio normativo del sector eléctrico Dominicano. Esta ley tomo más de diez (10) años antes de ser aprobado. La creación del diseño regulatorio de los 90's toma impulso durante el proceso de capitalización en 1997, cuando el Gobierno Dominicano decide la modificación del sector al Capitalizar la CDEEE.

El 24 de junio de 1997 se promulga la **Ley de Capitalización de la Empresa Pública 141-97**, que creó la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), la cual se encargaría de conducir y dirigir dicho proceso. La Capitalización fue una variante de privatización usada en la Republica Dominicana para Entidades Estatales, que consistía en determinar el valor del activo a capitalizar y el inversionista invertía un capital igual al valorizado, duplicando el valor del activo, y administrado por el inversionista, permaneciendo El Estado como dueño del 50% de la propiedad del bien capitalizado.

La reforma del subsector eléctrico, dividió el monopolio estatal La Corporación Dominicana de Electricidad (**CDE**) en siete empresas o unidades de negocio y una Unidad Corporativa, con tres áreas definidas:

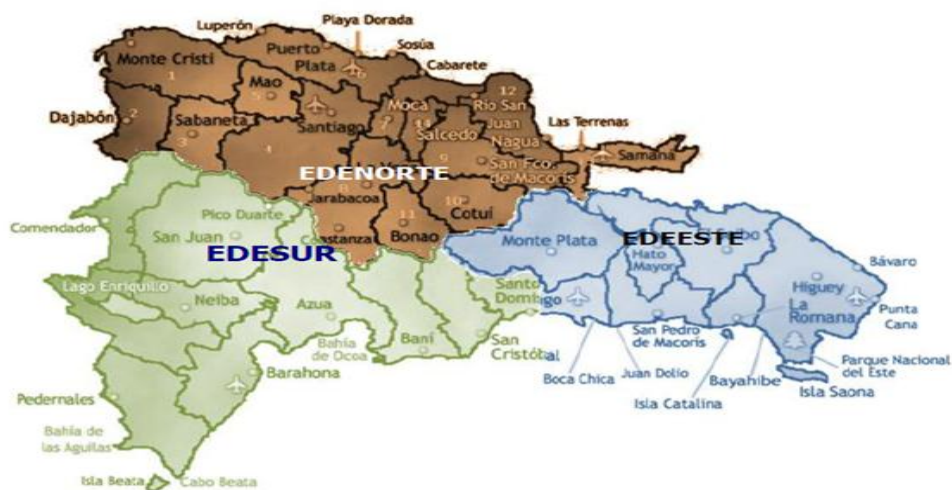
Tres Empresas en **Generación**: Itabo, Haina, ambas con participación privada del 50% de las acciones y Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), de propiedad 100% estatal.

Una unidad de **Transmisión**: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), de propiedad 100% estatal.

Tres Empresas de **Distribución y Comercialización**: formadas por las empresas Distribuidoras de Electricidad del Norte, del Sur y del Este, con participación accionaria del 50% por parte del Estado Dominicano según se muestra en la Fig. 1.1

En el 2003, como consecuencia de la crisis económica, el gobierno dominicano re-estatiza las empresas distribuidoras EDENORTE y EDESUR, y en junio del 2009 re-estatiza a EDEESTE, retornando la Distribución y Comercialización al Estado.

Figura 1.1
Distribución de la Zona de Concesión de las Empresas Distribuidoras



Fuente: Cortesía de CDEEE

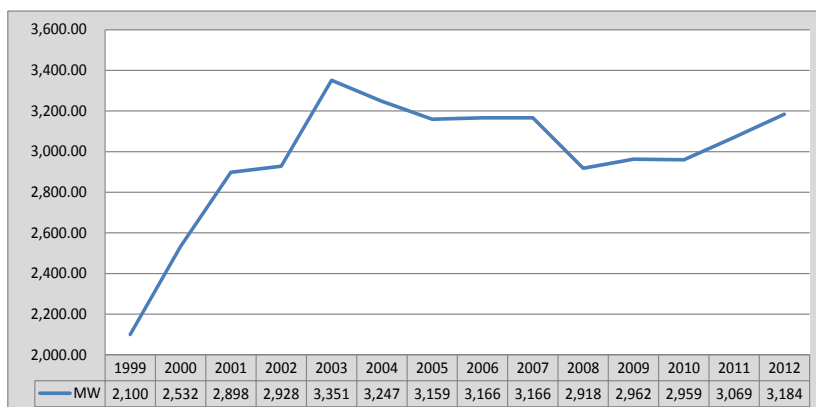
1.1.2 El Mercado Eléctrico Dominicano

Se crea con la promulgación de la Ley general de Electricidad No.125-01, el 26 de julio del 2001, donde se establece el marco regulatorio general del subsector eléctrico. En esta ley se establecen los principios fundamentales que rigen el subsector eléctrico: i) Promoción de la participación privada en el sector eléctrico para asegurar el abastecimiento de electricidad en forma segura, ii) La promoción de la competencia en aquellas actividades que se desarrollen en régimen de competencia y iii) Regulación de las actividades de carácter monopólica que permitan remunerar adecuadamente al concesionario, al tiempo de aplicar tarifas razonables al usuario final.

La reforma del sector eléctrico dominicano, propició un aumento en la inversión privada durante el período 1999-2003; la capacidad instalada creció a una tasa promedio de un 14.15%, pasando de **2,100 MW** en el año 1999 a **3,527 MW** en el año 2003. Para el año 2012¹ la capacidad instalada es de **3,184. MW**, disminuyendo su capacidad con relación al 2003, debido por la salida comercial por obsolescencia de unidades existente, y las ventas de centrales de otras. Del total instalado el 31.88% usa combustible fuel oil No.6. En la en la fig.1.2 se muestra el crecimiento anual de la generación.

¹ Según el Organismo Coordinador

Figura 1.2
Capacidad instalada 1999-2012



Fuente: Elaboración propia

A partir del año 2005 y hasta la fecha se vienen desarrollado y ejecutado el denominado Plan para la Recuperación del Sector Eléctrico, con la finalidad de dotar al sector eléctrico de auto sostenibilidad financiera.

1.1.3 Organización institucional del MEM

La Ley 125-01 y su Reglamento de aplicación crean las instituciones que formarán el nuevo Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE): encargada de las políticas generales del sector Energético y la realización del Plan de Expansión Indicativo.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE): el regulador del mercado, fiscaliza y supervisa el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

ORGANISMO COORDINADOR (OC): ente autónomo encargado de coordinar la operación de las centrales generadoras, los sistemas de transmisión, distribución y comercialización, así como, determinar las transacciones económicas entre los agentes.

CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE): operador del Sistema, cuya función es realizar las operaciones en tiempo real siempre bajo los lineamientos y programas establecidos por el OC.

1.1.4 Organización y reglas de funcionamientos del Mercado

AGENTES DEL MERCADO: Empresas Generadoras, la Empresa de Transporte, Empresas Distribuidoras y Comercializadoras, los Autoprodutores, los Generadores Privados (mientras tengan contratos vigentes con la CDEEE), los Cogeneradores y los Usuarios No Regulados. [LGE_01], quienes realizan transacciones en el mercado. Los productos que se comercializan en el Sector Eléctrico Dominicano son: Energía, Potencia, Regulación de Frecuencia, de desviaciones y compensaciones por seguridad, también se transa el peaje de transmisión. Estos productos son comercializado en el MERCADO Eléctrico Mayorista (MEM), divididos en dos tipos de Mercado: Spot y Contrato.

1.1.4.1 Mercados spot y contratos

Mercado Spot O De Corto Plazo

En el mercado spot se realizan transacciones entre agentes del Sistema valorizada a Costo Marginal de Corto Plazo de Energía ($CMCP_E$) y/o al Costo Marginal de Potencia ($CMCP_P$), referenciándose a la barra principal del SENI, la S/E Paramara 138 kV, afectada por factores nodales resultantes de las modelaciones de compra y venta de energía y/o potencia. Al menos el 20% de la compra de energía para abastecer la demanda se debe realizar en el mercado spot. En la actualidad las compras de las empresas distribuidoras en el mercado spot representan menos del 6% de sus compras totales. [LGE_01]

Los generadores realizan con un día de antelación sus ofertas de energía, con base en los CVP, son ordenados de menor a mayor costo, estableciéndose una lista de merito para la casación de la generación con la demanda, el generador con capacidad para oferta la

unidad adicional que necesita el sistema marca el precio marginal del mercado, este esta limitado a un precio tope máximo establecido por la SIE mediante resolución.

Para cada Agente del MEM se calculara las inyecciones (+) y retiros (-) valorizada horariamente a costo marginal de corto plazo, el saldo neto del agente deudor será pagado a los agente acreedores en proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor. La suma total de los saldos netos deudores y acreedores, constituye el derecho de uso de energía o potencia, el cual le será cargado al transmisor.

Mercado De Contratos

Son contratos bilaterales firmados y pactados libremente entre las partes. Se distinguen dos tipos: superiores a 36 meses y $\leq$ a 36 meses. Los superiores a 36 meses fueron diseñados para desmontarse gradualmente durante cinco años, y luego licitar las nuevas compras con contratos en mejores condiciones resultantes de un proceso competitivo de licitación pública, supervisadas por la SIE². Con la renegociación de estos contratos en el año 2001, se comprometía el 80% de la demanda a 15 años al extenderse el plazo de vencimiento de los Contratos al 2016, reduciendo el incentivo al inversionista en nueva generación, puesto que las nuevas centrales se instalarían como plantas mercantes, abasteciendo el crecimiento incremental de la demanda anual y contratación de grandes clientes. Esta situación deterioró el ambiente de negocios en el sector eléctrico dominicano, reduciendo significativamente la inversión privada, afectando el crecimiento de la oferta en nueva capacidad para la generación de electricidad. Las distribuidoras están facultadas ser propietarias de instalaciones de generación, hasta un 15% de la demanda total del SENI, pero si tienen vinculaciones con generadores, entonces tendrán que vender el 40% de su producción en el mercado spot.

Actualmente las distribuidoras tienen comprometido en contratos más del 94% de la demanda total de sus clientes. De este porcentaje, alrededor del 77% corresponde a contratos de largo plazo (más de 36 meses), mientras el restante 17% se encuentra comprometido en contratos con un plazo de vencimiento menor a 36 meses.

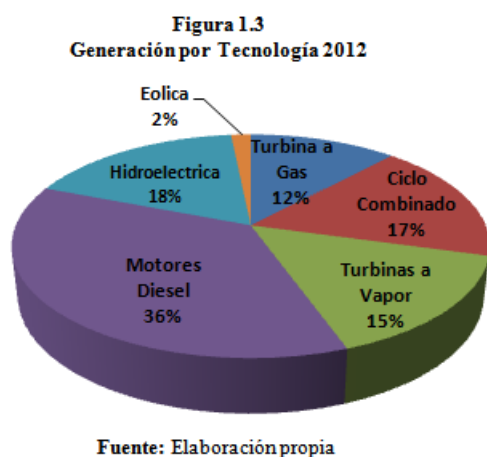
² Artículo 110 de Ley General de Electricidad

Mercado de Contratos Para UNR o Grandes Clientes.

Todos los clientes libres o Usuarios No Regulados (UNR) son autorizado por la SIE mediante resolución, en principio correspondían a clientes con demanda igual o superior a 2000 kW. Se había estableció un calendario de reducción gradual para los límites de demanda, hasta llegar a un límite inferior de 200 kW a partir del 2005. Con la modificación de la Ley 125-01, (Ley 186-07) se establecieron nuevos límites de desmorte estableciéndose: 1400 kW a partir del 2007, 1300 kW en el 2008, 1200 kW en el 2009, 1100 kW en el 2010 y 1000 kW del año 2011 en adelante.

Los UNR pueden adquirir la electricidad por medio de contratos bilaterales o en el mercado spot. Actualmente existen alrededor de 134 usuarios no regulados en el MEM, representando el 12% de la energía total inyectada en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Para administrar un contrato por parte del Operador del mercado (OC) se debe elaborar un Formulario de Administración de Contrato (FAC), donde se establecen las condiciones mínimas para realizar transacciones; la no entrega de un borrador en el tiempo de veinte (20) días reglamentario antes de su inicio implica que no ejecuten o sean coordinados para la fecha de inicio prevista.

1.1.4.2 Regulación de la generación



La composición porcentual del parque de generación para la República Dominicana, presenta un fuerte componente de combustibles fósiles, representando el 86% de la capacidad instalada, el restante 14% a la generación hidroeléctrica. La participación de los combustibles fósiles en la proyección de la energía generada durante el año 2012 es la siguiente: fuel oil No.6 (44%), fuel oil No.2

(4.8%), carbón (10.7%), gas natural (40.5%). Según muestra la fig.1.3

La gran dependencia en producción de la energía termoeléctrica de importación de combustibles fósiles, ha creado riesgo y volatilidad en los precios en el sistema eléctrico dominicano por las fluctuaciones en los precios internacionales de estos productos, que a la vez inciden en el precio del costo marginal de energía.

Al período 2008-2012 se han realizando esfuerzos para incrementar la capacidad de producción de energía eléctrica, siendo el gran problema la fuente de financiamiento; el Sector eléctrico dominicano, el cual es impactado sensiblemente por los males que dieron origen al proceso de capitalización. Tras muchas posposiciones de soluciones de préstamos internacionales (Banco Mundial y otros), la superación del déficit del suministro energético, parece estar aún muy lejana. El Acuerdo de Madrid³, mediante el cual el país redujo la compra de energía en aproximadamente un 30%, extendió el plazo de los contratos (del 2003 al 2016) y sirvió de antecedentes para la posterior recompra de las empresas distribuidoras de energía y se planteó a largo plazo el pago de las deudas en el sector eléctrico, así como las medidas actuales, son apenas un paliativo a la difícil situación del sector.

1.1.4.3 Remuneraciones a la potencia de punta y las reservas

En el MEM la capacidad de una unidad generadora se remunera en función de su potencia firme, que es la potencia total que una unidad está en capacidad de suministrar con un nivel de seguridad que esté en el rango del 95% al 98%. El cargo con el que se remunera la potencia firme es el Costo Marginal de la Potencia de Punta. Establecido cada 4 años por la SIE y es igual al costo anual de inversión y al costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW de potencia instalada.⁴

1.1.4.4 Incentivos a las energías renovables

En el año 2007 se promulgo la Ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales No. 57-07, así como su marco legal donde se establece la

³ Acuerdo de Modificación a la fórmula original de capitalización de indexación de la energía, realizado en Madrid, España.

⁴ Según el Art. 277 la formula es $CMPPBR = (((CTG/(FDT*CP)) * FRMC + O\&M) * RES$ y se indexa según el Art. 278 que establece que $CMPPBR_{mes\ i,n} = CMPPBR_{dicn-1} * A * (D/Do)$, para $A = (CPI_{mes\ i-1}/CPI_{nov\ n-1}) < 1.02$, y $A = 1.02$ para $(CPI_{mes\ i-1}/CPI_{nov\ n-1}) \geq 1.02$

aplicación de una serie de estímulos económicos para la inversión en generación eléctrica por fuentes alternativas. Entre estos incentivos se encuentran: Exenciones al impuesto sobre la renta, reducción al impuesto al financiamiento externo, primas en el precio de la energía producida por fuentes alternativas, prioridad en el despacho para la energía generada en régimen especial, etc. [RERRE07].

El 14 de enero de 2009, República Dominicana firmó un Acuerdo Interinstitucional con Recursos Energéticos Koar para instalar una planta de 50 MW de generación que utiliza el combustible conocido como gas de síntesis, que se deriva de la biomasa vegetal, principalmente de bambú; ese mismo año, el grupo español Inveravante comienza a instalar 100 MW de energía eólica en dos parques de generación de 50 MW cada uno en las comunidades de Matafongo en la provincia de Baní y Granadillo en la provincia de Montecristi. Es el proyecto eólico Los Cocos el primer proyecto de energía renovable real, realizado en dos fases, la primera fase Los Cocos 1 corresponde al parque eólico inaugurado en 2011, el cual consta de 14 turbinas V90 y una potencia instalada de 25 MW, y en la segunda fase, Los Cocos 2, de 75 MW, ampliando la capacidad del parque a 100 MW.

1.1.4.5 La planificación del SENI

Es realizada por Comisión Nacional de Energía con carácter Indicativo, mediante la elaboración del Plan Indicativo Energético Nacional, el cual incluye los planes de desarrollo de la generación, transmisión y distribución. La Regulación vigente no contempla una intervención activa por parte del Estado en el proceso de planificación, limitándose su rol a trazar pautas indicativas dentro de las cuales deben encaminarse las políticas de promoción e incentivo de la inversión privada.

1.1.4.6 Seguridad y costo de la energía no suministrada

Se establece por la SIE cada año el Costo de Desabastecimiento, el cual debe representar el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas. De producirse una declaración de racionamiento por déficit de generación, los generadores utilizarán este costo de desabastecimiento para

compensar a las empresas distribuidoras, las cuales a su vez deberán traspasar las mismas a los clientes. El costo de ENS actual es igual al Costo marginal máximo tope.

1.1.4.7 Racionamiento

En caso de presentarse una declaración de racionamiento por parte de la SIE, tendrá prioridad en el abastecimiento la demanda contratada que cuenta con generación disponible. Sobre la base de la previsión de demanda y los contratos de suministro con disponibilidad de generación, se determinará la demanda que implica transacciones en el Mercado Spot. Las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados serán restringidos en su demanda en función de su participación en las transacciones del mercado spot. En ningún caso se podrá restringir la demanda que cuenta con un contrato de suministro y con la disponibilidad del generador, exceptuando aquellos casos donde no sea posible por restricciones de transmisión o distribución.

1.1.5 Regulación de la Transmisión

El Sistema de Transporte del Sistema Eléctrico se compone de unos 1,336.84 Km en líneas de 138 kV y 1,657 Km en 69 kV. Actualmente se encuentra en su etapa final la construcción un nuevo troncal de 130 Kms. a 345 kV para reforzar la interconexión entre las regiones norte y sur del país desarrollado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), propietaria del transporte, la cual es de capital estatal.

1.1.5.1 Expansión de la red de transmisión

Es función de la Comisión Nacional de Energía elaborar el plan de expansión indicativo para todo el Sector Eléctrico Dominicano. En la práctica, la ETED es quien diseña el plan de expansión del sistema de transmisión, para lo cual realiza consulta al OC y los Agentes del MEM.

Figura 1.4
Plan de Expansión de la Transmisión 2005-2020



Fuente: Elaboración propia

1.1.5.2 Ingresos del transportista

La SIE es la responsable de establecer el valor del peaje de transmisión, el cual debe generar los ingresos necesarios para cubrir el costo total anual del sistema de transmisión, compuesto por la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de un sistema de transmisión eficientemente dimensionado.⁵

Por los Activos

Se remunera el costo de capital del sistema de transporte considerando el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones necesarias para operar un sistema optimizado, con un desarrollo eficientemente dimensionado, donde las inversiones correspondientes a las expansiones deben ser realizadas en los siguientes 4 años.

Para establecer la anualidad de la inversión se multiplica la base de capital obtenida por el procedimiento expuesto en el párrafo anterior por el factor de recuperación del capital, el cual toma en consideración una vida útil de 30 años y la tasa de costo de capital fijada por el Banco Central, tomando en cuenta el costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales para la inversión en el sector eléctrico dominicano. Actualmente la tasa de costo de capital vigente es de 12.12%. [LGE_01]

⁵ Acorde al Art.85 de LGE y los Art. 357 al 370 del RLGE

Por Costos de Operación y Mantenimiento

Se reconocen aquellos que corresponden con los montos necesarios de una empresa modelo que opere un sistema de transmisión eficientemente dimensionado.

1.1.5.3 Cargos por el uso de la red de transporte

Con base en el ingreso reconocido a ETED y las expansiones de demanda previstas para el SENI en los próximos cuatro años, se establece un Peaje Unitario de Transmisión. El ingreso tarifario que percibe mensualmente la empresa de transmisión esta normalizado por la resolución SIE-543-2011, en la que establece una anualidad de US\$97,753,668 para una monto mensualizado de US\$8,146,139, indexándose con el CPI, de los Estados Unidos de América y convertido a la tasa del dólar vigente del mes anterior al mes del cálculo. La empresa de transmisión recauda este ingreso tarifario por medio de dos conceptos: derecho de uso y derecho de conexión. El derecho de uso es la diferencia entre el total de las inyecciones y retiros de energía y potencia, valorizados a costo marginal (pérdidas valorizadas a costo marginal). El derecho de conexión de un mes determinado es la diferencia entre el costo total mensual del Sistema de Transmisión y el derecho de uso correspondiente a dicho mes.

1.1.5.4 La congestión

El Sistema de transmisión Dominicano es una red radial, donde las congestiones son recurrente en la zona Este, Sur y Norte del país provocando desacople económico. Para minimizar el efecto de las congestiones se realizan redespacho, realizado por OC, en las horas que se estime o la situación así lo demande. El Costo de la Congestión aumenta el derecho de uso de la energía, disminuyendo el Derecho Unitario de Conexión.

1.1.6 Regulación de la distribución

Tres empresas distribuidoras y comercializadora de energía eléctrica: la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDE ESTE), Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDE SUR) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDE NORTE).

Tabla 1.2
Demanda, Tipo de Concesión, Tamaño y Estructura de las Empresas Distribuidoras

Empresa Distribuidora	Tipo de Concesión	Provincia	Tamaño km ²	Pérdidas	Disponibilidad Promedio del Servicio	Gastos Operativos MMUS\$	No. De Empleados	No. De Clientes	Demanda de Energía 2011 (GWh)
EDEESTE	Distribución y Comercialización	Lado Este del Distrito Nacional por la parte de la Provincia Santo Domingo, el Municipio Santo Domingo Este, Norte y Boca Chica, las provincias de Monte Plata, San Pedro de Macoris, La Romana, La Altagracia, El Seybo y Hato Mayor	11,500	36.00%	80.40%	72.4	1,676	634,411	3,548
EDESUR	Distribución y Comercialización	Lado Oeste del Distrito Nacional por la parte de la provincia Santo Domingo, el Municipio Santo Domingo Oeste, Los Alcarrizos, Pedro Brand así como las Provincias San Cristóbal, Peravia, Azua, San José de Ocoa, San Juan, Elías Piña, Barahona, Independencia y Pedernales.	11,486	30.60%	76.30%	89.1	1,666	529,243	4,156
EDENORTE	Distribución y Comercialización	14 provincias: Santiago, La Vega, Duarte, Puerto Plata, Espaillat, María Trinidad Sánchez, Monseñor Nouel, Sánchez Ramírez, Valverde, Santiago Rodríguez, Montecristi, Samaná, Salcedo y Dajabón.	19,061	32.90%	81.40%	70	2,279	741,564	3,419

Fuente: Cortesía de CDEEE, Información Enero-Diciembre 2011

Existen ocho empresas concesionarias para la explotación del servicio eléctrico en zonas aisladas del sistema eléctrico nacional interconectado; estas concesiones son operadas por empresas verticalmente integradas, encargadas de generar, distribuir y comercializar la electricidad. Actualmente suman una capacidad instalada según la SIE superior a los 200 MW.

Tabla 1.3
Generación y Demanda

Años	Generación GWh	Demanda MW
2005	9,823.38	1,586.33
2006	10,709.26	1,661.08
2007	11,180.00	1,704.31
2008	11,644.00	1,706.85
2009	11,171.73	1,836.49
2010	11,987.90	1,700.92
2011	12,193.95	1,781.31

Fuente: SIE

A pesar de contar con una capacidad instalada de 3,284 MW el abastecimiento promedio anual de la demanda energética son unos 2,200 MW, de los cuales se abastece alrededor del 80%. En lo referente a la energía, las inyecciones promedio anual durante el período 2005-2011 fueron de 11,244 GWh. La demanda abastecida promedio durante el mismo periodo fue de 1,711.04 MW, para satisfacer a 1,905,218 clientes.

En el año 2007 se modifica la Ley General de Electricidad, introduciendo artículos que criminaliza el fraude eléctrico, dotando a las empresas distribuidoras de herramientas legales y administrativas para hacer más efectiva la gestión comercial de las mismas.

1.1.6.1 Remuneración del Distribuidor

Las tarifas a usuarios del servicio público son fijadas por el ente regulador. Las mismas están compuestas del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente más el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD). El valor agregado de distribución se determina cada cuatro años sobre la base de costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados. El costo incremental de desarrollo de un sistema modelo, deberá entenderse como el costo promedio de las ampliaciones de capacidad y al incremento de los costos de explotación necesarios para satisfacer la demanda incremental de un período no inferior de 15 años.

De igual modo el costo total del largo plazo de un sistema modelo es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación eficiente y los de inversión de un proyecto de reposición. Con la finalidad de traspasar a los clientes finales el costo real de la prestación del servicio eléctrico y de hacer mejoras en la regulación, la Superintendencia de Electricidad (SIE) está concluyendo la consultoría denominada “Esquemas de Transición para Tarifa y Normas Técnicas de Calidad de Servicio para el período 2008-2012”. Los estudios relacionados con los temas tarifarios son contratados por la SIE bajo licitación internacional y son realizados por consultores independientes.

1.1.6.2 Tasa de retorno de los activos

La tasa de costo de capital a utilizar para las inversiones en las instalaciones de distribución, en dólares estadounidenses, sea fijada periódicamente por el Banco Central de la República Dominicana. Esta tasa ha permanecido fija en 12.12% desde el año 2003.

1.1.7 Regulación de la Comercialización

Los concesionarios del servicio de distribución podrán efectuar el corte inmediato del servicio o del suministro al cliente contratante en caso de que éste no haya efectuado el pago de una factura mensual dentro de los treinta días que sigan a su emisión, excluyendo a las instituciones gubernamentales no cortables. [LGE_01]

1.1.7.1. Traslado a tarifas de los costos de compra en el MEM

En lo que se refiere a las compras de abastecimiento de las empresas distribuidoras en el mercado mayorista, se establece que las mismas no podrán ser mayor al 80% en el mercado de contratos de largo plazo, mientras que en el mercado spot las compras no deberían ser menores a un 20%, teniendo en cuenta la demanda del sistema eléctrico interconectado. Se le permite a las empresas distribuidoras ser propietarias, directa o indirectamente, de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el 15% de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado. [LGE_01]

Debido a las particularidades del sector eléctrico, el país no ha podido acogerse totalmente la regulación pautaada. Esto explica la existencia de contratos a largo plazo, donde las empresas distribuidoras se ven obligadas a comprar al menos el 85% de su compra de abastecimiento de energía a elevados precios y el faltante en el mercado spot. A pesar de los intentos de recuperar todos los costos de las empresas distribuidoras, los niveles de pérdidas totales de éstas para el mes de agosto de 2012 fueron de alrededor del 30%, sin mencionar que la falta de una tarifa técnica, no permite trasladar todo los costos incurrido en la actividad de distribución y comercialización a la tarifa.

1.2 República de Colombia

Colombia país rico en recursos naturales y reservas energética importantes, como el agua y el carbón, posee un sistema con política de Estado y marco institucional sólido con el cual pueden de cara al futuro afrontar el aumento, la diversificación de sus reservas y de su oferta energética, al uso racional de la energía y al desarrollo sostenible de los nuevos desarrollos tecnológicos, así como del aumento de interconexiones e integración energética con los países del área de Sur , Centroamérica y del Caribe.

1.2.1 Sistema Eléctrico de Colombia

La matriz energética de generación colombiana está compuesta mayoritariamente por hidroeléctrica, aunque también participan otros tipos de tecnologías térmicas como la generación a gas natural y carbón. Colombia tiene interconexión eléctrica con Venezuela y Ecuador, mediante la cual se exporta energía y de ser necesario importar,

no obstante la cantidad de energía que se importa es muy baja a comparación de la energía exportada por Colombia.

1.2.2 El Mercado Eléctrico Colombiano

Fig. 1.5

Agentes del MEM en Colombia



Es un Mercado de Energía Mayorista (MEM), operado y administrado por XM, donde generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes clientes o usuarios no regulados venden y compran energía en grandes bloques obedeciendo las reglas del marco regulatorio

Fuentes: XM

1.2.3 Organización Institucional del Mercado

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA: responsable de definir los planes de expansión de la generación, de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME): responsable de elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG), quien es el Regulador de mercado.

OPERACIÓN Y LA ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO, realizada por **XM**, filial de **ISA S.A**, se encarga de operar el Sistema Interconectado Nacional **Centro Nacional de Despacho (CND)**, de administrar las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través del **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)** quien se encarga de realizar las liquidaciones de todas las transacciones del mercado y de administrar el registro de los contratos de energía a

largo plazo y de las fronteras comerciales y **Liquidador y Administrador de Cuentas** de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC).

1.2.4 Organización y Reglas de Funcionamiento del Mercado

Existen dos tipos mercados:

1.2.4.1 Mercado de Corto Plazo (Bolsa de Energía o Spot)

Realizado diariamente mediante subastas donde los generadores ofertan precios y declaran sus disponibilidades de su energía, al **ASIC** con un día de anticipación a la operación, compensa y liquida las transacciones spot en el mercado.

La operación de los embalses responde a esas ofertas y no depende de una optimización centralizada ni uso del valor del agua. La única definición centralizada sobre el uso del agua se da cuando las centrales hidráulicas generan para cubrir restricciones por congestión del sistema. Los agentes generadores térmicos presentan sus ofertas de precios de forma desagregada, teniendo en cuenta la oferta de precios a la Bolsa de Energía (costos variables) y los Precios de Arranque-Parada. Los Precios de Arranque y Parada se ofertan trimestralmente, como un valor fijo en USD y se puede diferenciar por configuración y tipo de combustible. El despacho ideal se optimiza sobre las 24 horas del día, e incorpora los Precios a la Bolsa y los de Arranque-Parada.

El Precio de Bolsa o Marginal del sistema corresponde a la suma del Máximo Precio Ofertado (MPO), correspondiente al precio de la oferta en cada hora del último recurso despachado para satisfacer la demanda sin considerar el Precio de Arranque y Parada, al cual se adiciona una componente que ajusta el Precio Marginal con un valor adicional (DI) para remunerar la totalidad de los ingresos requeridos por cada planta térmica despachada en el caso ideal, incluyendo el Precio de Arranque y Parada, con lo cual el cálculo de los precios de bolsa tiene en cuenta sólo las ofertas de precios y para efectos de liquidación se incorporará al precio de bolsa un delta (DI).

Existe un precio mínimo para las ofertas de energía en el mercado, tanto para la subasta diaria como para las ventas en contratos. A estos precios mínimos le corresponde la

suma de varios cargos, tales como el Costo Equivalente Real de Energía (CERE), que permite a los generadores recaudar el valor correspondiente al Cargo por Confiabilidad, siendo el principal, otros cargos son: Ambiental, el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y el aporte al Fondo de Aportes a las Zonas no Interconectadas (FAZNI).

El Cargo por Confiabilidad remunera la Energía Firme de los generadores que abastecen confiablemente en condiciones de hidrología seca, asegurando un ingreso a las plantas y/o unidades de generación por un plazo de hasta veinte años para plantas nuevas, 10 años para plantas especiales, 5 años para plantas existentes con obras y 1 año para plantas existentes. La confiabilidad es un cargo adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía.

Este Cargo por Confiabilidad define un Precio de Escasez, establecido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación del índice diario del precio de fuel oil (Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% sulfur fuel oil), el cual tiene una doble función: una que indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme (OEF) son exigidas a los generadores que se les asignaron, y por otra, el precio al que es remunerada la energía entregada por dichos generadores en cumplimiento de tales Obligaciones cuando son requeridas. El precio de escasez para agosto 2012, fue de 414.747377085724 \$/kWh (equivalente a 230 USD/MWh aproximadamente). Para los casos en los cuales se presenta un racionamiento y el Precio de Bolsa es inferior al segundo escalón del Costo de Racionamiento, el precio de bolsa es igual a dicho escalón.

1.2.4.2 Mercado de Contratos de Largo Plazo

De carácter financiero, los agentes se cubren de la volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo. La operación y administración del mercado está a cargo la empresa **XM**. El MEM corresponde a un sistema de nodo único, en donde la red de transmisión es neutral, lo que significa que el generador hace su oferta de precio

para cada día y su declaración de disponibilidad de generación para cada hora, sin considerar el estado de la red de transmisión.⁶

Con base en las ofertas más económicas se seleccionan los recursos que serán despachados para abastecer la demanda hora a hora. A este despacho se le conoce como Despacho Ideal, pues difiere del despacho real en que este último incorpora las restricciones que puedan presentarse en la red de transmisión. El despacho ideal, determinado de manera expost por el CND, se obtiene de considerar la demanda real y la disponibilidad real de las plantas o unidades de generación, sin tener en cuenta las restricciones físicas y técnicas impuestas por la red de transmisión.

Las ofertas de precio que presenten los generadores que participan en el MEM deben reflejar los costos variables de generación y los costos de oportunidad. El precio del último recurso utilizado para atender la demanda total de energía en cada hora es el que fija el precio al que serán remunerados todos los recursos inframarginales a esa misma hora y se denomina Precio de Bolsa.

La parte de la demanda de energía de los comercializadores que no esté cubierta por contratos bilaterales, debe pagarse a este Precio de Bolsa. La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa es realizada por el ASIC. La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilatares con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 MWh/mes).

1.2.5 Regulación de la Generación

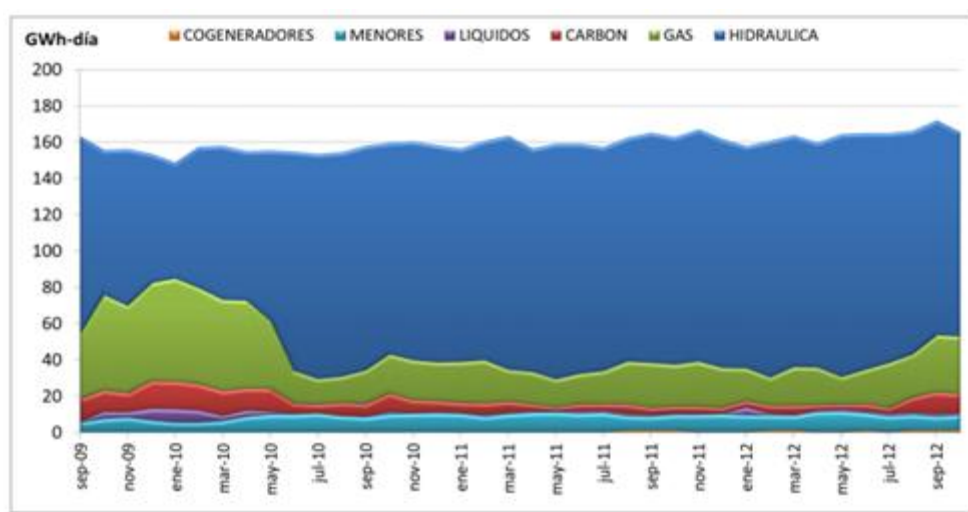
El suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y varios sistemas locales aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN comprende la tercera parte del territorio, proveyendo cobertura al 96 por ciento de la población. El sistema ZNI, que cubre las dos terceras partes restantes del territorio nacional, solamente provee servicio al 4 por ciento de la población.

⁶ Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (www.creg.gov.co)

Treinta y dos grandes plantas hidroeléctricas y treinta estaciones de energía térmica proveen electricidad al SIN. Por otra parte, el ZNI es servido principalmente por pequeños generadores diesel, muchos de los cuales no están en buenas condiciones de funcionamiento.

El sistema de generación colombiano tiene una capacidad instalada de 14,420 MW. La producción eléctrica acumulada a Noviembre 2012, según el “informe mensual de análisis de Mercado Noviembre 2012”, de XM, fue de 59.21 TWh, aumentando un 3.7%, respecto al mismo periodo 2011. El mismo informe establece que el 69.4% de la generación fue de origen hidráulico y el resto principalmente de centrales térmicas a gas natural el 25.8% de la capacidad instalada; generación menor 4.42% y cogeneración 0.39%. La disponibilidad de generación hidráulica está influenciada por la ocurrencia de fenómenos climáticos como El Niño (calentamiento de las aguas del Océano Pacífico) que generan inhibición de las lluvias, obsérvese la fig. 1.6.

Figura 1.6
Generación Histórica Mensual por Recursos Energéticos



Fuentes: XM Informe Noviembre 2012

Colombia tiene tres interconexiones con Venezuela que suman 336 MW de capacidad y dos interconexiones con Ecuador bajo el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE's). Actualmente el país se encuentra en un proceso de armonización regulatoria con Panamá, con el objetivo de viabilizar intercambios de energía con dicho país y Centroamérica.

El 35% de la capacidad disponible de las empresas de generación pertenece a los Estados Nacionales y los municipios. Existen 44 empresas de generación, y la participación de mercado de la mayor empresa privada de generación es de alrededor del 23%. Las empresas integradas verticalmente representan aproximadamente el 40% en generación y 60% en distribución de energía.

Subasta

El propósito de la subasta es asignar las Obligaciones de Energía Firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes.

1.2.6 Regulación de la Transmisión

Es desarrollada por varias empresas de transporte de energía, bajo un esquema de monopolio con cargos regulados y competencia en la expansión. ISA y su filial Transelca son propietarias del 80% de la infraestructura de transmisión. Las principales empresas propietarias del Sistema de Transmisión Nacional –STN, son:

Tabla 1.4
Empresa del Sistema de Transporte Nacional

Empresa	% de Participación	Propiedad
ISA	71%	Mixta
TRANSELCA	10%	Mixta
EEB	8%	Mixta
EPM	7%	Pública
EPSA	3%	Pública
ESSA	1%	Pública
CENS-DISTASA-EBSA	1%	Pública

Fuente: XM

El Sistema de Transmisión Nacional -STN- es bastante mallado, aunque presentan restricciones en algunas áreas asociadas con capacidad de transporte de los circuitos y atentados sobre la infraestructura de transporte.

Está compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, siendo las tensiones empleadas en Colombia 220, 230 y 500 kV. El sistema es operado por el Centro Nacional de Despacho -CND- y administrado por el Administrador del Sistema de

Intercambios Comerciales -ASIC- que son dependencias de la empresa XM filial de ISA.

1.2.6.1 Expansión de la red de transmisión

La UPME es la entidad encargada de la planeación del Sistema de Transmisión Nacional (STN); debe identificar los refuerzos y ampliaciones del sistema. Apoya al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, (CAPT), en donde participan tres grandes consumidores, tres comercializadores, tres transmisores, un generador y un distribuidor. El Centro Nacional de Despacho (CND), pertenece a dicho Comité, pero debe asistir a sus reuniones y coordinar con él los aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN.

Los proyectos de expansión son ejecutados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas internacionales, cuyo ganador recibe la remuneración que ha ofertado por un período de 25 años. Las propuestas se comparan calculando el Valor Presente de dichos ingresos, aplicando la tasa de descuento aprobada por el regulador, en dólares constantes. El Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente, cubre todos los costos incurridos por el transmisor seleccionado. No están previstos en la regulación mecanismos descentralizados de expansión de la transmisión. La regulación actual no contempla las líneas mercantes.

1.2.6.2 Ingresos del transportista

El procedimiento para determinar el ingreso de los transportistas dependerá de si los activos de la red existente a 31 de diciembre de 1999 (activos existentes) o de si han sido o serán construidos bajo el mecanismo de convocatorias públicas internacionales que comenzó a aplicarse a partir del año 1999 (activos de convocatoria). En el caso de los activos existentes, el ingreso se determina de manera administrada como la suma de dos componentes. La primera corresponde a la remuneración de la inversión y la segunda a la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento. En el caso de los activos de convocatoria, el ingreso para los primeros veinticinco años corresponde al Ingreso Anual Esperado propuesto por el transportador que resulta

adjudicatario de la ejecución del proyecto. Una vez cumplido el año veinticinco, el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes.

- **Activos remunerados**

Se calculan por la metodología de remuneración establecida en la Resolución CREG para la actividad de transmisión. Los activos de transmisión existentes a 1999 se remunera con una anualidad calculada sobre el Valor de Reposición Nuevo (VRN) de los activos eléctricos, utilizando costos unitarios aprobados para cada unidad constructiva, vidas útiles de 10, 30 y 40 años (40 años para las líneas) y una tasa de remuneración regulada. Los ingresos se liquidan y facturan mensualmente en pesos colombianos, actualizándolos con el Índice de Precios al Productor (IPP) nacional.

Para los activos de convocatoria, la remuneración de la inversión, con su tasa de rentabilidad, son parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario. Los ingresos anuales correspondientes a los primeros veinticinco (25) años se ofertan en dólares de diciembre del año anterior a la adjudicación del proyecto, y se actualizan anualmente con el Producer Price Index (PPI Serie ID: WPSSOP3200) de los Estados Unidos, al año respectivo. La liquidación y facturación mensual se efectúa en pesos colombianos, dividiendo por doce (12) el ingreso correspondiente a ese año y utilizando la Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día hábil del mes a facturar, publicada por la autoridad competente.

Además de la inversión en los activos eléctricos se le remuneran al transportador dos conceptos adicionales: la inversión en activos no eléctricos requeridos para prestar el servicio de transmisión, cuya remuneración equivale al 5% de la correspondiente a los activos eléctricos y los activos de subestación que corresponden a la inversión en los terrenos que ellas ocupan, calculada como el 5.69% de su valor catastral (pesos por metro cuadrado) multiplicado por el área eficiente que es definida por el regulador para cada tipo de equipos.

- **Tasa de retorno regulada**

De acuerdo con la Resolución CREG 083 de 2008, la tasa empleada para remunerar los activos existentes es del 11.50% en pesos constantes antes de impuestos. Esta tasa es definida por el regulador y busca reflejar el WACC de la actividad de transmisión.

- **Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento**

Para el caso de los activos existentes, se define una metodología de incentivos orientada a reconocer anualmente los gastos de AOM contables del año anterior, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad, si bien para el 2009 (primer año de vigencia del esquema) remunera un promedio entre los AOM gastados (entre 2001 y 2007) y los costos reconocidos durante el año 2008. En todo caso la Comisión de Regulación exige la aplicación de auditorías a cada transportador, por parte de firmas reconocidas, con el fin de validar la información que remita cada transportador. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VNR de los activos, excluyendo lo ejecutado mediante convocatorias públicas. Para los activos de convocatoria, los costos de operación y mantenimiento hacen parte del ingreso esperado que presenta el oferente de la convocatoria pública y que recibe el adjudicatario.

1.2.6.3 Cargos por uso de la red de transporte

Con base en la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso del STN (Resolución CREG 103 de 2000), los comercializadores pagan un “cargo estampilla” nacional, con diferenciación horaria por periodo de carga, que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Este cargo es asumido por la demanda en la tarifa de energía. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.

El Cargo por Uso Monómicos del STN, que es pagado por la demanda, se determina dividiendo el Ingreso Regulado Mensual causado en el mes a facturar, por la demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mismo mes, referida al STN. Los Cargos por Uso Monómicos con diferenciación horaria por Período de Carga, son calculados a partir del respectivo Cargo por Uso Monomio, de las demandas registradas en cada uno de esos períodos y de la duración de los mismos.

Los cargos pagados por la demanda son únicos a nivel nacional, e independientes del nivel de tensión del STN en que toma la demanda. [CIER08]

1.2.6.4 La Congestión

El Centro Nacional de Despacho (CND), coordina con la UPME los aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN. Se remunera generación por seguridad asociadas a restricciones eléctricas y/o soporte de reactivos originadas en exportaciones de energía y el cumplimiento del Criterio de confiabilidad (VERPC)⁷. El artículo 118 de la Ley 812 de 2003, definió como fondo especial del orden nacional, que los recursos provenientes del 80% de las rentas de congestión calculadas por el ASIC, por las exportaciones de energía eléctrica a los países dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones. El artículo 59 de la Ley 1151 de 2007, se estableció que el Ministerio de Minas y Energía continúe administrando el Fondo de Energía Social (FOES) como un sistema especial de cuentas, que a partir de 2007, cubra hasta \$46 por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica consumida por los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional, sin beneficiar de este fondo los usuarios no regulados.

De la Renta totales de Congestión 80% se usan para cubrir demanda domestica Colombiana (80% al FOES y 20% a restricciones asignadas), como se explicara anteriormente, el restante 20% se destina a Demanda importantes del Despacho Coordinado.

1.2.7 Regulación de la Distribución

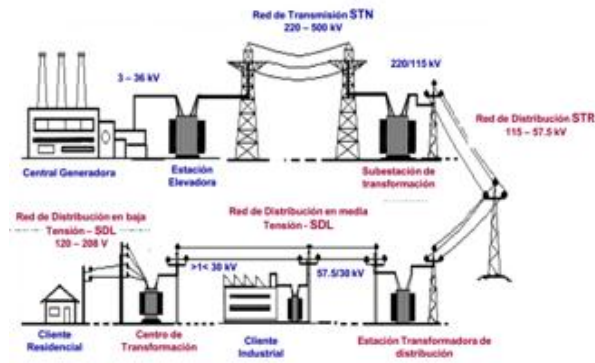
A Noviembre del año 2012 Colombia alcanzó los 59211.3 GWh de demanda de energía. Representado un aumento de un 3.7% respecto al periodo. El Distribuidor opera los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local a niveles de tensión inferiores a 220 kV, conocidos como niveles 1, 2, 3 y 4 que abarcan desde baja tensión hasta subtransmisión (tensiones de operación que varían según la región son:

⁷ VERPC= Valor Esperado de Racionamiento de Potencia de Corto Plazo

0.208kV, 11.4 kV, 13.2 kV, 34.5 kV, 44 kV, 57.5 kV, 110 kV y 115 kV). Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con ingresos regulados soportados en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. La metodología general que regula la actividad de distribución se define según la Resolución CREG 097 de 2008.

Fig. 1.7

Cadena de Prestación de Servicio Eléctrico



Fuente: CREG

1.2.7.1 El distribuidor como intermediario en la energía

Formalmente el distribuidor (Operador de Red - OR) no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados. Esta función es ejercida por comercializadores, entre los que se encuentran las propias empresas de distribución, en un régimen de separación contable entre ambas actividades.

1.2.7.2 Determinación de los activos a remunerar del distribuidor

Se distinguen cuatro niveles de tensión para el cálculo de las remuneraciones que pueden percibir los distribuidores: *Nivel 1* - Tensión menor a 1 kV; *Nivel 2* - Tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV; *Nivel 3* - Tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV, estos tres niveles corresponden al Sistema de Distribución Local (SDL) y finalmente *Nivel 4* - Tensión mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV, y corresponde al Sistema de Transmisión Regional (STR)

Mediante el mecanismo *Price Cap* se determinan los ingresos del Operador de Red para los sistemas distribución asociados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, (SDL), un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida, determinado por la CREG. Para subtransmisión o nivel de tensión 4 (STR) se determina un Ingreso máximo regulado dadas las instalaciones del distribuidor.

El cargo máximo de remuneración de los activos de nivel 1 se determina por valor nuevo de reemplazo de los activos -VNR- y la demanda asociada. El VNR se determina a partir de valorar los transformadores existentes y la red de baja tensión asociada, con base en la definición del costo de los circuitos típicos por OR (definidos sobre una muestra estratificada de circuitos por empresa) y la aplicación de dichos valores al universo de la infraestructura de cada distribuidor. Cada circuito típico se valora a partir del costo unitario instalado de los materiales y equipos que el regulador establece en la metodología general. Los costos anuales utilizados para la remuneración de los activos de los sistemas de nivel 2, 3 y 4 resultan de calcular las anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor (descrito según el inventario de unidades constructivas predefinidas y tomando los valores de reposición a nuevo determinados por la CREG).

Para todos los niveles de tensión se aplica un criterio según el cual la valoración a nuevo resulta en un 90% de los costos reconocidos en el anterior periodo regulatorio y un 10% de la nueva base de costos de las unidades constructivas definidas en la resolución 097 de 2008, ajustando en todo caso los costos reconocidos que van al 90% con el WACC del nuevo periodo.

1.2.7.3 Tasa de Retorno de los Activos

Se calculan con el método Weighted Average Cost of Capital (WACC), definida por Resolución CREG 093 de 2008. El WACC de los niveles de tensión 1, 2 y 3 es de 13.9% y para el nivel de nivel 4 es de 13% expresadas en términos reales antes de impuestos.

1.2.7.4 Remuneración de los Costos de Administración, operación y mantenimiento

La Resolución 097 de 2008 establece un esquema de incentivos orientado a reconocer, a partir del año 2010, el promedio entre el AOM remunerado y los gastos contables del año inmediatamente anterior incurridos por las empresas de distribución, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a

la actividad, y condicionado a que los indicadores de la calidad del servicio no se deterioren. Para el año 2009 se define un esquema que promedia el valor del AOM remunerado y el AOM contable incurrido, durante el cuatrienio 2004-2007. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VNR del inventario de activos del operador de red.

1.2.7.5 Ajuste e Indexación de la Remuneración al Distribuidor

Los períodos tarifarios son de 5 años, metodológicamente revisables al cabo de igual periodo. La revisión abarca la totalidad de los componentes de costo: el WACC, los costos unitarios de reposición a nuevo de los activos, los costos y gastos de operación y mantenimiento, las productividades asociadas, las energías y la nueva base de activos que resulta de las inversiones adicionales en el periodo tarifario. En todo caso, los ingresos máximos de nivel de tensión 4 se actualizan mensualmente en función de las inversiones realizadas por los distribuidores en ese nivel de tensión y las fórmulas tarifarias permiten una actualización mensual del cargo máximo resultante aplicando el índice de precios al productor.

1.2.7.6 Ingresos por actividades no reguladas

La Resolución CREG 225 de 1997 establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio para usuarios regulados. Las son para el régimen tarifario de libertad, el suministro e instalación del equipo de medida, el suministro de los materiales de la acometida y la ejecución de la obra de conexión. Las actividades que se someten al régimen tarifario de libertad regulada son la calibración inicial del medidor, la configuración y programación del medidor. La compañía debe publicar un pliego tarifario con los precios de las actividades del régimen regulado.

Las empresas de distribución captan ingresos por el servicio de alumbrado público, alquiler de postes para empresas de telecomunicaciones, y servicio de respaldo a las conexiones. La regulación vigente establece las tarifas máximas que se aplican en cada caso, excepto el caso del alumbrado público cuya remuneración es acordada con el municipio responsable de su prestación.

1.2.7.7 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

Los estudios para la determinación de la metodología de remuneración son realizados por la CREG. No obstante, dichos estudios son publicados por el regulador y sometidos a comentarios por parte de las empresas y demás interesados. Una vez definidas las valoraciones definitivas de los activos, las empresas realizan los inventarios de instalaciones necesarios para determinar las remuneraciones, las que deben ser supervisadas por auditores autorizados por la CREG. En caso de que existan discrepancias entre la CREG y una empresa de distribución, esta puede presentar un recurso de reposición frente a la CREG y en última instancia la determinación puede ser tomada por la justicia ordinaria. En general no han tenido lugar recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores, contra las decisiones del regulador sobre remuneración de los distribuidores. [CIER08]

1.2.8 Regulación de la Comercialización

Los comercializadores son los que atienden y prestan el servicio de facturación a los usuarios. Pueden vender a los usuarios no regulados a precios libres y para los regulados a precios regulados. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del estado. Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo. La comercialización consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados; y su representación ante el mercado de energía. Se puede realizar conjuntamente por generadores, distribuidores o de manera independiente, bajo un régimen de separación contable entre actividades.

El comercializador que atiende el mercado regulado, el cual generalmente coincide con el distribuidor comercializador, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, y un margen del 15% sobre los anteriores costos. [CIER08] El

costo de comercialización se varía utilizando el consumo medio de cada mercado. Sin embargo, en la fórmula tarifaria vigente se prevé la aplicación de un cargo fijo y otro variable con el fin de remunerar los costos y riesgos de la actividad. Conforme a lo anterior, el comercializador factura la totalidad de los costos de las etapas del servicio a los clientes regulados según se establece en la Resolución CREG 119 de 2007. Para el traslado de costos de compra de energía, el esquema permite trasladar los costos de compra mediante contratos, aplicando una señal de eficiencia al comparar los costos propios con el costo promedio de todos los contratos bilaterales con destino al mercado regulado.

A su vez el costo de compras en bolsa de energía es un pass-through aunque contempla un factor de ajuste para atenuar las volatilidades asociadas a las compras en bolsa cuando el precio rebasa una condición particular. Actualmente el regulador, ha previsto en la fórmula tarifaria la entrada de un esquema de subastas para el cubrimiento del 100% de la energía del mercado regulado denominado Mercado Organizado Regulado (MOR), el cual se encuentra en proceso de desarrollo. Adicionalmente, la fórmula permite trasladar los costos de Transmisión, Distribución y Comercialización, y el costo de las pérdidas hasta un nivel regulado. [CIER08]

Para el caso del mercado no regulado, y como ya se mencionó anteriormente, el usuario pacta libremente la tarifa con el comercializador que escoge y le represente en el mercado. Ante el no pago de los consumos de energía, está permitida la suspensión del servicio hasta tanto se hagan efectivos los pagos al comercializador. [CIER08]

1.3 Estado Libre Asociado de Puerto Rico

En el 1893 se instala el primer sistema de alumbrado privado. En 1897 Casellas y Cía. Instala pequeños generadores a 120 voltios, que fueron los primeros en ser acoplados a turbina hidráulica para producir electricidad en Puerto Rico, toda la electricidad en Puerto Rico era producida y distribuida por compañías privadas, hasta 1915 que se inaugura la Central Carite I.

En 1908 se creó el **Servicio de Riego de la Costa Sur**, con el objetivo de desarrollar los sistemas de agua necesario para maximizar la explotación del potencial agrícola de

la zona. El desarrollo de los sistemas públicos de electricidad requirió la creación de una nueva agencia de gobierno, que debería administrar los sistemas de riego, así como operar y expandir las instalaciones del servicio de electricidad, creándose en el 1926 la **Utilización de las Fuentes Fluviales**.

La Puerto Rico Reconstruction Administration se crea en el 1935 para reducir el desempleo y desarrollar un programa de reconstrucción económica en la Isla hasta el 1941, cuando **Utilización** concluyó la construcción de las centrales hidroeléctricas Garzas #1 y #2. El crecimiento de la demanda por energía eléctrica impuso la creación de una nueva agencia gubernamental independiente del Departamento de Interior, que contara con la suficiente libertad y flexibilidad para proveer el financiamiento necesario para expandir el sistema de generación y las líneas eléctricas. Es así como surge la primera corporación pública de Puerto Rico, **La Autoridad de las Fuentes Fluviales**, creada el 2 de mayo de 1941.

En el 1945 con la primera emisión de bonos de renta pública hecha por la Autoridad de las Fuentes Fluviales, compró el *Puerto Rico Railway Light and Power Company* y la *Mayagüez Light Power and Ice Company*, quedando integrados en una sola compañía los principales sistemas de electricidad que operaban en la Isla. Solo el 12% de la población rural tenía acceso a la electricidad, por lo que se inició en el año 1946-47 un programa vigoroso de electrificación rural. A partir del 1952, la Autoridad firma un contrato con la Administración de Electrificación Rural de los Estados Unidos para obtener un préstamo que le permitiera llevar la energía eléctrica a los campos.

En el 1963, se transfiere e integra el sistema eléctrico del Municipio de Vieques a la Autoridad de las Fuentes Fluviales, instalándose un cable de 13,000 kilovatios y aproximadamente 10 millas de longitud para interconectar los sistemas eléctricos de Vieques y la Isla Grande de Puerto Rico.

El 30 de mayo de 1979, la Autoridad de las Fuentes Fluviales cambió su nombre por el de la **Autoridad de Energía Eléctrica**, debido a que las fuentes fluviales no constituían la principal fuente energética para suplir la electricidad de Puerto Rico.

1.3.1 Sistema Eléctrico de Puerto Rico

El Sistema Eléctrico conserva su carácter monopolístico, con estructura diferenciada por actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Como Ente Monopolístico la AEE desarrolla sus actividades basando en costo de servicio, reflejando sus planes mediante un presupuesto, donde se plasman las actividades de generación, operación, mantenimiento, reparación y expansión de la actividad eléctrica.

1.3.2 Organización Institucional del Sistema Eléctrico

El Sector Eléctrico del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, en todo su conjunto, es dirigido por La **Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE)**, es un cuerpo corporativo y político de carácter público de instrumentalidad gubernamental autónoma, con existencia y personalidad legales separadas y aparte de la del Gobierno, sujeto al control de su Junta de Gobierno. Las deudas, obligaciones, contratos, bonos, notas, pagares, recibos, gastos, cuentas, fondos, empresas y propiedades de la Autoridad, sus funcionarios, agentes o empleados, pertenecen a dicha corporación gubernamentalmente controlada y no del Gobierno Estatal ni de ninguna de sus oficinas, negociado, departamento, comisión, dependencia, municipalidad, rama, agente, funcionario o empleado.

La Autoridad de Energía Eléctrica tiene facultades, discreción y autonomía económica y administrativa suficientemente amplias para cumplir sus programas y actividades con gran margen de flexibilidad, conferidas por el estatuto. En tal sentido puedo basado en presupuesto crear los planes e inversiones de Generación, transmisión y distribución.

1.3.3 Organización y Regla de Funcionamiento de la AEE

En el 1981 la Autoridad de Energía Eléctrica adquirió el sistema eléctrico propiedad del Municipio de Cayey completando todos los sistemas eléctricos de Puerto Rico bajo una sola entidad, cual administra: 5 centrales principales; 2,416 millas de líneas de transmisión; 28,952 millas de líneas de distribución aéreas, 1,723 millas de líneas de distribución soterradas; 334 subestaciones y 27 oficinas técnicas.

Debido al carácter centralizado y monopolístico de Puerto Rico, su Sistema regulatorio está formado por un conjunto de manuales, procedimientos y reglamentación los cuales forman la normativa establecida por la AEE.

1.3.3.1 Las Subastas

El reglamento No.6646 de fecha de revisión 2003, establece que toda adquisición de bienes y servicios superior a los US\$50,000.00, debe ser licitada. Existen algunas excepciones, tales como: servicios personales, compra de combustibles de gobiernos extranjeros, construcción de obras, etc. Para cumplir con dicho requisito se establece un registro de proveedores, dos comités, uno permanente de subasta B el cual puede asignar sobre los montos de \$50,000.00 hasta \$2,000,000.00; otro de subasta A el cual puede asignar los montos sobre los \$2,000,000.00, ambos comités tienen composiciones diferente, y finalmente un proceso de licitación, el cual es similar al realizado en otros países, publicación, entrega de propuestas en sobre cerrado, evaluación de las propuestas con un formato establecido, declaración de la oferta ganadora si las hay, contrato, fianzas, etc.

1.3.3.2 La Generación

La generación es compartida, de los cuales 4,878 MW (83.5%) pertenecen a las cinco unidades de la AEE y 961 MW (16.5%) en dos cogeneradores privados que venden la energía a la AEE en los términos y condiciones de Acuerdos de Compra de Energía (PPOA'S), para una capacidad instalada total en generación de 5,839 MW. Del total generado el 69% de la producción de electricidad se realiza con derivados del petróleo. La Capacidad de generación de las Centrales Eléctricas de la AEE, esta compuesta de: VAPOR, 2,892 MW (59.3%); COMBUSTION, 846 MW (17.3%); CICLO COMBIANDO, 1,032 MW (21.2%); CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA, 100 MW (2.1%) y 8 MW de potencia diesel (0.2%).

Los 2,892 MW de capacidad a vapor lo componen 14 unidades ubicadas en cuatro lugares: *Palo Seco*-602 MW (cuatro unidades) y *San Juan*-400 MW (Cuatro unidades), ambas en el lado norte de la isla; *Aguirre*-900 MW (dos unidades) y *Costa Sur*-990 MW (cuatro unidades), en el extremo sur de Puerto Rico. En el 2008, las Unidades 1 y 2 de

la Central Costa Sur fueron desmanteladas, representando una disminución combinada en la potencia de 100 MW. Los ciclos combinados se componen de dos unidades en el complejo de *Aguirre* con una capacidad de 592 MW y dos unidades ubicadas en Estación río *San Juan* con una capacidad total de 440 MW. La capacidad de turbina de combustión están compuesta de 29 unidades en nueve lugares alrededor de la isla; tres unidades 248 MW en la Estación *Cambalache* que son la más grande. La capacidad hidroeléctrica se componen de 21 unidades en once (11) lugares alrededor de la isla, *Yauco* No.1 con 25 MW es la unidad más grande. La AEE tiene dos diesel generadores, cada uno con 3 MW de potencia de reserva de la isla de Vieques y cuatro generadores diesel que totalizan 2 MW de reserva en la isla de Culebra.

La Autoridad también tiene una unidad móvil 1 MW diesel Culebra, no está conectado al sistema y no esta listada como capacidad de reserva en espera. Para complementar la capacidad, la AEE compra la energía de dos cogeneradores: *EcoEléctrica, L.P* 507 MW a gas el cual se encuentra en su undécimo año de un PPOA de 22 años; y con *AES-PR*, 454 MW de capacidad carbón, este PPOA se encuentra en su octavo año de unos 25 años. Las Centrales son enviadas a generar mediante un despacho económico optimizado, con lo que se logra despachar las unidades eléctricas a mínimo costo

Proyectos de Energía Renovable

Se han contratos un total de 988 MW, contenidos en 34 contratos firmados de energía renovable compuestos de: Eólicos (386 MW), Desperdicios sólidos (118 MW), Solar (480 MW) y Gases de Vertedero (3.5 MW), se espera un 8% al 2013 para una capacidad de 388 MW y 12% al 2014 para una capacidad de 706 MW. La “Ley de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible” obliga a elaborar un plan para producir con energía renovable 12% para el año 2015; 15% para el 2020 y a producir 20% para el 2035.

1.3.3.3 La Transmisión

Fig.1.7
Sistema Eléctrico de Transmisión 2011



El sistema de transmisión se compone al cierre del año 2011 de 2,450 millas de líneas de transmisión: 364 millas de líneas de circuitos a 230 kV, 710 millas de líneas de circuitos a 115 kV y 1,375 millas de líneas de circuito de subtransmisión de 38 kV, cuenta con 51 centros de transmisión. Se construye y planifica de forma centralizada por la AEE.

Fuente: AEE

Se incluyen en los totales de redes de transporte 30 kilómetros de cable subterráneo a 115 kV, 60 kilómetros de cable subterráneo a 38 kV y 55 kilómetros de cable submarino de a 38 kV. 30 subestaciones de transmisión situadas en las Centrales Generadoras y 45 centros de transmisión ubicados en todo el Sistema, con una capacidad total transformadora de 18,535 MVA. El sistema de transmisión incluye 66 Instalaciones seccionadores con interruptores de aire a desconexión automática para proteger la red de transporte.

La actividad de Transporte y Distribución como monopolio naturales, administrado por la PREPA se realizan por costo de servicio, esto significa que las inversiones para la expansión y los gastos fijos, de operación y Mantenimiento, etc., son trasladados a presupuesto, como costo de servicios, considerando un periodo regulatorio aceptable, normalmente cinco años. En las tablas a continuación vemos la proyección de dicho presupuesto hasta el 2014.

1.3.3.4 Expansión de la Transmisión

Es realizada por la AEE considerando los refuerzos y predicciones de nuevas cargas o generación, incluyen una amplia gama de mejoras abarcan todo el sistema de transmisión. Los gastos de de capital en transmisión en el año fiscal 2011 ascendió a \$77.7 millones. Para el año fiscal 2012, se planifico un gasto de capital \$76.1 millones en mejoras al sistema de transmisión, distribuido de la siguiente manera: \$52.6 millones para proyectos de expansión y \$23.5 millones para proyectos de rehabilitación. La Autoridad tiene previsto gastar \$ 381,6 millones en su sistema de transmisión para los próximos cinco años fiscales, según se muestra la tabla 1.5

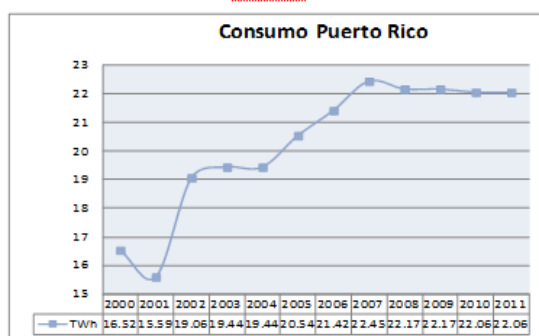
Tabla 1.5
Resultados y Cobertura Operativa Historia y Proyectada

	Historical				Projected				
Years Ended June 30	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electricity Sales (mwh)	20,620	20672	19602	18,516	17929	17739	17667	17700	17827
Average Rate (cents./kwh)	17.99	17.76	22.19	21.53	19.9	21.85	23.94	24.86	25.4
Revenues	\$ 3,732	\$ 3,687	\$ 4,369	\$ 4,007	\$ 3,605	\$ 3,945	\$ 4,299	\$ 4,470	\$ 4,597
Expenses									
Fuel	1,666	1,717	2,303	1,920	1,530	1,804	2,102	2,230	2,362
Purchased Power	603	625	661	672	712	716	735	756	728
Fuel Extra Expense	-	-114	-96	-	-	-	-	-	-
Other Current Expenses	765	787	820	786	700	686	684	682	681
Total Expenses	3,034	3,015	3,688	3,378	2,942	3,206	3,521	3,668	3,771
Net Revenues	\$ 698	\$ 672	\$ 681	\$ 629	\$ 663	\$ 739	\$ 778	\$ 802	\$ 826
Total Power Rev. Debt Service	\$ 449	\$ 455	\$ 420	\$ 435	\$ 471	\$ 456	\$ 493	\$ 538	\$ 575
Power Rev. Bond Coverage	1.55	1.48	1.62	1.45	1.41	1.61	1.58	1.49	1.44

Fuente: AEE

1.3.3.5 Distribución

Fig. 1.8
Consumo Eléctrico en Puerto Rico



Fuente: CIA World Factbook -
<http://www.indexmundi.com/> 11 de marzo de 2011

Al 30 de junio de 2011, el sistema de distribución de la Autoridad, consistía en aproximadamente 52,304 Kms. de líneas aéreas y 2,773 Kms. soterradas para circuitos de distribución, con tensiones de funcionamiento que oscila 4.16 a 13.2 kV y 333 subestaciones con una capacidad instalada total de 4,954 MVA. Existen

806 subestaciones de propiedad privada con una capacidad total instalada de 3,195 MVA. El sistema de distribución también incluye aproximadamente 1,475,000 cliente medidos y 27 oficinas técnicas. El 25% de los kms de líneas de los circuitos de distribución son a 13.2 kV, un poco menos operan a 8.32 kV y la restante kilómetros de circuitos, que son la mayor parte son líneas de 4.16 kV. Aunque la mayor del sistema de distribución primaria de la AEE es aéreo, aproximadamente el 6% de los kilómetros de líneas de los circuitos de distribución son soterrados

.

1.3.3.6 Expansión de la Distribución

La AEE tiene previsto comenzar a trabajar en cinco nuevos 13,2 kV y la conversión de dos subestaciones existentes a 13,2 kV durante los siguientes años fiscales 2013 al 2016. Las cantidades presupuestadas para estos proyectos de subestaciones durante los cinco años es de \$23.5 millones para nuevas subestaciones y \$ 6.2 millones para aumentar la capacidad y el voltaje conversión de subestaciones existentes.

En cumplimiento de un acuerdo con el municipio de Ponce, se acordó mejorar el sistema de distribución eléctrica en este distrito histórico. El proyecto consiste en la mejora del sistema existente de 4.16 kV a un sistema de distribución subterráneo de 13,2 kV. La Autoridad ha tomado la delantera en los trabajos subterráneos en el centro histórico que requiere una coordinación con la compañía telefónica y el agua y la utilidad de alcantarillado que simultáneamente necesitan reubicar servicios públicos enterrados en el mismo distrito.

1.3.3.7 Comercialización

Las tarifas son por “costo de servicio” para “recuperar gastos incurridos en el proceso de proveer un servicio de energía eléctrica eficiente, confiable y al menor costo posible que aporte a su calidad de vida e impulse un desarrollo socioeconómico en armonía con el ambiente.” Son calculadas por la AEE, facultada por la Ley 83 del 2 de mayo de 1941. La tarifa se compone de un cargo básico (constante por kWh) y un cargo de ajuste (variable). **En el cargo básico** es un cargo fijo por cuenta: cargo por energía usada y cargo por demanda (sólo grandes clientes). **El cargo de ajuste** se compone de:

cargo de compra de combustible y el cargo por compra de energía (a EcoEléctrica y AES). [O'NEI10]

Se carga un pago de un 11% de los ingresos brutos de la venta de electricidad para cubrir el pago a los municipios, sistema de riego, múltiples subsidios (hoteles, clientes con equipo para conservar la vida, iglesias y organizaciones de bienestar social, subsidio a clientes residenciales) y fondos internos para mejoras permanentes la contribución, lo que pudiera recolectarse por un impuestos de la AEE y abaratar el servicio. Si los subsidios y otras de estas partidas aumentan, hay MENOS dinero para el fondo interno de mejoras permanentes, y hay que asumir más DEUDA con los bonistas para mejoras y otros asuntos de la red eléctrica. Tanto el ajuste de combustible como la contribución en lugar de impuestos son los dos renglones tarifarios que más afectan las facturas de los clientes. Sin embargo, un punto positivo en la situación actual de la AEE es que al ser corporación pública no tienen un requerimiento de margen de ganancia (“revenue requirement”) que tienen muchas empresas eléctricas en EEUU. [O'NEI10]

1.3.3.8 Calidad de Servicio

La experiencia de la AEE es consistente con la industria en la que, si bien la apagones notorios son causados por el sistemas de transmisión, la mayoría de las interrupciones en el servicio al cliente son causados por problemas en el sistema de distribución local. Dos criterios de la industria generalmente son aceptados para medir un sistema eléctrico de fiabilidad de servicio a sus clientes son los siguientes: Índice Duración promedio de las Interrupciones del sistema (SAIDI) y Índice de Interrupción de Frecuencia Media del Sistema (El SAIFI), los cuales se usan para medir calidad de servicios por la AEE.

2. Estado Actual de los Mercados e Interconexiones Regionales

Las Interconexiones Eléctricas son el mecanismo por excelencia mediante el cual dos o más Países de Sistemas eléctricamente aislado, puede conectarse con el otro, presentado ventajas y beneficios a los que los que la realicen, tales como: intercambios de excedentes de energía, mejor aprovechamiento de las reservas, facilita apoyo en emergencias, minimiza los racionamientos eléctricos, mejora el uso de la capacidad instalada, reduce consumo de combustibles, habilita un mercado creciente electricidad, disminuye las imperfecciones de los mercados, optimiza las inversiones y mejora los precios.

Una de las primeras interconexiones en Centroamérica lo fue el enlace entre Honduras - Nicaragua en 1976, seguida de Nicaragua-Costa Rica en 1982; Costa Rica-Panamá y El Salvador-Guatemala, en 1986, formándose de esta manera dos Sistemas Interconectados y El Salvador-Honduras en el 2003. El 27 de abril de 2009 se interconectó Guatemala y México. Se estima que con la construcción del enlace Panamá-Colombia, el cual se espera entre en operación en año 2012, quede de esta manera enlazada Mesoamérica con Suramérica. A continuación describiremos el avance y progreso en varios de los mercados regionales existentes y una propuesta regulatoria de lo que a futuro esperamos sea el Mercado Eléctrico del Caribe (MEC).

2.1 Plan Puebla-Panamá (PPP), El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y El Mercado Eléctrico Regional (MER)

El **Plan Puebla Panamá (PPP)**, firmado el 15 de junio del 2001, en la Cumbre Extraordinaria de los Países integrantes del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, en San Salvador, cambia su nombre a **Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica, o Proyecto Mesoamérica**, con la Declaración de Villahermosa, el 28 de junio 2008, en la X Cumbre del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla. Es con este plan que se decide como iniciativa, coordinar esfuerzo para integrar óptimamente todos los recursos energéticos de Norte, Centro y Sur América. [PMAO11]

El SIEPAC fue gestado desde hace tres décadas, es el Sistema de Transmisión Eléctrica Regional de 1,790 kilómetros de longitud a 230 kV, que refuerza la red eléctrica de América Central, donde se conectan las redes nacionales de los países: Guatemala (282 Kms.), El Salvador (287 Kms.), Honduras (270 Kms.), Nicaragua (309 Kms.), Costa Rica (489 Kms.) y Panamá (151 Kms.).



Se estima una reducción en el precio de la energía en más de un 20%, el cual se transfiere a los usuarios finales. El SIEPAC requirió un financiamiento de \$494 millones, del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), además de otros (ISA, ENDESA). Un segundo circuito conectará a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, y equipos de compensación reactiva. Dicha infraestructura en conjunto, permitirán disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de cerca de 300 MW, entre los países de la región, aunque diferentes obstáculos han retrasado el proyecto, uno de los principales fue la necesidad de aprobar un reglamento del mercado centroamericano, y armonizar las regulaciones de cada país.

El 5 de diciembre de 2011, en la XIII Cumbre de Tuxtla, Mérida, Yucatán, se instruyeron a los entes del sector eléctrico regional a finalizar en el 2012 los trabajos de construcción y refuerzos de la línea de transmisión del SIEPAC, así como la entrada en vigor del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, y con ello, el pleno funcionamiento del mercado. Se estima para enero de 2013 la entrada en vigor el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), que establece las reglas de compra y venta de energía eléctrica entre los países de Centroamérica⁸. A marzo 2012, el proyecto SIEPAC, el cual constituye una Ampliación Planificada de la Red de

⁸ <http://elmundo.com.sv/reglamento-siepac-estaria-listo-a-mas-tardar-en-enero>

Transmisión Regional (RTR), presenta un avance general del 90.8%, detallado en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1
Avance General de la construcción de la línea SIEPAC

País	Avance Global de la Línea
Guatemala	96.8 %
El Salvador	100 %
Honduras	100 %
Nicaragua	99.6 %
Costa Rica	69.9 %
Panamá	100 %
Total	90.8 %

Fuente: Empresa Propietaria de la Red

Tabla 2.2
Resumen de Tramos SIEPAC en Operación

TRAMO	OPERACIÓN	PAISES	TOTAL KMS	% GENERAL
Rio Claro-Veladero	25 de octubre 2010	Costa Rica-Panamá	172.7	9.7%
Ticuantepé-Cañas	13 de mayo 2011	Nicaragua-Costa Rica	255.9	14.2%
de Septiembre-Aguacalí		El Salvador-Honduras	146.9	8.2%
Aguacapa-Ahuachapán		Guatemala-El Salvador	118.5	6.6%
Ahuachapán-Nejapa		El Salvador	89	5.0%
15 de Septiembre-Nejapa	9 de marzo 2012	El Salvador	85	4.7%
T43-San Buenaventura		Honduras	12.5	0.7%
			880.5	49.1%

Fuente: Empresa Propietaria de la Red

Al 19 de marzo de 2012, el 50% de los tramos de la red eléctrica del SIEPAC está en operación, y según EPR, el 90% de los tramos estarán energizados a finales de 2012. El Salvador es el único país en que la red opera en un 100%. Los tramos que se encuentran funcionando son los siguientes:

2.1.1 Objetivos del proyecto

El SIEPAC tiene tres objetivos principales, a saber: (1) Apoyar la formación y consolidación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) con los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; (2) Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER y (3) Aportar a las necesidades de abastecimiento, calidad y economía del servicio eléctrico del conjunto de países miembros y compartir beneficios a través de crear reglas clara para los intercambios internacionales. Con una red capaz de permitir estos intercambios, una estructura y organización comercial y normativa que encuadre y defina el Mercado Eléctrico Regional.

2.1.2 El Mercado Eléctrico Regional (MER)



Es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR), (empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y grandes consumidores), realizan *transacciones internacionales de energía eléctrica* en la región centroamericana, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía

con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.

2.1.3 Organización Institucional del MER

El componente reglamentario e institucional es realizado por una Unidad Ejecutora adscrita al organismo regional de integración, coordinación y cooperación del sector eléctrico, llamado Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). La consolidación del MER se lograra con la implementación de 3 instrumentos jurídicos, un Tratado Marco y 2 Protocolos que han sentado la base legal e institucional para la operación del MER. Para dar cumplimiento al Tratado y ordenar las interrelaciones entre agentes del Mercado, se crean como organismos regionales, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR).

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE):

Responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. La CRIE tiene su sede en Ciudad de Guatemala. Compuesta por un comisionado por cada país miembro.

EL ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR): Responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado,

realiza la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado y realiza el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador.

CONSEJO DIRECTOR DEL MER (CD MER): Es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de organismos regionales: la CRIE y el EOR

2.1.5 Organización y Reglas de Funcionamiento del MER

El Mercado transará electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen que estén habilitados como agentes. El EOR, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico. Las ofertas de los generadores se asignan a un nodo determinado de la red regional, donde se calcula un precio diferente para la energía negociada en el mercado regional. Hay dos formas principales para un agente transar su energía en el mercado regional.

Los productos que se comercializan en el MER son energía eléctrica horaria, servicios de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación del sistema y administración del MER. Estos productos se transarán en el Mercado Regional de Contratos y en el Mercado Regional de Oportunidad. [PMAO11]

2.1.4.1 Mercados de Contratos y de Oportunidad Regional

Existen dos formas principales para un agente del MER transar su energía en el mercado regional.

CONTRATO BILATERAL: celebrados entre agentes de la región, (MCR) con el que debe tener acceso a la capacidad de la red de transmisión regional que necesitan para su uso, está conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Existen dos tipos principales de contratos en el MER atendiendo a su prioridad de suministro. Estos son: (i) los Contratos Firmes y (ii) los Contratos No Firmes.⁹ El precio unitario de Capacidad será igual a la diferencia entre los precios de la energía nodales, obtenido en el despacho regional, para los puntos de extracción e inyección de la correspondiente transacción bilateral.

MERCADO DE OPORTUNIDADES O SPOT REGIONAL. Es el mercado de corto plazo, basado en las inyecciones o retiros de energía en los nodos de la RTR, los agentes de MER presentaran ofertas de oportunidad, conjuntamente con oferta de flexibilidad y de pago máximo por cargo variables de transmisión de los Contratos, al OS/MS del país donde se encuentre dicho agente, quienes informara al EOR las ofertas de sus agentes. En el EOR, las modificaciones (incrementos y / o reducciones) se calcularan con respecto a las inyecciones y retiros de potencia programados en cada uno de los mercados nacionales. Las inyecciones adicionales y los retiros de energía se valorizan por el correspondientes ganglionares de precios de la energía y en cuya diferencia resulta el pago a realizar por cada OS nacional, asignando el pago a los generadores y las cargas en el país que han comercializado su energía en el corto plazo.

2.1.4.2 Regulación de la Transmisión Regional

Se considera transmisión regional el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, a través de las redes de alta tensión presente y futura de las redes de transmisión, regional permitiéndose de libre acceso a los agentes del Mercado. La disponibilidad y uso de las redes regionales serán remuneradas por los agentes del Mercado. La Red de Transmisión Regional (RTR) estará formada por las líneas que puedan influir significativamente en los intercambios regionales, sujeta a la regulación regional y nacional, y la coordinación técnica y comercial realizada por el EOR. Las ampliaciones

⁹ Art.1.4.3.2.1. Mercado Regional, RMER

de la RTR serán ampliaciones a riesgo y ampliaciones planificadas de acuerdo al Sistema de Planeación de la Transmisión Regional

2.1.4.2.1 El acceso a la red regional

Todos los agentes del mercado que pagan los cargos de transmisión regional le corresponden tener acceso a toda la red regional y nacional, en igualdad de condiciones. El método del Flujo Dominante (MFD) se utiliza para calcular los cargos regionales de transmisión, asignando la fracción de costo que una transacción en el Mercado Nacional o del MER tiene sobre los elementos de una red. El MFD combina los métodos modular y contraflujo nulo y consiste en dividir la asignación de costos del circuito en dos componentes: una con la capacidad del circuito que está siendo realmente usada, o capacidad base, la cual corresponde al flujo neto del circuito y el costo asociado es pagado solo por aquellos participantes con un flujo positivo, es decir, aquellos que van en la misma dirección que el flujo total neto; la segunda componente se relaciona con la diferencia del flujo llamada capacidad adicional, que corresponde a la reserva del circuito y como todos los participantes se benefician de la confiabilidad y la seguridad asociadas, y es pagada por todos los participantes. La asignación total se obtiene sumando ambas componentes

2.1.4.2.2 Asignación de Capacidad de Transporte

En el corto plazo, la transmisión de capacidad y energía se asignan de manera integrada en el mercado regional, el EOR calcula el despacho económico óptimo para toda la región. Tanto las ofertas de energía incrementales, y las ofertas de capacidad asociada a en los contratos bilaterales de corto plazo, deben participar en el mercado spot regional. Este mercado es el resultado del despacho regional de corto plazo. Desde el momento en que cada inyección y retiro de potencia es evaluada por el correspondiente precio nudo de energía, señales de eficiencia en el corto plazo son enviadas.

Los contratos en firme a largo plazo, deben garantizar el acceso a la red de transporte a largo plazo, reservando la capacidad de transmisión en las líneas o corredor de posibles congestión con el fin de acceder a la zona donde se encuentra el consumidor. Para eso se llevan a cabo, subastas de capacidad a largo plazo para que los agentes puedan

comprar derechos de capacidad de transmisión a largo plazo. Los Derechos adquiridos por los generadores en la firma de contratos en firme deben ser físico, ya que deben tener acceso a la capacidad física de la red en caso de que debieran entregar realmente la energía contratada. Esto es debido al hecho de que generadores firman contrato en firme con consumidores en un país quienes tienen derecho de ganar la capacidad de pago de este país. [OLMOS06]

Los agentes que no quieren firmar un contrato en firme pueden comprar derechos financieros en lugar de derechos físico. Subastas de contratos a largo plazo físicos y financieros pueden, tomarse o no, colocándose por separado. Los derechos de transmisión físicos y los financieros son productos diferentes, con un valor de mercado diferente. Los contratos en firme tienen prioridad sobre las ofertas en el mercado al contado y otros tipos de contratos cuando se accede a la red de transmisión. Por lo tanto, cada vez que se produce alguna contingencia y no hay suficiente capacidad de transmisión para todas las transacciones que tendrán lugar, las transacciones de los contratos en firme deben ser las últimas en limitarse.

2.1.4.2.3 Las tarifas de transmisión

El sistema de tarifas de la transmisión se basa en dos componentes: Cargos variables de transmisión (CVT), que incluyen el costo de las pérdidas marginales y los costos de congestión y el Cargo por Uso (CURTR) que incluye el peaje asociado al uso de las instalaciones y Cargo complementario para las ampliaciones planificadas únicamente y serán aprobados por la CRIE. El CVT puede cubrir el riesgo mediante la adquisición de derechos de transmisión o a través de la oferta de pago máximo por CVT. Los Cargos regionales de transmisión, así como los ingresos derivados de la aplicación de los precios nodales, deben recuperar el ingreso regulado de la actividad de transporte en el mercado regional, el cual está asociado a cada línea dependiendo del tipo de la línea.

El ingreso regulado asociado a las instalaciones de la RTR que pertenecen a SIEPAC, se calculará igual a la deuda contratada por el EPR para financiar estas inversiones (solo podrá solicitar el Ingreso Autorizado Regional anualmente a la CRIE). Los ingresos regulados asociados a las instalaciones de la RTR planificados por el EOR serán iguales

al coste total de la línea, incluyendo una tasa razonable de rendimiento de la inversión. Existen líneas de transmisión pertenecientes a la RTR con riesgos de las inversiones para ganar un ingreso regulado relacionado con el valor de fiabilidad de la línea, que representa una parte importante del coste de la línea. Por último, los dueños de las inversiones de riesgo que son beneficiosos para el sistema regional pueden negociar con las autoridades de ganar un cierto R regulado. Esta R ingresos es igual a la fracción del coste de la línea representada por la razón del beneficio que los agentes tercera obtener a partir de la línea a los beneficios totales producidos por la línea. A cambio de obtener estos ingresos, el promotor privado tendría que transferir la propiedad de una parte de los derechos de emisión sobre la capacidad de la línea. Si los promotores privados no negocian la obtención de un ingreso regulado, sus ingresos serán iguales al valor de mercado de las líneas de su propiedad, es decir, lo que ganan las líneas por la renta de congestión correspondiente en el despacho regional. [OLMOS06]

Los cargos de transporte regionales idealmente deberían proporcionar a largo plazo incentivos de ubicación y no afectar el despacho a corto plazo. Un método basado en el uso se aplica para calcular los cargos regionales de transmisión. Este método es una combinación de otros dos: el Método de Flujo Dominante y el método de Participaciones Media. Los cargos por transmisión no se aplican directamente a los consumidores o generadores. En cambio, los costos de transmisión calculados se agregan a nivel nacional para determinar la carga de transmisión total a pagar por cada país. Finalmente, además de las tarifas de transporte regional, los aranceles nacionales también pueden existir. Las autoridades locales se encargan de calcular las tarifas nacionales. [OLMOS06]

2.1.4.2.4 Las inversiones en la red de transmisión

El EOR realiza la planificación de la expansión de la RTR, la cual es aprobada/rechazada por la CRIE, en consulta con las autoridades nacionales; esta se ejecutan por medio de licitación pública internación adjudicándose a la que oferte el canon anual más bajo que el máximo aceptable. Los agentes del mercado y promotores privados pueden proponer la construcción de líneas de transmisión de beneficio regional contando con la aprobación por la CRIE para estas inversiones. Si un generador está

dispuesto a firmar un contrato en firme con otro, y ganar el correspondiente cargo por capacidad, puede ser necesario construir nueva capacidad de transmisión con el fin de obtener los derechos de transmisión físicos que se necesitan para que este contrato se considere válido. Por lo tanto, algunas inversiones en nueva capacidad de transmisión pueden estar asociadas con contratos firmes. Los promotores de líneas comerciales a construir con el objetivo de apropiarse de las rentas de congestión correspondientes, que se derivan de la aplicación de los precios nodales en el despacho regional.

Las inversiones en situación de riesgo tienen prioridad sobre las inversiones reguladas, es decir, todas las líneas deben ser construidas como una inversión a largo riesgo como una coalición formada por los usuarios para su construcción. Sólo aquellas líneas cuyos beneficios están demasiado dispersos para las coaliciones de los usuarios querer construirla deben ser construidas como proyectos regulados.

2.1.4.2.5 La seguridad del suministro

Tanto las autoridades locales de cada país y los regionales deben trabajar para garantizar la suficiente capacidad de generación y de transmisión y estar disponible para servir a la demanda local, tanto a corto como a largo plazo. El operador del sistema regional y algunos operadores nacionales, deberán producir periódicamente los planes de expansión indicativos de generación y transmisión. En muchos casos (incluyendo la de la red regional), líneas de transmisión, considerada necesaria se construyen como líneas reguladas. Además, los países pueden hacer uso de la garantía de potencia o de otros instrumentos normativos con el fin de alentar a los agentes del mercado para invertir en nueva capacidad de generación. [OLMOS06]

2.1.4.2.6 Renta de Congestión

La Renta de Congestión será calculada por el EOR horariamente para todos los Derecho de Trasmisión asignados, como diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DT menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del DT. Los precios nodales serán los mismos que se utilicen para liquidar las transacciones resultantes del predespacho o redespacho y los resultados del cálculo de la Renta de

Congestión para cada DT, serán publicados por el EOR conjuntamente con los precios nodales

2.1.5 Armonización Regulatoria a alcanzar del MER

Para que interactúen óptimamente maximizando el aprovechamiento a corto plazo de las interconexiones eléctricas en busca del beneficio de las partes, se debe armonizar en:

- a) El MER, el Mercado Eléctrico de México y el Mercado Eléctrico de Guatemala y la regulación bilateral Guatemala - México
- b) El MER, el Mercado Eléctrico de Colombia y el Mercado Eléctrico de Panamá y la regulación bilateral Colombia – Panamá.
- c) Aspectos Políticos y Regulatorios. Los procesos políticos y la armonización de los reglamentos locales y regionales, son más lentamente de lo previsto causado por adversidades y coyunturas de los diferentes gobiernos de la región.
- d) Aspecto de Generación y Transmisión. La Obsolescencia en generación y transporte generarían situaciones críticas en el desarrollo del MER.
- e) Los factores políticos y de inversión no interactúan adecuadamente, necesitándose comprometer y hacer coincidir los intereses de los inversionistas y las voluntades políticas para beneficio de los pueblos Centroamericanos.
- f) Asegurar que nueva normativa no genere posibles incumplimientos con las regulaciones existentes.

2.1.6 Interconexión Mesoamericana SIEPAC (Colombia-Panamá, Guatemala-México)

Las interconexiones Colombia-Panamá y Guatemala-México, constituyen dentro del Proyecto SIEPAC, dos subproyectos que gran interés y necesidad regional porque a través de la realización de estos dos enlaces se espera conectar la región de Centroamérica con el Mercado Mesoamericano (Panamá-Colombia) y con el Norteamérica (Guatemala-México), quedando enlazado mediante interconexiones el continente americano. De hecho, con la entrada en operación de la línea Guatemala-México en 2009, y con la construcción de la interconexión Panamá-Colombia prevista para 2014, se tendrá un corredor electro energético que permitirá una vez se realicen los acuerdos comerciales y regulatorios apropiados, establecer de manera continua

intercambios de energía entre los sistemas de los países desde México hasta Chile [CAF/CIER12]

2.2 Interconexión y Mercado Andino (Colombia-Venezuela-Ecuador-Perú)

Los miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) inician su proceso de Interconexiones hacia el año 1969 con la construcción de la línea Zulia-La Fría (115 kV) entre Colombia y Venezuela, lentamente desarrollada hasta mediados de los 90's. El CAN fue creada con la firma Tratado Internacional denominado Acuerdo de Cartagena, esta formada voluntariamente por los Países de Ecuador, Colombia, Perú, el 19 de abril 2002 y posteriormente Venezuela y Bolivia (ultimo en ingresar mediante la Decisión 639 del 16 de julio de 2006). Al momento de la creación del Mercado Eléctrico Andino existían interconexiones entre los sistemas eléctricos nacionales, aunque de importancia secundaria, tales como:

Tabla 2.3
Interconexión Andina Existente

Interconexión	Países	Tensión (kv)	Capacidad (MW)
Cuestecitas-Cuatricentenario	Colombia-Venezuela	230	150
Tibú-La Fría	Colombia-Venezuela	115	80
San mateo-Corozo	Colombia-Venezuela	230	150
Cúcuta-San Antonio	Colombia-Venezuela	13.8/34.5	15
Arauca-Guasdaito	Colombia-Venezuela	13.8	15
Ipiales-Tulcán	Colombia-Ecuador	115/138	40

Fuente: Síntesis Informativa de los Países CIER 2007

Figura 2.3
Interconexión Andina



Fuente: Síntesis Informativa de los Países CIER

La acción más importante de Interconexión eléctrica en el CAN se realiza con la Decisión 536 del 2002, que instituye el Marco General para las Interconexiones Subregional de Sistemas Eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, donde se establece que las interconexiones de los Sistemas pueden brindar importantes beneficios a los Países miembros, en términos sociales, ambientales y económicos.

Se trata de optimizar la utilización de los recursos energéticos, tomando en cuenta la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

Adicionalmente se establecen Decisiones tales como:

- Armonización de aspectos legales y regulatorios de los Países Miembros que faciliten la operación de interconexiones e intercambio intracomunitario de electricidad
- Condiciones para el establecimiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros del CAN
- Operatividad y funcionamiento de las transacciones de electricidad.
- Reglas operativas y comerciales basada en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos Países.
- Acceso libre y oportuno de información.
- Mecanismos de seguimiento.

2.2.1 Organización Institucional de la Comunidad Andina de Naciones (CAN)

CANREL: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, el cual fue formado por representantes de Organismos Normativos y Regulatorios de cada país como mecanismo de seguimiento. Promueve la integración mediante el establecimiento de normas y coordinación con los Organismos, entre otros. Se crean dos grupos de trabajo:

GTOR: Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de Servicio de Electricidad, creado en junio de 2003, cuya función es proponer marcos normativos para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad; y

GOPLAN: Grupo de Trabajo de Organismos de Planificación de Servicios de Electricidad, creado en enero de 2004, cuya misión es presentar propuestas, coordinar con las entidades energéticas y eléctricas de los países andinos y lograr acuerdos para que se cumpla el acceso a la información y planificación coordinada de proyectos, con visión de integración regional.

2.2.2 Organización y Reglas de funcionamiento del CAN

Dentro de las reglas se establece que los Países miembros no mantendrán discriminación entre sus mercados nacionales y los mercados externos, aseguran condiciones competitivas, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando abusos por posición dominante y prácticas discriminatorias; se garantiza el libre acceso a las líneas de la interconexión internacional, el cual se tomara en cuenta para la remuneración del transporte en los enlaces internacionales eliminando la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad; el uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados y será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad; no existirá restricción y libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos firmados y el cumplimiento de la legislación y marco regulatorio de cada País, también, podrán suscribir acuerdos con otros países de la región para promover la interconexión de sistemas eléctricos e intercambios de energía; las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo serán valorada por el producto de los precios en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios y los flujos físicos; no se concederán subsidios, ni aranceles a las exportaciones o importaciones intracomunitarias de electricidad en los enlaces internacionales; la renta por congestión en los enlaces internacionales no se asignaran a los propietarios del mismo; se promoverá la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad en las interconexiones internacionales.

Agentes en la Transacciones Internacionales del CAN

Cualquier interesado de un país miembro que ha sido autorizado por que cumple los requisitos establecidos en la normativa de cada País para sus agentes, y que puede actuar en el mercado de electricidad o la realización de transacciones comerciales internacionales de cualquiera de los países miembros.

Desarrollo de los Enlaces Internacionales

La actividad del Transporte de electricidad en los enlaces internacionales será remunerada mediante el mecanismo que establezcan los Países Miembros, garantizando el libre acceso, transparente y oportuna información para los agentes y organismos del

mercado, que permita realizar una planificación coordinada y con visión de integración regional para la expansión, con construcción de los enlaces internacionales que incluya datos acerca de los recursos de oferta y demanda. Los enlaces serán considerados como activos de uso común, la coordinación será efectuada por los organismos encargados de la licitación para su realización.

Transacciones Internacionales de electricidad de Corto Plazo

Cada País en su despacho económico considerara la oferta y la demanda de los Países de la Subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originaran en el despacho coordinado entre Países, de conformidad a sus respectivas regulaciones y no estarán condicionadas a la existencia de excedentes y solo estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales. Estas transacciones internacionales de energía de corto plazo serán consideradas en la asignación y pago por capacidad en condiciones similares a los agentes internos de cada país, en tal sentido, la importación o exportación pagara o recibirá respectivamente, el cargo por capacidad.

Para la coordinación de la operación en los enlaces internacionales los operadores de los sistemas eléctricos de los Países Miembros celebran acuerdos y los administradores de los mercados nacionales mediante suscripción de acuerdos de administración de los mercados, liquidación de las transacciones e intercambio de información serán los entes encargados de liquidar de manera coordinada las transacciones internacionales de electricidad de conformidad con las respectivas regulaciones de los Países Miembros, los cuales constituirán garantías que cubran el monto esperado de las transacciones internacionales de energías con metodología para el cálculo de dichas garantías desarrollada de manera conjunta, de no existir tales garantías no se podrán efectuar transacciones.

Para la definición de los precios de la electricidad en cada lado de la frontera deberá considerar todos los cargos propios del sector eléctrico existentes en cada sistema y expresarse en dólares de los Estados Unidos de América.

Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo serán consideradas en la asignación y pago del cargo por capacidad en condiciones similares a los agentes

internos de cada País, en tal sentido, la importación o exportación recibirá o pagará respectivamente, el cargo por capacidad.

Cargos Adicionales en las Transacciones y Tratamiento de las Restricciones

La importación y exportación de electricidad estarán sujetas a los mismos cargos propios del sector eléctrico, que se aplican a la generación y demandas locales.

Las restricciones e inflexibilidades operativas asociadas con las transacciones de importación y exportación serán tratadas en las mismas condiciones para agentes internos y externos.

Remuneración de Potencia

Con metodología propuesta por los reguladores de los Países Miembros se realizara el cálculo del cargo por capacidad. Los contratos de compraventa no serán incluidos en los mecanismos de cálculo para la asignación y pago del cargo por capacidad.

Armonización de Normativas Nacionales.

Los Países Miembros impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales para promover la armonización de sus marcos normativos en lo relativo a la operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad.

En el año 2006, Venezuela se desvincula del CAN formalizando su salida el 22 de Abril del 2011, en desacuerdo con los tratados de libre comercio entre Perú y Colombia con Estados Unidos, manteniendo operaciones comerciales con Bogotá, La Paz, Lima y Quito bajo otras reglas y principios. En Junio 2007, mediante la Decisión 666 Chile es aceptado en el CAN como miembro asociado con derecho a voz, y participación en GTOR y GOPLAN.

En Diciembre 2008, en la reunión de CANREL se informa de cambios regulatorios relativo al descuento de los costos del cargo fijo de potencia y a los costos de transmisión entre Colombia y Ecuador. Ecuador desea realizar cambios a la Decisión 536 para la asignación de Renta por congestión entre Mercados, aspirado una distribución más equitativa (50-50), entre exportador e importador sin afectar el precio

interno del mercado exportador. En Mayo 2009 el GTOR propuso suspender transitoriamente la Decisión 536 por dos años para analizar y modificar.

En el 2011 la Decisión 761, otorga a España la categoría de Observador de la Comunidad Andina, regido por el estatus de la Decisión 741 de 20 de Julio del 2010, también la Comisión de la CAN aprobó, el 22 de agosto de 2011, la Decisión 757, que sustituye a la Decisión 720, y que incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú, además del régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador. [CAN_12]

Estos esquemas son transitorios porque el objetivo último para los Países Miembros del CAN es contar con un Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos en el que se establezcan los principios y reglas generales para realizar los intercambios intracomunitarios de electricidad que incluya a todos los países andinos. La construcción de un nuevo marco general es un proceso que se basa tanto en el marco regulatorio andino existente, en las disposiciones de la legislación nacional vigente en los países andinos, así como en la adecuación de la factibilidad de las interconexiones de los sistemas eléctricos de los Países Miembros que tome en cuenta la necesidad de los agentes que participan en este proceso. [CAN_12]

2.3 Las Interconexiones y el Mercado Común del Cono Sur “Mercosur”(Chile-Argentina-Paraguay-Brasil-Uruguay-Venezuela)

Con la Declaración de Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmada el 19 de Junio del 2000, en Buenos Aires, constituye un antecedente en materia de Acuerdos de Integración Energética, donde se acordó:

- Manifestar el consenso en los objetivos de; (a) complementación de los recursos energéticos en la región; (b) optimización de la seguridad de abastecimiento a los usuarios; y (c) desarrollo de mercados competitivos en condiciones de tratamiento no discriminatorio y con practicas compatibles con los principios del desarrollo sustentable.
- Completar a la brevedad los análisis técnicos sobre asimetrías específicas planteadas por las distintas delegaciones.

- Priorizar la armonización de los reglamentos técnicos en materia de transporte de energéticos e interconexiones.
- Elaborar mecanismos que permitan el desarrollo de mercados mayoristas regionales abiertos y competitivos de energéticos. Para ello resuelven priorizar el análisis de normas y acuerdos que permitan un activo intercambio, particularmente en los mercados spot de corto plazo, tanto para combustibles líquidos, como para gas natural y energía eléctrica.

Existen 14 interconexiones con voltajes superiores a los 100 kV, las cuales se detallan a continuación:

Tabla 2.4
Interconexiones en Alta Tensión MERCOSUR.

PAISES	DESCRIPCION INTERCONEXION	KV	MW
Argentina-Brasil	Rincón S. M (Ar)-Garabi (Br)	500	2000/2200
Argentina-Brasil	P. de los Libres (Ar)-Uruguayana (Br)	132/230	50
Argentina-Chile	C. T. Termo Andes (Ar)-Sub. Andes (Cl)	345	777
Argentina-Uruguay	Salto Grande (Ar)-Salto Grande (Uy)	500	1890
Argentina-Uruguay	Concepción (Ar)-Paysandú (Uy)	132/150	100
Argentina-Uruguay	Colonia Elia (Ar)-Mcal A. López (Uy)	500	1000
Argentina-Paraguay	El Dorado (Ar)-Mariscal A. López (Py)	132	30
Argentina-Paraguay	Clorinda (Ar)-Guarambaré (Py)	132/220	80
Argentina-Paraguay	Salida de la Central Yacyretá	500/220	800/130
Brasil-Paraguay	Salidas de la Central Itaipú	500/220	12600
Brasil-Paraguay	Foz de Iguazú (Br)-Acaray (Py)	138	50/60
Brasil-Uruguay	Livramento (Br)-Rivera (Uy)	230/150	70
Brasil-Uruguay	Presidente Médici (Br)-San Carlos (Uy)	500	550
Brasil-Venezuela	Boa Vista (Br)-El Guri (Ve)	230/240	200

Fuente: CIER

El Mercosur, es una zona de especial interés para estudios de interconexiones y modelos de mercado por el gran numero de interconexiones, los abundantes recursos energético y las particularidades regulatoria de los países, así como las diversas formas de realización de contratos bilaterales. La interconexión entre Brasil y Venezuela no pertenece al Mercosur, pero es hasta el momento la única interconexión de Brasil con la región Andina. No obstante, se está en el trámite para la inclusión de Venezuela como miembro pleno del MERCOSUR. De los miembros originales del MERCOSUR, los únicos que no cuentan con conexión directa son Paraguay y Uruguay.

2.3.1 Organización Institucional del Mercosur

El Mercosur no tiene una entidad regulatoria centralizada que agrupe a los países, son los reguladores de cada país quienes ejercen la función de coordinación en las interconexiones, las relaciones están normadas por contratos bilaterales para la generación compartida creándose instituciones exclusivamente para este objetivo. Existe un Consejo del Mercado Común (CMC), quien vigila, aprueba e impulsa los planes de integración regional.

2.3.2 Organización y Reglas de funcionamiento del Mercosur

Principios Generales

Según el Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios e Integración Eléctrica en el Mercosur, se plantean los siguientes principios Generales: Fomentar la competencia en los mercados (sin subsidios ni prácticas discriminatorias nacional o regional y precios eficientes); permitir a los agentes la contratación libre sin restricciones al cumplimiento del flujo físico de los mismos; garantía de suministros a agentes compradores; despacho económico con intercambios internacionales; acceso libre a las redes con tarifas reguladas, criterios de seguridad y calidad definidos y libre acceso a la información y elaborar estudios para viabilizar la integración eléctrica.

Tabla 2.5
Restricciones para la Integración en el MERCOSUR

IMPORTANCIA DE LAS RESTRICCIONES A LA INTEGRACIÓN	Alta			3 4	2	2	1-Reglas de transmisión nacional 2-Falta de reglamentaciones que establezcan reglas de juego independientes 3-Barreras al ingreso del mercado 4-Falta de reglamentaciones dirigidas a servicios complementarios, calidad y permitir transferencias spot
	Media	1	1	1			
	Baja	4	4				
	PAISES						
	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY	URUGUAY	

Fuente: Integración Energética en el MERCOSUR Ampliado, BID, 2001

Figura 2.4
Interconexiones en Suramérica



Fuente: Revista CIER

MW adicional, y transacciones con referencia Nodal. A pesar de esto, los Países de Mercosur han tenido que navegar en situaciones de crisis, creando retroceso en algunos casos y modificaciones en otro, al marco legal del mercado adoptado.

En el caso del Mercosur, los desafíos son diferentes para cada uno de los seis países: unos son exportadores netos de energía mientras otros son deficitarios, algunos tienen tasas de crecimiento y economías diferentes. La participación de las empresas privadas en las inversiones es notable. Algunos de los Países del MERCOSUR han servido de modelo en implementación de Mercados, como es el caso de Chile y Argentina. Caracterizados por la venta de Energía a Precio Marginales, tomando los costos variables de la unidad que posee el

En el Mercosur, existe una coordinación de despachos entre Argentina y Uruguay. Los demás intercambios eléctricos de la región responden más a una compraventa internacional de energía que a una verdadera integración. No presenta una integración plena, con la cual pudiesen ser más eficientes como bloque. La expansión de la transmisión normalmente es realizada por inversionistas privados en la mayoría de los casos, pero no a todos se le puede adjudicar el mismo tratamiento. A continuación se resumen las interconexiones en el MERCOSUR, el esquema de interacción nos muestra el intercambio de energía eléctrica del Paraguay en el ámbito del Mercosur, dado en el marco de Acuerdos Bilaterales suscritos con la Argentina y el Brasil, sobre el cual nos referiremos a un mayor nivel de desarrollo en el MERCOSUR.

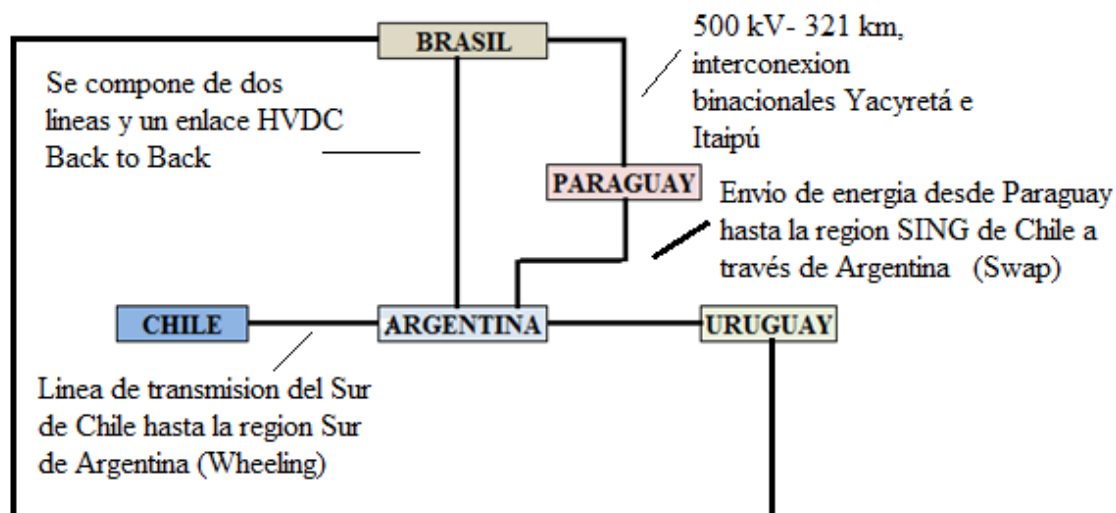
A continuación definiremos algunos aspectos particulares de la relación comercial que realiza Paraguay con Argentina y Brasil.

Argentina y Brasil: Acuerdos Operativos sobre Control del flujo de intercambio, Control de la tensión y Restablecimiento. Transacción comercial regida por el Contrato

de Interconexión, Suministro e Intercambio de Energía Eléctrica celebrado por la ex AEE S.E., en Argentina, y ELETROBRAS y ELETROSUL, en Brasil.

Figura 2.5

Esquema de Interacción contractual de los Países del MERCOSUR
Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia

Argentina-Paraguay: Interconexión e intercambios regidos por el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica entre la Secretaría de Energía, de Argentina, y la ANDE, de Paraguay, en 1987. La generación compartida de Yacyretá está a cargo de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), a quien los países compra según acuerdos renovables anualmente, la asignación se contemple en partes iguales para ambos Países, pudiendo venderse a otras empresas la energía de Paraguay o Argentina, actualmente la generación por demanda es en su mayoría para Argentina, siendo la repartición actual de 89,15% para Argentina y 10,85% para Paraguay. Fue esta la razón por la que en 2006 Paraguay acordara saldar la deuda a Argentina pagando en especie 8,000 GWh/año durante 40 años.

En el Convenio de Cooperación Recíproca, queda establecido la modalidad en que se realizaron los intercambios, son esto el “Uso del Paso”, el “Derecho de Paso” y la modalidad de suministro de “Energía de Paso”. **DERECHO DE PASO:** Derecho de utilización de las redes eléctricas de una entidad por parte de otra, para transmitir potencia y energía propias destinadas a satisfacer su mercado, otorgado de mutuo acuerdo para periodos definidos. **USO DEL PASO:** Solicitud que realiza una entidad para hacer uso del Derecho de Paso por sus redes eléctricas, El Derecho de Paso no

podrá poner en peligro la continuidad de la prestación del servicio eléctrico en el sistema de la Entidad Prestadora.

USO DE PASO se caracteriza por los siguientes elementos: *Punto de Entrega*: donde la solicitante entrega energía propia a la Entidad Prestadora para su transporte.; *Punto de Recepción*: donde la energía entregada reingresa al sistema eléctrico de la Entidad Solicitante. ENERGÍA DE PASO: Es la energía entregada por la Entidad Solicitante medida en el Punto de Entrega para ser transportada por la Entidad Prestadora.

PÉRDIDAS DE PASO: Corresponde a las pérdidas de transporte por el tránsito de la Energía de Paso por el sistema de la Entidad Prestadora, expresadas en valores por unidad de energía pasante. COMPENSACIÓN POR EL PASO: Es la compensación económica que la Entidad Solicitante abonará a la Entidad Prestadora por el uso de su sistema de transporte, expresada en valores monetarios por unidad de energía transportada.

Argentina-Uruguay: Interconexión regida por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre las Repúblicas de Argentina y Uruguay aprobado por la Ley 23.390. La generación de la central Salto Grande está bajo la jurisdicción de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (1700 MW), bajo la premisa de que la repartición de energía debe ser equitativa, acordándose libre acceso a la red de transmisión de Uruguay, la cual está contemplada en la normativa del mercado Uruguayo y [autorización](#) del Poder Ejecutivo.

Argentina-Chile: Interconexión regida por el Acuerdo 16 de complementación económica (ACE 16) del 1991 y los protocolos adicionales (1997 y 2000) a cargo de la institución regional ALADI, donde se establece que las transacciones económicas requieren permisos de los ministerios, por estar sometido a las regulaciones eléctricas y ambientales de cada país, con garantía previa de suministro de energía en el País exportador. El Marco Normativo establece: Asegurar condiciones de competencias en los mercados de generación; libre contratación de energía entre los agentes de ambos países; respetar el libre acceso a las redes sin discriminación, los criterios de calidad y seguridad de suministro y la operación libremente contratada por los agentes; incluye el envío internacional de energía en los mercados; permite los intercambios de

oportunidad, de información y la coordinación de la operación física de las interconexiones.

Brasil y Paraguay: Interconexiones en alta tensión y generación compartida, regida por el Contrato de Interconexión y Abastecimiento de Energía Eléctrica y sus correspondientes Adiciones, celebrado entre la ANDE y la Compañía Paranaense de Energía – COPEL, en 1969; La generación compartida es supervisada por Binacional Itaipú, pactado según la demanda, lo que se traduce en un mayor consumo por parte de Brasil. Al año 2011, la potencia suministrada por la central a Brasil fue de 9530 MW, mientras que a Paraguay sólo entregó 917 MW, lo que equivale a menos del 10% de la repartición.

Brasil-Uruguay: Interconexión regida según el acuerdo firmado en 1993, por la UTE en Uruguay y ELETROBRAS/ELETROSUL en Brasil. Similar a los casos de generación compartida, la línea se usa sólo en casos de necesidad por alta demanda y bajo licitaciones y acuerdos previos.

A modo de resumen establecemos el siguiente cuadro sinóptico donde destacamos las particularidades de cada Mercado

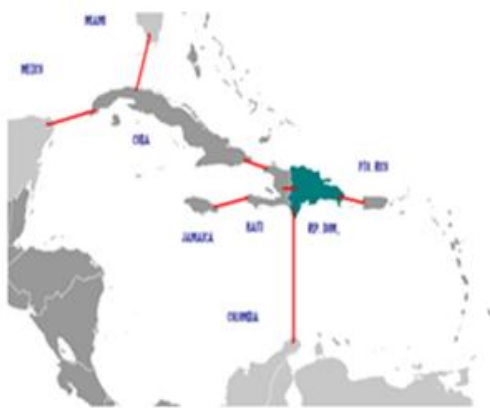
MER	CAN	MERCOSUR
Despacho Integrado	Despacho Coordinado	Contratos
Integración de Países de bajo consumo eléctrico	Países con grandes y abundantes recursos energéticos	Países con alto consumo eléctrico en relación al estándar regional y abundante recursos energéticos
Integración necesaria para obtener una escala adecuada, principalmente eléctrica	Mejor optimización de los recursos con una integración adecuada, especialmente la eléctrica como primer paso para una integración energética planificada mayor	Interconexiones de Gas y Electricidad por iniciativa privadas

Participación privada; Transmisión regulada con ingresos y penalidades asociadas a su calidad de servicio. En muchos casos un nuevo inversor privado puede construir, y en otros ser propietario de línea y equipamiento de transmisión para conectarse a la red de

dicha empresa; *Libre acceso* a la red de transmisión, interconexiones internacionales y redes de distribución, y el establecimiento de metodologías para determinar el ingreso tarifario de la empresa de transmisión y las tarifas por uso y conexión; Reglas de programación y despacho para optimizar el uso de los recursos de generación disponibles, priorizar los requisitos de calidad y seguridad y promover la compra eficiente y su traslado a tarifas; *Mercado de Contratos* con acuerdos libres entre partes para la compra y venta de energía eléctrica; *Mercado de Oportunidad*, que permite intercambios de corto plazo de oportunidad y promueve la eficiencia en el cubrimiento de la demanda, con un precio determinado horariamente reflejando el costo o precio marginal de corto plazo de producción; Intercambios entre empresas de distintos países, a través de contratos o a través de transacciones de oportunidad entre Mercados de Oportunidad.

2.4 Mercado Eléctrico del Caribe (MEC)

Figura 2.6
Mercado Eléctrico del Caribe (MEC)



Fuente: Elaboración Propia, The World Factbook, CIA

Surge como iniciativa del trabajo de Tesis “*Bases Técnico-Comerciales para la Implementación de un Mercado de Compra y Venta de Energía entre la República Dominicana y Haití*”, realizado por Ing. Víctor Guzmán, para optar por la acreditación en el Master de Regulación Económica de la Industria Eléctrica 2008-2010, de la Universidad Pontificia de Comillas (ICAI/ICADE) y el Instituto Global de Altos Estudios en

Ciencias Sociales (IGLOBAL). Es uno de los primeros estudios documentado sobre interconexión en R. D y el Caribe, por lo que constituye la referencia principal en la propuesta de interconexión y mercado que realizamos. A continuación presentaremos los temas y conclusiones más relevante de dicho trabajo, principalmente el Capítulo de la creación del Mercado Eléctrico del Caribe, donde se establecen las instituciones, regulación y características técnicas para la creación del MEC. [VPGF10].

El Ing. Ernesto Caamaño en el año 2011, realiza el trabajo de Tesis “*Diseño de un Mercado Interconectado entre la Republica Dominicana y Haití*”, en la cual se analiza la factibilidad de la propuesta de interconexión entre R. D y Haití, realizada por Ing. Víctor Guzmán, considerándose las Transacciones Económicas de Energía, Flujos de la interconexión, Inversiones y Análisis de Factibilidad.

El presente trabajo “*Implementación Mediante Interconexiones de un Mercado de Compra y Venta de Energía Eléctrica entre la Republica Dominicana, Colombia y Puerto Rico*”, se realiza con la expectativa de creación del mercado en el Caribe, realizar un estudio de factibilidad para la evaluar su posible implementación, desde la perspectiva técnica, regulatoria y financiera, y ampliar algunos aspectos regulatorios no tratado en la creación del MEC. Su principal propósito es crear las bases, dentro del régimen regulatorio que formaría el Mercado Eléctrico del Caribe (MEC), para un mercado de compra y venta de energía, sus características técnicas y las consideraciones financieras. El objetivo es continuar las referencias bibliográficas para los estudios de factibilidad de las diferentes interconexiones posible en el Caribe, que permitan a futuro materializar la idea del Mercado Eléctrico del Caribe (MEC), con participación privada y contribuir en el aspecto ambiental con la reducción del CO₂.

2.4.1 Definición y objetivos

El Mercado Eléctrico del Caribe (MEC) estará conformado por la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de los países del Caribe, creando el **Sistema Internacional Interconectado del Caribe (SIIC)**, con regulación regional, donde los agentes realizarán transacciones internacionales de energía, potencia y servicios complementarios en la región caribeña, es el mercado en el cual interactuarán las empresas eléctricas de Transmisión, Distribución, Generación y Comercialización así como grandes consumidores habilitados, comprando, vendiendo y transportando electricidad.

Sus objetivos serán: Aumentar la eficiencia de suministro de energía eléctrica regional; Incrementar las inversiones en el área eléctrica en el Caribe; Optimizar la generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la región; Viabilizar proyectos de generación a gran escala para la demanda agregada; Incrementar la competencia y

seguridad del suministro de energía eléctrica; Viabilizar el desarrollo de la red de transmisión regional del Caribe; Promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica y Estandarizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

2.4.2 Organización Institucional del MEC

Para su funcionamiento, integración y enlace entre los agentes de cada país El MEC estará formado por las siguientes instituciones: Comisión de Interconexión Eléctrica del Caribe (CIEC); Superintendencia de Interconexión Eléctrica del Caribe (SIEC) y Operador del Sistema Eléctrico del Caribe (OSEC)

Comisión de Interconexión Eléctrica del Caribe (CIEC)

Será la responsable del establecimiento de políticas y normas que regirán el mercado de interconexión regional. Elaborar y Coordinar: los proyectos de normativa legal y reglamentaria; los planes Indicativos para el funcionamiento y desarrollo del sector energía del Caribe, en conjunto con cada una de los países miembros y promover las inversión en el sector. La Comisión estará formada por un Consejo Directivo, un Administrador y tres Direcciones (Operativa, Jurídica y de Administración y Finanzas).

Superintendencia de Interconexión Eléctrica del Caribe (SIEC)

Será el Ente regulatorio que se encargará de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas que deben cumplir los agentes en el MEC. Estará orientado a trabajar de forma integral con cada uno de los entes reguladores de los países que forman el MEC en materia regulatoria, es decir, velará por el cumplimiento de las leyes, normas y políticas de dicho mercado. La SIEC estará integrada por una Junta de Comisionados, un Grupo de Vigilancia del Mercado, Grupo de Apoyo y una Administración.

Operador del Sistema Eléctrico del Caribe (OSEC)

Será la institución encargada de la planificación y coordinación de las empresas que componen el MEC será el Operador del Sistema a fin de garantizar el abastecimiento confiable, seguro y eficiente de electricidad de conformidad a las normas que al respecto se encuentren vigentes. Deberá valorizar y calcular las transferencias de energía y potencia de electricidad que se produzcan en el MEC así como los peajes por

el uso del sistema de transmisión. De igual manera coordinar: las ofertas y retiro de energía, la operación en tiempo real y los intercambios de información y simetría de la información. El OSEC realizará la operación del MEC basado en las leyes, normas, reglamentos y políticas dictaminados para dichos fines tanto por la CIEC así como por la SIEC.

2.4.2.1 Agentes del MEC

Los agentes que formaran el Mercado Eléctrico del Caribe (MEC) serán: toda empresa autorizada de cada uno de los países integrantes y cuales podrán realizar dicha actividad en todo el mercado del Caribe, siempre que los mismo estén habilitados por el OSEC y respetando las normas y políticas particulares de los mercados nacionales de los países integrantes. Elementos adicionales y que no están contenidos en la propuesta de mercado del Caribe que debe ser tratado según nuestra opinión tomando la similitud con el SIEPAC son los siguientes:

2.4.2.2 Empresa de Transmisión del Caribe (ETC)

Responsable de la infraestructura de la Red de Transporte Regional, integrada por un ente público de los países del Caribe integrantes del MEC, empresa de capital público o con participación privada, con la finalidad de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los países que integren el MEC. La ETC, a quien se le otorgara permiso, autorización y concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del sistema de interconexión regional y para futuras expansiones de las redes de transmisión regional u otras empresas de transmisión regional. Este tendrá una duración de hasta treinta años prorrogables.

La Red de Transmisión Región Caribe (RTRC) estará formada por las líneas permitan los intercambios regionales, sujeta a la regulación regional y nacional, y la coordinación técnica y comercial realizada por el OSEC. Las ampliaciones de la RTRC serán a riesgo y planificadas acorde al Sistema de Planeación de la Transmisión Región Caribe (SPTRC). El sistema de tarifas de la transmisión se basa en tres componentes: Cargos variables de transmisión, que incluyen el costo de las pérdidas marginales y los costos

de congestión; Peaje asociado al uso de las instalaciones y Cargo complementario para las ampliaciones planificadas únicamente.

2.4.2.2.1 El acceso a la red regional

Todos los agentes del mercado que pagan los cargos de transmisión le corresponden tener acceso a toda la red regional, en igualdad de condiciones. Se usará para el cálculo un método sencillo y poco complejo, y entendible por todos como el método de participaciones media para calcular los cargos regionales de transmisión. Con la finalidad de tener prioridad y garantía en el acceso un método basado en mecanismo de mercado, se deberá utilizar para determinar agentes que tendrían el acceso a la capacidad de transmisión escasa (RFG, DT, etc.)

2.4.2.2.2 Asignación de la Capacidad de Transporte

En el corto plazo, la transmisión de capacidad y energía se asignarán de manera integrada en el mercado regional, el ETC se calculará el despacho económico óptimo para toda la región. Tanto las ofertas de energía incrementales, y las ofertas de capacidad asociada a los contratos bilaterales de corto plazo, deben participar en el mercado spot regional. El mercado será el resultado del despacho regional de corto plazo.

Se crearán los contratos en firme a largo plazo, los cuales garantizarán el acceso a la red de transporte a largo plazo, reservando la capacidad de transmisión en las líneas o corredores de probabilidades de congestión con el fin de acceder a la zona donde se encuentra el consumidor, organizando subastas de capacidad a largo plazo para que los agentes puedan comprar derechos de capacidad de transmisión. Para los generadores los Derechos adquiridos en la firma de contratos en firme debe ser físico, pues deben tener acceso a la capacidad física de la red en caso de que debieran entregar realmente la energía contratada. Esto es debido a compromisos que realizan generadores con otros países.

Los agentes que no deseen firmar un contrato en firme pueden adquirir derechos financieros en lugar de derechos físico. Subastas de contratos a largo plazo físicos y

financieros pueden, o no, tomar colocar por separado. Tener en cuenta que los derechos de transmisión físicos y financieros son productos diferentes, con un valor de mercado diferente. Los contratos en firme tienen prioridad sobre las ofertas en el mercado al contado y otros tipos de contratos cuando se accede a la red de transmisión, por lo tanto, cuando se produce alguna contingencia y la capacidad de transmisión no es suficiente, los contratos en firme deben ser las últimas transacciones a ser limitada.

2.4.2.2.3 Las tarifas de transmisión

Mediante el pago del cargo de transmisión regional, cualquier agente obtiene el acceso a la red. Los Cargos regionales de transmisión, así como los ingresos de aplicación de los precios nodales, deben recuperar el ingreso regulado de la actividad de transporte en el mercado regional. Los ingresos regulados en el mercado regional que se asocia a cada línea, dependen del tipo de la línea. Así, el ingreso regulado asociada a las instalaciones que pertenecen a la línea del MEC será igual al Ingreso Anual Regulado de la deuda contratada por el ETC para financiar estas inversiones. Los ingresos regulados asociados a las instalaciones de la RTRC que han sido planificados por el OSEC son igual a la anualidad del coste total de la línea, incluyendo una tasa razonable de rendimiento de la inversión.

. Un método basado en el uso se aplica para calcular los cargos regionales de transmisión. Este método es el método de Participaciones Media. Los cargos por transmisión no se aplican directamente a los consumidores o generadores. En cambio, los costos de transmisión calculados se agregan a nivel nacional para determinar la carga de transmisión total a pagar por cada país. También existen los aranceles nacionales, además de las tarifas de transporte regional. Las autoridades locales se encargan de calcular las tarifas nacionales.

2.4.2.2.4 Las inversiones en la red de transmisión

La red de transporte en la región está poco desarrollada, con grandes y frecuentes congestión. Una inversión en la red regional es propuesta por el OSEC, y aprobada por la SIEC, autoridades nacionales no pueden oponerse al proyecto. Los agentes del

mercado y promotores particulares pueden proponer la construcción de líneas de transmisión, las cuales tendrían que ser aprobado por la SIEC.

Un generador dispuesto a firmar un contrato en firme con otro, y ganar el cargo por capacidad, puede ser necesario construir nueva capacidad de transmisión con el fin de obtener los derechos de transmisión físicos que se necesitan para que este contrato se considere válido. Por lo tanto, algunas inversiones en nueva capacidad de transmisión pueden estar asociadas con contratos firmes. Los promotores pudiesen construir con el objetivo de apropiarse de las rentas de congestión correspondientes, que se derivan de la aplicación de los precios nodales en el despacho regional.

Las inversiones en situación de riesgo tienen prioridad sobre las reguladas, todas las líneas deben ser construidas como una inversión a largo riesgo como una coalición formada por los usuarios para su construcción.

2.4.2.2.5 La seguridad del suministro

Tanto las autoridades locales y los regionales deben trabajar para garantizar la suficiente capacidad de generación y de transmisión y estar disponible para servir a la demanda local, tanto a corto como a largo plazo. El operador del sistema regional y algunos operadores nacionales, deberán producir los planes de expansión indicativos de generación y transmisión. En muchos casos líneas de transmisión necesaria se construyen como líneas reguladas. Los países pueden hacer uso de la garantía de potencia o de otros instrumentos normativos con el fin de incentivar a los agentes del mercado para invertir en nueva capacidad de generación.

2.4.3.2.6 La Calidad del Servicio en la Transmisión

Se crean para incentivar la disponibilidad y operación adecuada de las instalaciones de la RTR, se caracteriza por: establecimiento de objetivos de calidad del servicio de transmisión expreso en valores máximos de indisponibilidades programadas y forzadas de los elementos del RTR; cálculo del Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI) a partir de la valorización de los objetivos de calidad del Servicio de Transmisión; inclusión del

VEI en el Ingreso Autorizado Regional (AIR) de las instalaciones de la RTR y descuentos por indisponibilidad (DPI) establecidos en función de la operación real.

En resumen: las interconexiones se justifican en la medida que una optimización del conjunto que pueda ser realizada por la actividad privada a su riesgo si lograra captar adecuadamente parte de la renta que las mismas introducen en el sector en la producción de energía, en los requerimientos de potencia, reserva, servicios auxiliares y calidad. Mercados regionales eficientes, requiere que los mercados nacionales permitan los intercambios internacionales, promuevan la eficiencia, la no discriminación y reciprocidad, respeten los contratos, realicen el despacho económico (incluyendo oferta y demanda agregadas en las interconexiones internacionales), respeten los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden en las interconexiones, den acceso libre a la transmisión e información y seguridad jurídica. Para ello es necesario que exista un acuerdo que adopte un tipo de regulación como la indicada.

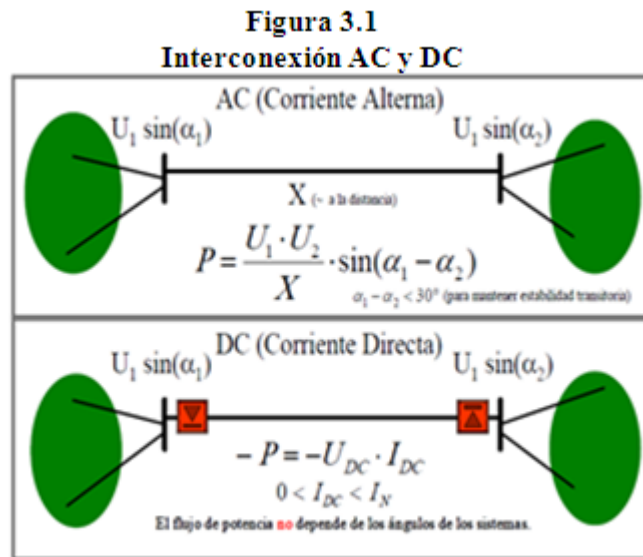
3. Análisis Técnico y Financiero de la Interconexión

3.1 Interconexión con Cables Submarinos

Dada la distancia de los países a evaluar para una posible interconexión, así como la deseable protección ambiental, el cable submarino representa hasta el momento la mejor alternativa tecnológicamente factible de interconexión. Una interconexión como la propuesta con corriente alterna (fig.3.1) no sería posible, por una parte la grande distancia

marina que separa a los países, y la gran capacitancia de los cables, que exigiría al sistema de corriente alterna una gran potencia reactiva de compensación, manteniendo muy cargados los cables aún con potencia activa transmitida nula, por lo que resulta evidente la necesidad de realizar dichas interconexiones a corriente continua, además que con una conexión HVDC se proporciona un mejor control de la transmisión de potencia y del flujo, proporcionando un mejor servicio. El desarrollo de la tecnología, la desregulación de la electricidad y gran esfuerzo en la conservación del medio ambiente, hacen que cambien las tendencias, convirtiendo a los sistemas HVDC en la alternativa preferida a los sistemas de alto voltaje en corriente alterna. [UMA_12]

Con la desregulación del mercado se han producido nuevos fenómenos como las transferencias bidireccionales de potencia. Los sistemas HVDC permiten los flujos de potencia bidireccionales, lo cual no es posible con los sistemas de corriente alterna (se requerirían dos sistemas en paralelo). Con la liberalización, el servicio de transmisión está generalmente a cargo de corporaciones privadas e incluso entidades. [UMA_12]



Fuente: ABB

Figura 3.2
Cable Submarino



Fuente: <http://es.scribd.com/>

La adquisición de los derechos de paso ahora es una porción significativa de los costes del proyecto. Una vez que estos costes se incluyan en su totalidad en un análisis económico de HVDC contra alternativas de corriente alterna, se puede ver que la HVDC es mucho más económica en este aspecto, puesto que requiere mucho menos sitio para un nivel dado de potencia. [UMA_12]

En los sistemas HVDC, la energía eléctrica se toma de una red alterna, se transforma en tensión continua en una estación convertidora, se transmite hasta el punto receptor, es nuevamente transformada en tensión alterna en otra estación convertidora y reinyectada en la red alterna receptora. Las instalaciones HVDC suelen transmitir potencias superiores a el rango de 1000 a 3000 MW; se usan para transportar energía a largas y muy largas distancias, donde su coste económico es menor que las líneas tradicionales alternas. Las distancias involucradas en estas transmisiones suelen ser de 300 a 1400 Km. (en tierra) y de 10 a 800 Km (para cables submarinos), pero sin embargo no es extraño que estas distancias se vean superadas en algunas instalaciones. Una de las categorías de conexión de transmisiones HVDC muy usada para esquema similares al estudiado es de *Transmisiones Punto a punto*, el cual utiliza una única línea de alta tensión para la transmisión, y camino de retorno se usa la tierra o, a veces, un conductor de baja tensión, que es usada en sistemas de hasta 1500 MW, generalmente en instalaciones de cable submarino. [UMA_12]

Algunos de los puntos importantes, respecto a esta tecnología los enumeramos a continuación: Cable más largo: NorNed–580 km; más profundo: SAPEI (1650 m profundidad, 2x500 MW, 500 kV, Península italiana – Cerdeña); mayor potencia: 1000 MW y de mayor tensión: 500 kV, no obstante en la actualidad ABB a desarrolló la tecnología de 800 kV UHVDC (Ultra Alto Voltaje a Corriente Continua), el cual representa una ventaja en reducción de terreno, torres, ahorro.

3.2 Identificación y Características Técnicas de los Puntos de Interconexión entre Colombia, Republica Dominicana y Puerto Rico

A continuación describiremos los posibles puntos de interconexión entre los países, objeto de análisis, sirviendo la Republica Dominicana como enlaces o puente entre Colombia y Puerto Rico. Destacamos que de los países que se cubren en esta investigación, Colombia y Puerto Rico tienen la experiencia en el tema; Colombia con las diferentes interconexiones a Sur y Centro América y Puerto Rico con la interconexión a la isla de Vieques, no así

Republica Dominicana, país que estaría conociendo por vez primera el tema de las interconexiones submarinas e interconexiones regionales.



Según artículos de prensa publicados en la web, “se ha discutido que salga del punto más al norte de Colombia, **La Guajira**, hasta **Barahona** en la costa este de República Dominicana, desde donde llegaría a Puerto Rico, a un punto entre **Aguadilla y Manatí** en el oeste. El sistema requiere la construcción de una planta generadora de energía en Colombia y un convertidor de energía, tanto en Puerto Rico como en República Dominicana. Puerto Rico está interesado en adquirir 1,000 megavatios diarios y el gobierno dominicano requiere igual cantidad, por lo que sería necesaria una planta en Colombia que genere unos 2,500 megavatios diarios”¹⁰

3.2.1 Puntos de Interconexión en Republica Dominicana.

En el esquema propuesto Republica Dominicana actuaría como enlaces entre Colombia y Puerto Rico, realizándose los puntos de conexión en dos vertientes: Puntos de Conexión Republica Dominicana-Colombia y Republica Dominicana-Puerto Rico.

¹⁰ <http://m.elespectador.com/puerto-rico/articulo-puerto-rico-tras-cable-submarino-comprar-energia-colombia>

3.2.1.1. Puntos de Interconexión de Republica Dominicana a Colombia



En la fig.3.4, se observa la línea 138 kV del Sistema. El área encerrada en el círculo azul, representa a Barahona, ciudad que se ha seleccionado como la zona factible en distancia y condiciones técnicas para una potencial interconexión con la Republica de Colombia, no obstante en la actualidad Barahona, ubicada en

la región Sur, es una zona de mucha generación y escasas demanda, produciendo constantemente congestiones y especialmente la zona de Pizarrete, las líneas de transmisión se encuentran escasamente desarrollada.

El escaso desarrollo de la red de transporte en la región Sur impacta de manera significativa el estudio. Por un lado la viabilidad técnica de la línea dependerá de la capacidad de la red de transmisión de R.D para evacuar o inyectar con el Sistema de potencia de la interconexión submarina. Si no existe una Infraestructura adicional de transmisión a alto voltaje que considere la zona Sur, la interconexión submarina no podrá realizarse. Esta infraestructura adicional tiene que ser definida en el marco de un plan nacional de desarrollo de transmisión teniendo en cuenta la interconexión con Colombia, con la finalidad de integrar de manera óptima en el sistema de Republica Dominicana

En Barahona se tienen Centrales de Generación Eléctrica a carbón, líneas a 69 kV y 138 kV, carreteras y puertos. Su población es de bajos ingresos, posee hermosos ecosistemas, por lo que es propicia para el desarrollo ecoturísticos. Barahona no representa problemas para la instalación del Cable Submarino, pero estudios de impacto ambiental más profundo confirmaran o rechazarán esta hipótesis.

3.2.1.2 Puntos de Interconexión de Rep. Dominicana a Puerto Rico

Figura 3.5
Punto de Conexión RD - PR



Fuente: Elaboración Propia

Según el plan de expansión de la red para los próximos 15 años, desarrollado por la ETED, la zona Este de República Dominicana, no se encuentra incluida en dicho plan, no se considera la posibilidad de interconexión a futuro con ningún país, ni siquiera con el país vecino de Haití. No obstante lo anteriormente mencionado, es posible identificar varios puntos de interconexión que se deben analizar, los

cuales presenta ventajas, así como los inconvenientes inicialmente descrito, entre otros.

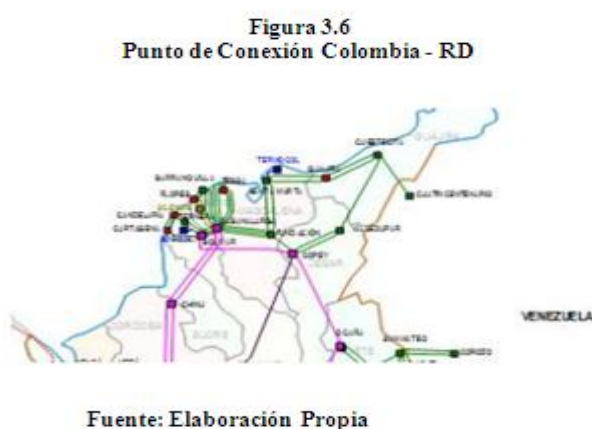
Para la interconexión con Puerto Rico, la región Este del país, es la ubicación adecuadas por su proximidad, pero como indicáramos al inicio de este capítulo la Red de Transporte de la República Dominicana no está desarrollada ni lista para una interconexión submarina. San Pedro de Macorís al este de la isla, es la parte de la red con mejores condiciones de operación, el resto de las ciudades del Este (La Romana, Higüey, y Punta Cana) operan en un modo de isla del resto del sistema; al igual que Samaná, en el Noreste del país. Las líneas entre San Pedro y Santo Domingo se encuentran sobrecargadas por la cantidad de generación en la zona y no puede apoyar ningún flujo adicional. [TRAC12]

El escaso desarrollo de la red de transporte en la región este impacta de manera significativa el estudio. Por un lado la viabilidad técnica de la línea dependerá de la capacidad de la red de transmisión de R.D para evacuar o inyectar con el Sistema de potencia de la interconexión submarina. Si no existe una Infraestructura adicional de transmisión a alto voltaje que considere la zona Este, la interconexión submarina no podrá realizarse. Esta infraestructura adicional tiene que ser definida en el marco de un plan nacional de desarrollo de transmisión teniendo en cuenta la interconexión con Puerto Rico, con la

finalidad de integrar de manera óptima en el sistema de alimentación de Republica Dominicana [TRAC12]

En segundo lugar, la consideración del coste de esta infraestructura adicional es muy posible que afecte la viabilidad económica y financiera del proyecto. La cuestión de la asignación de los costos de esta infraestructura terrestre entre el proyecto y el desarrollo normal del sistema de potencia de la Republica Dominicana, es también significativa. Es esta la razón por la que se deben realizar análisis de sensibilidad, tanto para el costo de la interconexión para cubrir las incertidumbres sobre el costo del cable submarino, así como también las incertidumbres sobre la el costo de la infraestructura terrestre. [TRAC12]

3.2.2 Puntos de Interconexión en la Republica de Colombia



Los voltajes existente en Colombia, son de 220, 230 y 500 kV, no obstante se espera realizar un interconexión con Republica Dominicana con un voltaje (HVDC) de 600 kV DC, para lo cual tanto Colombia como RD, tendrán que realizar cambio en sus respectivos Sistema de Transmisión,

construyendo las estructuras que permitan la interconexión de ser factible. Preliminarmente se espera interconectar un cable submarino, para una potencia de 2000MW, a una distancia de unos 1000 Kms., con costo preliminar estimado de US\$. 4,000-5,000 MM. Según el diagrama parcial del unifilar de Colombia, solo la subestaciones de Cuestecita y la Guajira pueden ser los puntos que cumplen las condiciones técnicas para poder interconectarse, desconociéndose en este estudio, su capacidad para el transporte en la interconexión. De los puntos mencionado La Guajira se menciona como el punto más factible para el trabajo, no obstante al igual que el Este de la Republica Dominicana, La Guajira no posee hasta el momento condiciones en el Sistema Colombiano, no obstante el mismo se encuentra cercano de las costas, pero sin

líneas de transporte lo que aumentaría los costos del proyecto, y que suponemos se encuentran considerado en los montos preliminares dado a conocer.

3.2.2.1 Puntos de Interconexión en Cuestecita

Cuestecita y Quinto Centenarios representan las interconexiones entre Colombia y Venezuela, con un voltaje de 230 kV, pero con la importancia de suplir excedente a Venezuela adicional a los requisitos de seguridad que dicha línea, lo que constituye una opción sensible a considerar como punto de interconexión.

3.2.2.2 Puntos de Interconexión en La Guajira

La Guajira, representa el punto de interconexión más cercano a las costas Dominicana, pero con los inconvenientes de no poseer hasta el momento líneas de alta tensión que pudiesen considerarse, si bien tiene ventaja comparativa en relación a la distancia y geografía, presenta inconvenientes al no disponer hasta el momento de un Sistema de Transporte de alta tensión, por lo que para el proyecto de interconexión planteado deben construirse las facilidades de transmisión.

3.2.3 Puntos de Interconexión en Puerto Rico.



Fuente: Elaboración Propia

Los voltajes existentes en PR, son de 115 kV y 230 kV, este último sería el voltaje con el cual se realizaría la transmisión mediante un cable submarino, para una potencia de 400MW, a una distancia de unos 80 Kms. Según el diagrama parcial del unifilar de Puerto Rico 2011, solo Aguadillas y Mayagüez cumplen las condiciones técnicas para poder interconectarse.

3.2.3.1 Puntos de Interconexión en Aguadillas

Por sus características eléctricas y ubicación geográfica, así como las condiciones naturales del terreno Aguadillas representa una de las mejores opciones a considerar como punto de interconexión en Puerto Rico, posee las líneas de 115 y 230 kV, sus condiciones ecológicas resultan adecuadas a los propósitos del proyecto.

3.2.3.2 Puntos de Interconexión en Mayagüez

Mayagüez, al igual que Aguadillas representan por sus características eléctricas y ubicación geográfica, así como las condiciones naturales del terreno puntos adecuados a considerar como una de las mejores opciones como punto de interconexión en Puerto Rico, posee las líneas de 115 y 230 kV, se encuentra inmensamente desarrollado y la demanda es alta, siendo quizás la alta demanda el inconveniente principal para considerarlo en la interconexión como punto de preferencia.

3.3 Análisis Financiero de la Interconexión

La interconexión entre Colombia-República Dominicana y Puerto Rico va dirigida a suplir parte de la demanda energética y la reducción del precio de la energía, así como disminuir el consumo de combustible fósiles y la reducción del CO₂, buscando satisfacer una demanda entre los 1000 MW y 2000 MW. República Dominicana, aunque posee la capacidad instalada que permitiría suplir la energía demandada de sus habitantes, no cuenta aún con fiabilidad de la generación, ni la infraestructura de transporte adecuada para garantizar satisfactoriamente este suministro, tanto desde el punto operativo como desde el control, lo mismo aplica para la interconexión.

3.3.1 Análisis de Mercado.

Es un estudio donde las necesidades u objetivo de un cliente requieren solucionar un problema o una oportunidad. Este análisis debe realizarse cuando se está iniciando un negocio (Mercado Eléctrico del Caribe), entrando a un mercado nuevo (Sistema Eléctrico de Colombia y Puerto Rico) o cuándo se está considerando agregar un producto nuevo o servicio (Interconexión Colombia-RD-PR). Se realiza para minimizar

el riesgo del negocio, entender los problemas y las oportunidades e identificar las oportunidades de ventas y planificar la estrategia mercadológica.

A continuación presentamos un cuadro sinóptico que refleja las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas a la propuesta establecida de creación de un Mercado Eléctrico del Caribe, con la interconexión como primera etapa con la Republica de Colombia y Puerto Rico.

Tabla 3.1
Análisis FODA para interconexión

FORTALEZA			DEBILIDAD		
DOMINICANA	COLOMBIA	PUERTO RICO	DOMINICANA	COLOMBIA	PUERTO RICO
Competencia Mercado Mayorista	Competencia Mercado Minorista	Bonos	Generacion en Combustibles Fosiles	Selva Tropical	Monopolio
Normativa Mercado Electrico	Normativa Mercado Electrico	Regimen Legal	Cobro Electricidad	Lejania Pais de Interconexion	Generacion en Combustibles Fosiles
Diferentes Tecnologias de Generacion Electrica	Institucionalidad	Institucionalidad	Baja Capacidad Hidrica		Baja Capacidad Hidrica
Existencia Entidades Regulatorias	Existencia Entidades Regulatorias	Estabilidad	Institucionalidad		
Alta Capacidad Instada	Alta Capacidad Instada	Estado Asociado	Fiabilidad Generacion		Capacidad Instalada
OPORTUNIDAD			AMENAZA		
DOMINICANA	COLOMBIA	PUERTO RICO	DOMINICANA	COLOMBIA	PUERTO RICO
Interconexiones Electricas	Interconexiones Electricas	Interconexiones Electricas	Incremento Combustibles	Fenomeno del Niño	Incremento Combustibles
Inversion en Nuevas Generacion Electrica	Inversion en Unidades de Generacion Electrica	Inversion en Nuevas Generacion Electrica	Precio Energia	Precio Energia	Precio Energia
Creacion de Comercializadoras	Venta de Energia	Reduccion Precio Energia	Desabastecimiento	Desabastecimiento	Desabastecimiento
Expansion de la Transmision	Inversion en Transmision	Expansion de la Transmision	Cambios Politicos	Cambios Politicos	
Reduccion CO2		Reduccion CO2		Guerrilla	
Energia Renovables		Energia Renovables			

Fuente: Elaboración propia

La existencia en la Republica Dominicana de un Mercado eléctrico en funcionamiento, con su marco reglas e instituciones normativa, así como la existencia de las diferentes tecnología de generación constituyen una **fortaleza**, para los fines de la interconexión, pero esta generación no es fiable y presenta una alta dependencia de los combustibles

fósiles, adicional a la falta de pago de la energía consumida por los usuarios, constituyendo su principales **debilidades**, por otro lado los precios de los combustibles dada su alta dependencia de estos, influyen en el precio de la energía, así como los cambios políticos que no permiten continuidad de los planes de largo plazo constituyen su principales **amenazas**, no obstante se tiene la **oportunidad** de expansión mediante interconexiones para reducir costos y emisiones de CO₂, atraer nuevas inversiones, energía renovables y el cambio de paradigmas en la comercialización mediante creación de comercializadoras y cooperativas.

De manera similar a la R. D., la existencia en Colombia de un Mercado eléctrico en funcionamiento, con su marco legal, reglas e instituciones normativa fuerte, así como la gran capacidad instalada constituyen su **fortaleza** para fines de la interconexión, pero la lejanía del punto de suministro, así como la existencia de su selva tropical amazónica, constituyen su principales **debilidades**, por otro lado los precios de la energía, cuando ocurre el fenómeno del niño, con la consecuente sequia, podrían producir posible desabastecimiento así como los cambios políticos que no permiten continuidad de los planes de largo plazo constituyen su principales **amenazas**, no obstante se tiene la **oportunidad** de expansión mediante interconexiones para reducir costos, CO₂, atraer nuevas inversiones en transmisión y generación, y sobre todo la venta y comercialización de energía significaría un negocio atractivo.

Por otro lado Puerto Rico tiene la ventaja de ser un Estado Libre Asociado, que le permite generar confianza y captar capitales mediante Bonos, la estabilidad y garantía en los procesos de sus instituciones constituyen una **fortaleza**, para los fines de la interconexión, sería necesario armonizar las simetrías mínimas, dado el carácter monopolístico de su sistema y un crecimiento mínimo de nueva capacidad, constituyen su principales **debilidades**, por otro lado los precios de los combustibles dada su alta dependencia de estos, influyen en el precio de la energía, que pudiera provocar desabastecimiento como ha ocurrido en el pasado reciente, serian esta sus principales **amenazas**, no obstante se tiene la **oportunidad** de expansión mediante interconexiones para reducir costos, CO₂, atraer nuevas inversiones, energía renovables y el cambio de paradigmas en la comercialización, con posible reducciones de precio y continuar su desarrollo sostenible y aumento de la energía verde.

3.3.2 Despacho Económico.

Se define el mismo como la programación¹¹ de un conjunto de unidades que generaran en tiempo real la energía que satisfacen una demanda en particular de la manera más económica. Para esto se considera despachar las unidades acorde a sus costos y sus características de operación, las perdidas en la línea, los límites de capacidad, la congestión, así como cualquier variable que impacte en la necesidad de satisfacer con calidad la demanda de una región, son también consideradas en el cálculo y el tipo de regulación.

La tabla 3.2 nos muestra las demandas pico anual de los principales países objeto de análisis en este tema, así como un estimado de la energía anual producida, el consumo de combustible y el gasto incurrido por concepto de compra de combustible para generación, considerando el uso mayoritario de Fuel Oil No.6, un precio de **95 dólares** por barril, para un precio de **15.08** dólares por MBTU, un factor de carga anual de un 60%. Puede destacar en la tabla las diferencias en el consumo de energía en cada uno de los países, ocasionado por su nivel de desarrollo y condiciones geográficas; consumo de energía que pudiera ser una oportunidad de intercambio que justifique las interconexiones o la creación de un Mercado Regional. Estos valores se usaran en las modelaciones correspondiente al despacho.

Tabla 3.2
Costo Estimado Anual de Combustibles en los Países del MEC

CONCEPTOS	FORMULAS/DATOS	UNIDADES	REP.DOM	PTO RICO	COLOMBIA
Demanda Pico Anual	DP	kW	2.10E+06	3.37E+06	9.21E+06
Factor de Carga Anual	FCA	%	60%	60%	60%
Heat Rate Promedio Anual, para la conversión de Fuel a energía	HRPA	Btu/kWh	10500	10500	10500
Costo Promedio Fuel Oil (CPFO):	$((US$/Bbl)*(1 E+06))/((1 Bbl)*(42 gls/Bbl)*(150,000$	US\$/MBtu	15.079	15.079	15.079
Energía Anual Producida (EAP)=	DP*FCA*8760	kWh	1.10E+10	1.77E+10	4.84E+10
Consumo de Combustible Anual (CCA)=	HRPA*EAP	Btu	1.16E+14	1.86E+14	5.08E+14
Costo Anual de Combustible (CAC)=	CPFO*CCA*1E-06	US\$	1.75E+09	2.80E+09	7.66E+09

Nota 1: Para un precio de un Bbl del FO No.6 a 95 \$/Bbl, se tiene un precio de **15.08 \$/MBtu**

Nota 2: 1 gal de FO No.6 = 150,000 Btu

Nota 3: 1 barril de Fuel Oil = 42 galones

Nota 4: 1 Watt = 3.412 Btu/hr

Nota 5: 1 barril = 6.30 MBtu

Nota 6: Precio FO No.6 = 95 \$/Bbl

Fuente: Elaboración Propia
Datos: www.emsenergy.com

150000 Btu/gal
42 gal/Bbl
6300000 Btu/Bbl
95 \$/Bbl
1.50794E-05 \$/Btu
1.10E+10 kWh
1.16E+14 Btu
1.75E+09 US\$

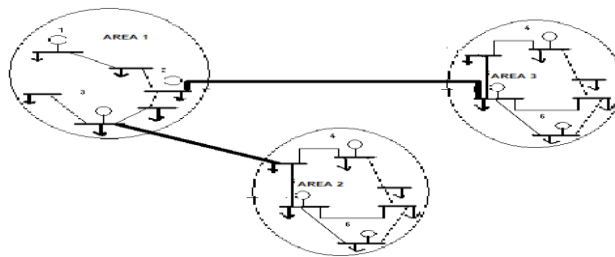
Fuente: Elaboración Propia

¹¹ Traducción libre similar a: "Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, (The Electric Power Engineering) By Leonard L. Grigsby, Publisher: CRC, Cap. 18, pagina 2"

3.3.2.1 Despacho de Energía y Potencia entre las Áreas.

A manera de ilustración en la figura 3.8, simularemos para el corto plazo el flujo entre las áreas interconectada, donde el área 1 representa a la Republica de Dominicana , el área 2 a la Republica de Colombia y el área 3 a Puerto Rico, se trata de realizar una simulación cercana a la realidad de cada país, tomando como base la generación concentrada en tres generadores, según los porcentajes integrado de tres tecnología del parque de generación, de manera similar la demanda aleatoria se representa en 9 barras, considerando el voltaje típico de cada país. Inicialmente se asumen las operaciones independientes de las áreas¹² y sobre la base de esta simulación, obtendremos el costo marginal de cada área, así como la potencia de cada generador¹³.

Figura 3.8
Esquema Interconectado de Republica Dominicana, Colombia y Puerto Rico



Fuente: Elaboración Propia

3.3.2.1.1 Generación

En la tabla 3.3, se muestran las contribuciones por tecnología a la demanda máxima. Combinaremos la potencia en tres tecnología por país acorde su composición, las cuales no necesariamente serán iguales; *Republica Dominicana*: 1615 MW Fuel Oíl (FO + Combustión), 1084 MW Ciclo Combinado (CC + Carbón) y las contribuciones hidráulicas entre un 12.9% - 14%, para 401 MW (Hidro + Eólica), para satisfacer una demanda de 2100 MW. *Colombia*: participación hidráulica entre un 53% - 60% para 6212 MW, (Hidro + Eólica); 3108 MW de Ciclo Combinado (CC + Combustión) y 991 MW a Carbón, para abastecer una demanda de 9200 MW, finalmente *Puerto Rico*: 1719 MW a Fuel Oíl, 1297 MW a Ciclo Combinado (CC + Combustión) y 354 MW a Carbón (Hidro + Carbón), abasteciendo una demanda de 3370 MW, la participación

¹² Similar al establecido por Allen J. Wood y Bruce F. Wollenberg, en su libro POWER GENERATION OPERACIÓN AND CONTROL, paginas 368-372, ejemplo 10.A

¹³ Hadi Saadat, Power System Analysis, Second Edition, 2002, Pag. , 271

hidráulica es de 2.1%. Por el bajo aporte de Centrales Hidráulicas, no serán consideradas, resultando el Sistema Eléctrico de Puerto Rico completamente térmico.

Tabla 3.3
Aporte a la Demanda Máxima por tecnología

País	Potencia de Aporte Demanda Máxima						Demanda Maxima Anual (MW)
	Tipo de Tecnología						
	CC	FO	Carbon	Eolica	Combustion	Hidro	
Republica Dominicana	365	251	319	33	765	367	2100
Colombia	1980	0	632	11	376	6200	9200
Puerto Rico	714	1719	283	0	583	71	3370
Total							14670

Fuente: Elaboración propia

3.3.2.1.2 Demanda

Para la Demanda se establecerán tres bloques horarios: Alto, Medio y Bajo, establecido considerando la curva de duración de carga horaria de cada país, así como la curva monótona de Carga, las cuales se muestran en el Anexo A. La tabla 3.4, nos muestra las horas para los diferentes bloques horarios mencionados.

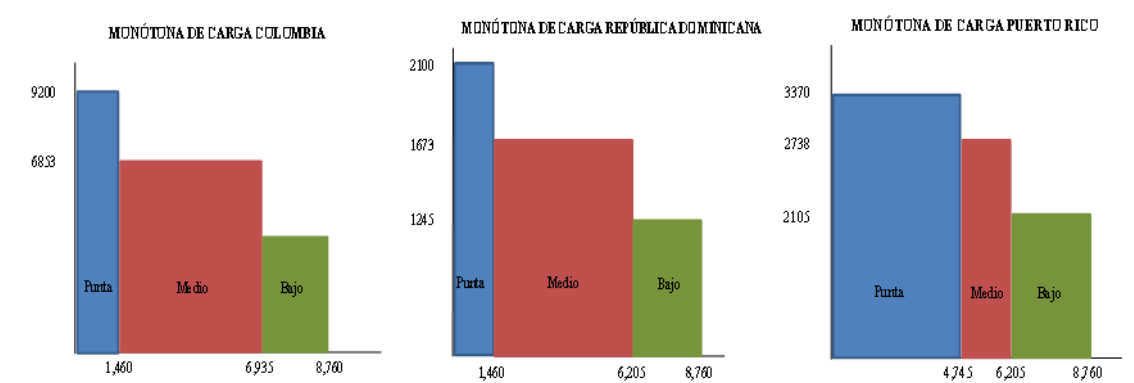
Tabla. 3.4
Horas, Potencia y Energía de la demanda por Bloques

País	Bloques Horarios de Demanda (Hrs)			Bloques de Demanda Anual (MW)			Bloques de Energía por Demanda Anual (GWh)		
	Anual								
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
Republica Dominicana	1460	4745	2555	2100	1673	1245	3066	7938	3181
Colombia	1460	5475	1825	9200	6853	4506	13432	37520	8223
Puerto Rico	4745	1460	2555	3370	2738	2105	15991	3997	5378
Total	7665	11680	6935	14670	11264	7856	32489	49455	16783

Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.9, se muestra en tres bloques horarios la monótona de carga de cada país, según los datos de la Tabla 3.4. Se destaca la punta de Puerto Rico parecida a la media de los demás sistemas, quizás debido a una saturación en la capacidad de generación, necesitando de nuevas inversiones en generación.

Fig.3.9
Monótona de Carga de Colombia, Republica Dominica y Puerto Rico



Fuente: Elaboración propia

3.3.2.1.3 Modelo de Operación

Tabla 3.5
Datos de áreas para Esquema Interconectado de Rep. Dominicana-Colombia y Puerto Rico.

Datos de la Unidad			$F_i(P_i) = F_i(a_i + b_i P_i + c_i P_i^2)$			Restricción	
Area	Unidad	Costo Combustible	Coeficientes de Costos			Limite de las Unidades	
	No.	f1 (R/MBtu)	ai	bi	ci	Pi min	Pi max
Area 1	1	4.000	482	7.92	0.00462	420	1084
	2	15.079	570	7.85	0.00292	650	1615
	3					175	401
Area 2	4	4.000	425	7.47	0.00195	1575	3108
	5	15.079	310	7.36	0.00134	535	991
	6					2396	6212
Area 3	7	4.000	492	8.12	0.00286	800	1297
	8	15.079	670	7.95	0.00202	1050	1719
	9	8.079	462	8.09	0.00391	255	354
Area 1		Carga Alta = 2100					
		Carga Media= 1673					
		Carga Baja= 1245					
		Total Generacion Max = 3100					
		Total Generacion Min = 1245					
Area 2		Carga Alta = 9200					
		Carga Media= 6853					
		Carga Baja= 4506					
		Total Generacion Max = 10311					
		Total Generacion Min = 5206					
Area 3		Carga Alta = 3370					
		Carga Media= 2738					
		Carga Baja= 2105					
		Total Generacion Max = 3370					
		Total Generacion Min = 2105					

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 3.5 se representan las formulas de costos centrales térmicas e hidráulica y sus potencia, según los datos anteriormente mencionados.

Se obviaron por simplificación del problema las formulas para los embalses de las centrales Hidráulica. Para las unidades térmicas se multiplica el Costo de combustible por los coeficientes de costos, obteniéndose los valores de las ecuaciones de las unidades, según se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6
Datos Transformados para Esquema Interconectado

Generador	Tecnologia	Limites de Potencia (MW)		α	β	γ
		Pi min	Pi max	fiai	fibi	fici
G1	Gas (CC)	420	1084	1928	31.68	0.01848
G2	FO No.6	650	1615	8595	118.37	0.04403
G3	Hidro	175	401	0	0.00	0.00000
G4	Gas (CC)	1575	3108	1700	29.88	0.00780
G5	Carbon	535	991	4674	110.98	0.02021
G6	Hidro	2396	6212	0	0.00	0.00000
G7	Gas (CC)	800	1297	1968	32.48	0.01144
G8	FO No.6	1050	1719	10103	119.88	0.03046
G9	Carbon	255	354	3732	65.36	0.03159

Fuente: Elaboración Propia

Conocemos que para una planta térmica, se puede representar por la ecuación de costo de combustible, que es una función cuadrática de generación real de la forma:

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (3.1)$$

Para varios generadores, obviando las perdidas y asumiendo que se conoce la ecuación de costo de cada planta, la función objetivo será:

$$C_t = \sum_{i=1}^{n_g} C_i = \sum_{i=1}^{n_g} \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (3.2)$$

La demanda estará representa como la sumatoria de la generación, siendo esta una de las restricciones mínimas de equidad, entonces:

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D \quad (3.3)$$

Donde:

C_t = Costo total de producción

C_i = Costo de producción de la planta i

P_i = Generación de la Planta

P_D = Demanda total de la carga

n_g = Numero de planta despachada generando

La ecuación 3.3 es una de las restricciones de equidad impuesta. Ahora usando los multiplicadores de Lagrange, para internalizar la restricción en la función objetivo, tenemos:

$$\mathcal{L} = C_i + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_i) \quad (3.4)$$

El mínimo de la función sin restricciones se encuentra en el punto donde los parciales de la función son variables igual a cero

$$(\partial \mathcal{L} / \partial P_i) = 0 \quad (3.5)$$

$$(\partial \mathcal{L} / \partial \lambda) = 0 \quad (3.6)$$

De la primera condición dada (5.5), tenemos que:

$$(\partial C_i / \partial P_i) = (dC_i / dP_i) = \lambda \quad (3.7)$$

$$(dC_i / dP_i) = \lambda \quad (3.8)$$

$$\text{Ó} \quad \beta_i + 2\gamma_i P_i = \lambda \quad I = 1, 2, \dots, n_g \quad (3.9)$$

Cuando se ignoran las pérdidas el costo incremental de producción es el mismo para todas las plantas, por lo tanto resolviendo para P_i , tenemos que:

$$P_i = ((\lambda - \beta_i) / 2\gamma_i) \quad (3.10)$$

Para que esto se verifique, deben considerarse tan sólo los generadores marginales en este cálculo. Deben eliminarse del cálculo los que no operan o están a máxima producción. Para los límites mínimos y máximos de potencia, si P_i es menor que el límite inferior, no participa en el despacho, de ser mayor al límite máximo se fija a su capacidad máxima, se excluye del cálculo y se continúa con las unidades restantes. La ecuación (3.10), es conocida como ecuación de coordinación. Sustituyendo la ecuación (3.10) en la ecuación (3.3), tenemos que:

$$\sum_{i=1}^{n_g} ((\lambda - \beta_i) / 2\gamma_i) = P_D \quad (3.11)$$

Ó

$$\lambda = \frac{PD + \sum_{i=1}^{n_g} (\beta_i / 2\gamma_i)}{\sum_{i=1}^{n_g} (1 / (2\gamma_i))} \quad (3.12)$$

De los datos en la tabla y la ecuación (3.12), tenemos que:

$$\lambda = \frac{PD + [(\beta_1 / (2\gamma_1)) + (\beta_2 / (2\gamma_2)) + (\beta_3 / (2\gamma_3))]}{[(1 / (2\gamma_1)) + (1 / (2\gamma_2)) + (1 / (2\gamma_3))]}$$

3.3.2.2 Flujos de Potencia, Costos y Precios sin Interconexión.

En el Área 1, abastece una demanda de 2100 MW, por restricción de los límites técnicos de las unidades G1 no genera a capacidad máxima, para no producir desabastecimiento por restricciones de límite de Potencia. G2 debe mantenerse siempre en operación, manteniendo el equilibrio de oferta - demanda en el despacho, además es la unidad marginal, y la razón por la cual el precio marginal es el mismo en todos los bloques horarios. Las centrales hidráulicas, aportan 175 MW en el escenario medio y 401 MW en el escenario alto, cerca para un 14%, reduciendo el costo de abastecimiento total del Sistema. Se determina el Costo de producción y precio marginal en tres escenarios: Alto, medio y bajo, con demandas de 2100, 1673 y 1245 MW, en la República Dominicana (Área 1), obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7
Flujo de Potencia, Costos y Precios del Área 1

Republica Dominicana (Area 1)									
Demanda (MW)	Flujo de Potencia			Costo de Produccion MUSD			Precio Marginal		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
P1	1049	848	595	81	200	70	175.61	175.61	175.61
P2	650	650	650	152	494	266			
P3	401	175	0	0	0	0			
SubTotal	2100	1673	1245	233	694	336			
Total				1262.76					

Fuente: Elaboración Propia

De manera similar encontramos el costo incremental para Colombia (Área 2), la cual posee recursos hidráulicos en grandes cantidades, para abastecer una demanda de 9200, 6853 y 4506 MW, y aportes hidráulicos de 6212, 3204 y 2396 MW, en los resultados se observa que el precio de punta es mucho menor que el medio, esto es debido a que

Colombia posee recursos hidráulicos en abundancia, entre un 60% y 67%, por lo que usara todo este recurso en la punta para abaratar el precio, el recurso hidráulico es la fortaleza de Colombia, siendo la sequia una de sus amenazas.

Tabla 3.8
Flujo de Potencia, Costos y Precios del Área 2

Republica de Colombia (Area 2)									
Demanda (MW)	Flujo de Potencia			Costo de Produccion MUSD			Precio Marginal		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
P4	2988	3108	2110	235	930	182	86.10	132.84	134.03
P5	0	541	0	0	387	0			
P6	6212	3204	2396	0	0	0			
SubTotal	9200	6853	4506	235	1317	182			
Total				1733.01					

Fuente: Elaboración Propia

Encontrando el costo incremental para Puerto Rico (Área 3), en ella los recursos hidráulicos son limitados, por lo que se asumieron igual a cero, siendo un área eminentemente térmica, se consideraron escenario de demanda de 3370, 2738 y 2105 MW, y las unidades produciendo acorde la demanda y limites de generación:

Tabla 3.9
Flujo de Potencia, Costos y Precios del Área 3

Estado Libre Asociado de Puerto Rico (Area 3)									
Demanda (MW)	Flujo de Potencia			Costo de Produccion MUSD			Precio Marginal		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
P7	1297	1297	800	301	92	90	224.60	134.03	119.88
P8	1719	1087	1050	1453	258	433			
P9	354	354	255	146	45	57			
SubTotal	3370	2738	2105	1900	395	581			
Total				2875.39					

Fuente: Elaboración Propia

3.3.2.3 Flujos de Potencia, Costos y Precios Con Interconexión

Ahora, supongamos que ambas aéreas se interconectan mediante cable HVDC, con la Capacidad siguiente: A1 – A2 = 2000 MW y A1 – A3 = 1000 MW, operando como un único sistema (Fig.3.8), consideraremos la sumatoria de las cargas en cada tipo de escenarios de los sistemas, recordando que P3 y P6 son generadores hidráulicos, y los generadores trabajando dentro de su rango de capacidad, las nuevas potencias, el costo

de producción y el nuevo costo incremental de las aéreas unificadas, para facilitar el cambio que se produce en la curva de demanda al interconectarse, supondremos que las nuevas horas de los bloques horarios son: Alto 1460 horas; Medio 4745 horas y Bajo 2555 horas, en cada uno de los escenarios interconectado.

Tabla 3.10
Flujo de Potencia, Costos y Precios con Interconexión

Interconexion									
Demanda (MW)	Flujo de Potencia			Costo de Produccion MUSD			Precio Marginal		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
P1	1084	1084	1084	85	275	148	119.9	119.94	65.42
P2	650	0	0	152	0	0			
P3	401	175	0	0	0	0			
P4	3108	3108	3108	248	806	434			
P5	535	853	0	102	541	0			
P6	6212	3343	2396	0	0	0			
P7	1297	1297	1013	92	301	119			
P8	1050	1050	0	248	805	0			
P9	333	354	255	42	146	57			
SubTotal	14670	11264	7856	969	2874	759	119.9	119.94	65.42
Total				4601.70					

Fuente: Elaboración Propia

Los Costos de Producción se determinan en la tabla 3.10 al sustituir la potencia resultante de la interconexión de los respectivos escenarios, en las formulas de la tabla 3.5, multiplicando por el costo de combustible correspondiente y las horas del bloque o en los parámetros de costos de producción de la tabla 3.6, sustituyendo la potencia encontrada directamente y multiplicándola por las horas del bloque correspondiente. El costo total incurrido por el sistema interconectado es de 4601.7 MUSD

3.3.2.4 Análisis de Flujo de Potencia

En las tablas 3.11 y 3.12, se analiza la congestión producida por la restricción en la capacidad del cable HVDC de la interconexión A1-A3 (≤ 1000 MW)). En la planificación del despacho A2, de nodo exportador, inyecta a la red 589 MW y A1 inyecta 498 MW, sumando 1087 MW, superior a la capacidad del cable HVDC de 1000 MW, sin poder aprovecharse los 1000 MW, pues el mínimo técnico de la siguiente

Tabla 3.11
Balance de Flujo de las Interconexiones

Area 1	G1=	1084	498	1,087				1297	G7=	Area 3
	G2=	912						0	G8=	
	G3=	175						354	G9=	
Demanda		1673						2738	Demanda	
								3108	G4=	Area 2
								991	G5=	
								3343	G6=	
								6853	Demanda	

Para corregir la congestión se realiza un redespacho con la salida de G2 (912 MW) en A1, y la entrada en A3 de G8 (1050 MW), ocasionado un incremento en los costos, puesto que G2 es de costo de producción menor que G8. Estas acciones modifican el flujo de 589 MW a 451 MW de la interconexión a Colombia y Republica Dominicana cambia de flujo exportador (498 MW) a importar 414 MW, en el escenario medio el flujo por la interconexión A1-A3 es 37 MW, como se muestra en la tabla 3.12

Balance de Flujo de las Interconexiones												
Area 1	G1=	1084	(414)	37			1297	G7=	Area 3			
	G2=	0					37	0		-37	1050	G8=
	G3=	175					354	G9=				
	Demanda	1673					2738	Demanda				
							3108	G4=	Area 2			
						853	G5=					
						3343	G6=					
						6853	Demanda					

La tabla 3.13, muestra el balance de flujo en los escenarios de Sistemas separados y los sistemas interconectados, obsérvese en el escenario medio de Puerto Rico, donde el flujo es el mismo para ambos escenarios.

Tabla 3.13
Balance de Flujos antes y después de la interconexión

BALANCE DE FLUJOS ANTES Y DESPUES DE LA INTERCONEXION							
Pais	Escenario	Sin Interconexion			Con Interconexion		Diferencia Flujos Potencia (MW)
		Generador	Potencia (MW)	Sumatoria Potencia (MW)	Potencia (MW)	Sumatoria Potencia (MW)	
REP. DOMINICANA	Alto	G1	1049	2100	1084	2135	-35
		G2	650		650		
		G3	401		401		
	Medio	G1	848	1673	1084	1259	414
		G2	650		0		
		G3	175		175		
	Bajo	G1	595	1245	1084	1084	161
		G2	650		0		
		G3	0		0		
COLOMBIA	Alto	G4	2988	9200	3108	9855	-655
		G5	0		535		
		G6	6212		6212		
	Medio	G4	3108	6853	3108	7304	-451
		G5	541		853		
		G6	3204		3343		
	Bajo	G4	2110	4506	3108	5504	-998
		G5	0		0		
		G6	2396		2396		
PUERTO RICO	Alto	G7	1297	3370	1297	2680	690
		G8	1719		1050		
		G9	354		333		
	Medio	G7	1297	2738	1297	2701	37
		G8	1087		1050		
		G9	354		354		
	Bajo	G7	800	2105	1013	1268	837
		G8	1050		0		
		G9	255		255		

Fuente: Elaboración Propia

Al realizar el análisis de flujo de la interconexión ilustrado en la tabla 3.12 y el uso que dan los países al mismo, se puede observar los siguientes resultados por escenarios:

Escenario Alto: Puerto Rico consume la potencia excedente en el flujo (690 MW), el cual es aportado por Colombia (655 MW) y Republica Dominicana (35 MW).

Escenario Medio: Republica Dominicana usa el flujo de potencia de 414 MW, Colombia aporta (451 MW), y Puerto Rico después de un redespacho por congestión en la interconexión, hace uso de un excedente de 37 MW.

Escenario Bajo: Republica Dominicana consume parte del flujo (161 MW) proveniente de Colombia (998 MW) y Puerto Rico usa el excedente (837 MW).

Tabla 3.14
Flujo de Potencia por Escenario en el Sistema Interconectado

		Balance Generación Demanda	Interconexión	Balance Generación Demanda						
Area 1	G1=	1084	35	690	1297	G7=	Area 3			
	G2=	650			1050	G8=				
	G3=	401			333	G9=				
	Demanda	2100			3370	Demanda				
				655	655	655	3108	G4=	Area 2	
							535	G5=		
							6212	G6=		
							9200	Demanda		
Area 1	G1=	1084	(414)	37	37	0	-37	1297	G7=	Area 3
	G2=	0			1050	G8=				
	G3=	175			354	G9=				
	Demanda	1673			2738	Demanda				
					451	451	451	3108	G4=	Area 2
							853	G5=		
							3343	G6=		
							6853	Demanda		
Area 1	G1=	1084	(161)	837	837	0	-837	1013	G7=	Area 3
	G2=	0			0	G8=				
	G3=	0			255	G9=				
	Demanda	1245			2105	Demanda				
					998	998	998	3108	G4=	Area 2
							0	G5=		
							2396	G6=		
							4506	Demanda		

Fuente: Elaboración propia

Con los costos variables de producción de las unidades, según las formulas de la tabla 3.6, los flujos determinados en el despacho en cada escenario, respetando las limitaciones de capacidad de las unidades según sus tecnologías y los límites del cable HVDC; se determinan el ahorro de los sistemas, restando los costos totales de producción sin y con interconexión.

La tabla 3.15, presenta los flujos de potencia, la energía, los costos variables y los ingresos antes de la interconexión, puede verse que los costos bajo la modalidad sin interconexión el costo de operación total suma 5,876.2 MUSD; similarmente en la tabla 3.16, se muestran los flujos de potencia que abastecen la demanda del sistema interconectado, la energía, los costos variables e ingresos totales de los generadores, cumpliendo con las restricciones del cable HVDC y los límites de potencia de las unidades, con el sistema interconectado los costos operativos totales suman 4,601.7 MUSD .

Tabla 3.15
Costos Escenarios por País sin Interconexión

SIN INTERCONEXION									
País	Bloques	Generador	Potencia (MW)	Horas Escenarios (Hrs)	Energía Escnario (GWh)	Precio Marginal (\$/MWh)	Costos		
							Generador	Total País	Conjunto
							(MUSD)		
REP. DOMINICANA	Alto	G1	1049	1460	3066	175.61	81.02	1262.76	5871.16
		G2	650				152.04		
		G3	401				0.00		
	Medio	G1	848	4745	7938	175.61	199.68		
		G2	650				494.14		
		G3	175				0.00		
	Bajo	G1	595	2555	3181	175.61	69.80		
		G2	650				266.07		
		G3	0				0.00		
COLOMBIA	Alto	G4	2988	1460	13432	86.10	234.51	1733.01	
		G5	0				0.00		
		G6	6212				0.00		
	Medio	G4	3108	5475	37520	132.84	930.27		
		G5	541				386.70		
		G6	3204				0.00		
	Bajo	G4	2110	1825	8223	62.80	181.54		
		G5	0				0.00		
		G6	2396				0.00		
PUERTO RICO	Alto	G7	1297	4745	15991	224.60	300.54	2875.39	
		G8	1719				1452.82		
		G9	354				146.28		
	Medio	G7	1297	1460	3997	134.03	92.47		
		G8	1087				257.54		
		G9	354				45.01		
	Bajo	G7	800	2555	5378	119.88	90.12		
		G8	1050				433.22		
		G9	255				57.37		

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.16
Costos Escenarios por País con Interconexión

CON INTERCONEXION									
País	Bloques	Generador	Potencia (MW)	Horas Bloques (Hrs)	Energía Escnario (GWh)	Precio Marginal (\$/MWh)	Costos		
							Generador	Total País	Sistema
							(MUSD)		
REP. DOMINICANA	Alto	G1	1084	1460	3117	119.94	84.66	659.98	4601.70
		G2	650				152.04		
		G3	401				0.00		
	Medio	G1	1084	4745	5974	119.94	275.13		
		G2	0				0.00		
		G3	175				0.00		
	Bajo	G1	1084	2555	2770	65.42	148.15		
		G2	0				0.00		
		G3	0				0.00		
COLOMBIA	Alto	G4	3108	1460	14388	119.94	248.07	2131.53	
		G5	535				101.96		
		G6	6212				0.00		
	Medio	G4	3108	4745	34657	119.94	806.23		
		G5	853				541.14		
		G6	3343				0.00		
	Bajo	G4	3108	2555	14063	65.42	434.13		
		G5	0				0.00		
		G6	2396				0.00		
PUERTO RICO	Alto	G7	1297	1460	3913	119.94	92.47	1810.19	
		G8	1050				247.55		
		G9	333				42.34		
	Medio	G7	1297	4745	12816	119.94	300.54		
		G8	1050				804.55		
		G9	354				146.28		
	Bajo	G7	1013	2555	3240	65.42	119.09		
		G8	0				0.00		
		G9	255				57.37		

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar en el sistema interconectado, que es el área 2 que realiza los aportes, esto es explicable debido a que el despacho aprovecha los precios del generador de menor costo variable al más caro, y en ese orden despacha las unidades, la existencia en Colombia de Grandes recursos hidráulicos mejora significativamente los precios, al despacharse los tres sistemas como un único sistema, disminuyendo el costo y optimizan los recursos energéticos y por lo tanto disminuye la emisiones de CO2. En Colombia al ser exportador de gran parte de la energía, se incrementan sus precios internos y reduciéndolos en los demás Países

Tabla 3.17
Costos Variables con y sin Interconexión

SIN INTERCONEXION										CON INTERCONEXION						DIFERENCIA	
País	Bloques	Generador	Potencia (MW)	Horas Escenarios (Hrs)	Energía Escenario (GWh)	Precio Marginal (\$/MWh)	Costos			Potencia (MW)	Horas Bloques (Hrs)	Energía Escenario (GWh)	Precio Marginal (\$/MWh)	Costos			Costos
							Generador	Total País (MUSD)	Conjunto					Generador	Total País (MUSD)	Sistema	
REP. DOMINICANA	Alto	G1	1049	1460	3066	175.61	81.02	1262.76		1084	1460	3117	119.94	84.66	659.98		(602.77)
		G2	650				152.04			650				152.04			
		G3	401				0.00			401				0.00			
	Medio	G1	848	4745	7938	175.61	199.68			1084	4745	5974	119.94	275.13			
		G2	650				494.14			0				0.00			
		G3	175				0.00			175				0.00			
	Bajo	G1	595	2555	3181	175.61	69.80			1084	2555	2770	65.42	148.15			
		G2	650				266.07			0				0.00			
		G3	0				0.00			0				0.00			
COLOMBIA	Alto	G4	2988	1460	13432	86.10	234.51	1733.01	5871.16	3108	1460	14388	119.94	248.07	2131.53	4601.70	398.51
		G5	0				0.00			535				101.96			
		G6	6212				0.00			6212				0.00			
	Medio	G4	3108	5475	37520	132.84	930.27			3108	4745	34657	119.94	806.23			
		G5	541				386.70			853				541.14			
		G6	3204				0.00			3343				0.00			
	Bajo	G4	2110	1825	8223	62.80	181.54			3108	2555	14063	65.42	434.13			
		G5	0				0.00			0				0.00			
		G6	2396				0.00			2396				0.00			
PUERTO RICO	Alto	G7	1297	4745	15991	224.60	300.54	2875.39		1297	1460	3913	119.94	92.47	1810.19	(1,065.19)	
		G8	1719				1452.82			1050				247.55			
		G9	354				146.28			333				42.34			
	Medio	G7	1297	1460	3997	134.03	92.47			1297	4745	12816	119.94	300.54			
		G8	1087				257.54			1050				804.55			
		G9	354				45.01			354				146.28			
	Bajo	G7	800	2555	5378	119.88	90.12			1013	2555	3240	65.42	119.09			
		G8	1050				433.22			0				0.00			
		G9	255				57.37			255				57.37			

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3.17 se evidencian que al realizarse la interconexión, se optimizan los recursos del conjunto, al utilizarse las unidades cuyas tecnologías permiten costos de producción mas económicos, introduciendo eficiencias al conjunto, se modifican los precios incrementales de las áreas unificadas con relación al precio incremental del área aislada, así como en la curva de carga de los países; los ahorros determinados como la diferencias sin y con interconexión, para cada país en su conjunto basado en los cálculos, modelaciones y limitaciones resultan para Republica Dominicana, ahorros en el precio marginal y ahorro de las unidades en sus costos total de producción, es decir, (659.98–1262.76) MUSD = (602.77 MUSD), para Colombia (2131.53–1733.01) MUSD

= 398.51 MUSD, para Puerto Rico (1810.19–2875.39) MUSD = (1065.19 MUSD), es decir, en el área 1 disminuye el costo de producción en 602.77 MUSD y para el área 3 de 1065.19 MUSD; pero se produce un incremento para el área 2 de 398.51 MUSD; es obvio que el aumento en el costo de operación del área 2, es producto de una mayor producción, como consecuencia de una mayor venta de energía a A1 y A3, lo que consecuentemente disminuye el costo de producción y el precio de compra de energía en las áreas 1 y 3, siendo el ahorro colectivo de las tres áreas de (4601.70-5871.16) MUSD = (1269.46 MUSD).

Como puede verse, con las salidas de las unidades más ineficientes se obtienen ahorros para cada uno de los sistemas, esta es una de las ventajas de las interconexiones, genera beneficios al disminuir los costos de producción en los países, disminuye los precios marginales, optimizando los ingresos por generación, adicionalmente producen una mayor venta de electricidad a los países que poseen tecnología eficientes. De igual forma la interconexión produce un cambio en la distribución de la curva de carga, en todos los sistemas, en relación con el número de horas de los bloques horarios y aplanando las puntas de los mismos.

La Tabla 3.14 puede interpretarse que A2 vende (exporta) con un precio mayor al que estuviera de manera aislada, mientras que A1 y A3, obtienen beneficios al comprar (importar) a un precio menor que el que obtendría operando de manera separada, pero en realidad lo que sucede que se incrementan los precios en el Sistema A2 y se reducen en los Sistemas A1 y A3, obligando a realizar acuerdo para una mejor repartición de los beneficios de las rentas de Congestión. No obstante lo anteriormente expuesto es una metodología usada en algunos mercados para no afectar la demanda local o nacional, calcular los precios con y sin interconexión, vender a la demanda nacional a precios sin interconexión y al país interconectado al precio de interconexión, pero este proceder no da señales de eficiencia pues produce precios ineficientes que conducen a tomar decisiones ineficientes en los sistemas.

La tabla 3.18 a manera de resumen presenta el ahorro que se tiene al operar de manera independiente y de manera conjunta mediante una interconexión, los ahorros del conjunto superan los mil millones de dólares, lo que representa un monto de interés para análisis y posibilidad de inversión.

Tabla 3.18
Ahorros en Costos Variables con y sin Interconexión

Areas	Costos Variables de Produccion (MUSD)			
	Sin Interconexion	Con Interconexion	Ahorros	Ahorros Netos
1	1,262.76	659.98	(602.77)	(1269.45)
2	1,733.01	2,131.53	398.51	
3	2,875.39	1,810.19	(1065.19)	
Total	5,871.16	4,601.70	(1,269.45)	

Fuente: Elaboración propia

Para visualizar el comportamiento de los países en el largo plazo La tabla 3.19 nos muestra los valores proyectados de energía y potencia 2008-2030 para los tres países, basado en las informaciones históricas y asumiendo el desarrollo de la transmisión manteniendo perdidas iguales para los tres países.

Tabla 3.19
Proyecciones de Energía y Potencia Republica Dominicana-Colombia.- Puerto Rico

ANOS	GENERACION			DEMANDA			PERDIDAS TRANSMISION		
	COLOMBIA	REP. DOM.	PUERTO RICO	COLOMBIA	REP. DOM.	PUERTO RICO	COLOMBIA	REP. DOM.	PUERTO RICO
2008	53,870.00	11,644.00	19,602.00	9,000	1,707	2,600	2.40%	2.40%	2.40%
2009	54,679.00	11,171.73	18,516.00	9,269	1,836	2,678	2.40%	2.40%	2.40%
2010	56,603.00	11,987.90	17,929.00	9,546	1,701	2,758	2.40%	2.40%	2.40%
2011	58,595.00	12,193.95	17,739.00	9,831	1,781	2,840	2.40%	2.40%	2.40%
2012	60,658.00	12,623.14	17,667.00	10,124	1,835	2,925	2.40%	2.40%	2.40%
2013	62,793.00	13,067.43	17,700.00	10,427	1,889	3,012	2.40%	2.40%	2.40%
2014	65,003.00	13,527.36	17,827.00	10,738	1,946	3,102	2.40%	2.40%	2.40%
2015	67,291.00	14,003.48	18,454.45	11,059	2,004	3,195	2.40%	2.40%	2.40%
2016	69,659.00	14,496.36	19,103.99	11,389	2,064	3,290	2.40%	2.40%	2.40%
2017	72,111.00	15,006.58	19,776.38	11,729	2,125	3,388	2.40%	2.40%	2.40%
2018	74,649.00	15,534.76	20,472.45	12,080	2,189	3,490	2.40%	2.40%	2.40%
2019	77,276.00	16,081.54	21,193.01	12,440	2,254	3,594	2.40%	2.40%	2.40%
2020	79,996.00	16,647.55	21,938.93	12,812	2,321	3,701	2.40%	2.40%	2.40%
2021	82,812.00	17,233.49	22,711.11	13,194	2,391	3,812	2.40%	2.40%	2.40%
2022	85,727.00	17,840.05	23,510.47	13,589	2,462	3,926	2.40%	2.40%	2.40%
2023	88,744.00	18,467.96	24,337.96	13,994	2,536	4,043	2.40%	2.40%	2.40%
2024	91,867.00	19,117.98	25,194.57	14,412	2,611	4,164	2.40%	2.40%	2.40%
2025	95,101.00	19,790.87	26,081.34	14,843	2,689	4,288	2.40%	2.40%	2.40%
2026	98,448.00	20,487.44	26,999.32	15,286	2,770	4,416	2.40%	2.40%	2.40%
2027	101,913.00	21,208.53	27,949.60	15,743	2,853	4,548	2.40%	2.40%	2.40%
2028	105,500.00	21,955.00	28,933.33	16,213	2,938	4,684	2.40%	2.40%	2.40%
2029	109,213.00	22,727.74	29,951.69	16,697	3,025	4,824	2.40%	2.40%	2.40%
2030	113,057.00	23,527.68	31,005.89	17,196	3,116	4,968	2.40%	2.40%	2.40%

Fuente: Elaboración propia

En los anexos A, B y C se incluye las graficas de duración de la demanda horaria, así como las curvas típicas para un día, una semana etc., de la potencia y la energía entre otras de importancia para el análisis que desarrollamos.

En resumen podemos indicar que la interconexión mejora los costos totales del sistema, y como hemos expresado en capítulos anteriores, la realización de la interconexión conlleva el estudio de las legislaciones de cada país, realización de acuerdos de compromisos, la creación de las instituciones de control y acuerdos de las transacciones Comerciales.

En este análisis hemos descartado las perdidas, así como otras variables de importancia para la estabilidad, calidad y seguridad en una interconexión, que puedan ayudar al tomador de decisiones. Se asume que existen datos de calidad, conocimiento y los centros operativos compartirán las informaciones en tiempo real, nuestro objetivo es motivar a la realización del análisis en detalles de las potencia en las interconexiones, también motivar la creación de un mercado regional y particularmente, la interconexión entre Colombia - Republica Dominicana y Puerto Rico.

3.4 Consideraciones Económicas

A continuación realizaremos el análisis de costos a las interconexiones HVDC con cable submarino, usando datos adaptados del informe CESI¹⁴, en España. Estos datos se basan en la experiencia de gestión y mantenimiento para conexiones HVDC submarina de gran tamaño, así como de texto sobre la materia. De forma similar usaremos datos de costos de la interconexión en Chile entre los Sistemas SING-SIC.

Los principales costos para realizar una conexión HVDC a considerarse son:

- Costes de estudios, reconocimientos geológicos y marinos, etc.
- Coste de inversión de las estaciones de conversión
- Coste de inversión de los cables submarinos
- Costes de operación y mantenimiento

¹⁴ Informe CESI a8008164, Anexo 1: Descripción Detallada de las Tecnologías Alternativas al Cable Aéreo y al Cable Subterráneo. Revisión y Actualización de los Estudios Efectuados con Ocasión de los Debates Públicos, Francia-España (2003) y Cotentin- Maine (2006).
Ec.Europa.Eu/Spain/Barcelona/Images/.../Annexe_Es.Pdf

Para los fines de esta evaluación obviando las perdidas, solo se consideran las estimaciones en los costes de Inversión y de Operación y mantenimiento, se consideran realizados los estudios de factibilidad, geológicos, etc.

3.4.1 Costo de la Estación de Conversión

Tabla 3.20
Distribución de Costo Estación Convertidora a HVDC

Concepto	%	Monto US\$
Valvulas	20	8320
Transformadores de conversion	16	6656
Ingenieria Civil	14	5824
Filtros AC	10	4160
Otros Equipos	10	4160
Ingenieria	10	4160
Puesta en Servicios	8	3328
Sistema de Control	7	2912
Transportes y Seguros	5	2080
Total	100	41600

Fuente: Elaboración Propia con datos del Informe CESI

Están compuestos de los costos de *compra de los equipos* y los costos de *infraestructuras*. La tabla 3.17, muestra los porcentajes típicos en la formación del costo de inversión en una estación de conversión estándar de gran tamaño según estudios realizados.¹⁵

Los costos de la inversión para dos estaciones de conversión bipolares a 500 kV de un tamaño comparable al estudiado (datos basados en una estación de 2000MW) son: entre 195 y 208 kUS\$/MW; es decir, aproximadamente $(208 \text{ kUS\$/MW}) \times (2000 \text{ MW}) = \mathbf{416.00 \text{ MUS\$}}$, adicionalmente se necesitara de otro par de subestaciones de 1000 MW, valorada en $\mathbf{285.3 \text{ MUS\$}}$ ¹⁶ totalizando $\mathbf{701.3 \text{ MUS\$}}$

3.4.2 Costos de los Cables HVDC

Los costos de adquisición y de puesta en servicio de los cables HVDC para instalaciones submarinas en profundidad y suelo rocosos, según CESI son de aproximadamente 559 kUS\$/km, para tipo de cable de 600 MW a 500 kV. Para los fines de este estudio usaremos 4 cables de 600 MW a 500 kV, con precios de 559 kUS\$/km, es decir, $(559 \text{ kUS\$/km}) \times (4) \times (1,100 \text{ km}) = \mathbf{2, 459.6 \text{ MUS\$}}$

¹⁵ Informe CESI

¹⁶ Estudio SING-SIC en Chile

3.4.3 Costos de Explotación y de Mantenimiento

3.4.3.1 Estaciones de Conversión y Cable HVDC

El mantenimiento en las estaciones afecta a varios componentes, tales como: Sala de válvulas, intercambiadores de calor, transformadores de conversión, filtros, sistema auxiliar, etc. En cuanto al el costo de mantenimiento de los cables submarinos sumergidos es prácticamente nulo, afectando únicamente la limpieza de las extremidades, que podría además ser parte del mantenimiento periódico a efectuarse en las estaciones de conversión. Sin embargo, es necesario prever un seguimiento periódico de los cables a lo largo del trazado, durante los 10 ó 15 primeros años de servicio. Estudio para interconectar el SING-SIC en Chile, usan un 3% del costo de inversión en subestación convertidora y cables para operación y Mantenimiento, para los fines de este estudio usaremos un **3%/año del coste de inversión**, como se establece en el mencionado estudio en Chile.

$$3\%*(701.3 + 2,459.6) = 3\%*(3,160.9) = \mathbf{94.827 \text{ MUS\$/año}}$$

Con los datos estudiados podemos estimar con determinado margen de error el costo total de la interconexión de Colombia, Republica Dominicana y Puerto Rico, considerando cuatro renglones básicos: la Subestación Convertidora, los Cables, la Operación y Mantenimiento y las Perdidas, según se muestra en la Tabla 3.18

Tabla 3.21
Estimación Costo Interconexión Colombia-Rep. Dom.-Puerto Rico

Renglon	Partidas	Unidades	Cantidad	Precio kUS\$	Monto kUS\$	% por Partidas
Subestacion	Estacion Convertidora	US\$	2	350,650.00	701,300.00	22%
Cables	Cables HVDC	kUS\$/km	4,400	559.00	2,459,600.00	76%
Operación y Mantenimiento	Estacion de Conversion y Cable HVDC	US\$	3% CI	333.00	94,827.00	3%
Total					3,255,727.00	100%

Fuente: Elaboración Propia

La tabla 3.18, evidencia que el gran monto de inversión para el proyecto propuesto, lo constituye el cableado, representando un 76% de costo total del proyecto.

Tabla 3.22
Costo de Capital para SS.EE y Líneas en Interconexión HVDC

Potencia MW	Soluciones en HVDC Extremos de la Interconexion	Costo de Capital MUS\$			Costos del O&M MUS\$/año (3% CI)	Total General (MUS\$)
		SS.EE.	Líneas *(3)	Total		
1000	Puerto Rico-Rep. Dominicana *(1)	285.3	782.6	1,067.9	32.0	1,099.9
2000	Rep. Dominicana-Colombia *(2)	416.0	1,677.0	2,093.0	62.8	2,155.8

* (1) Datos de 1000 MW, tomado del Estudio Final de Interconexion SING - SIC

* (2) Datos de 2000 MW Estudio CESI

* (3) El costo de las líneas depende de su nivel de voltaje y distancia

Fuente: Elaboración propia

Los datos estimados en la tabla 3.19, muestran la distribución por interconexión entre los tres países, para cual se consideraron la subestación, el cableado y los costos de Operación y Mantenimiento. El aporte a capital se realiza basado en el uso por escenario que cada País hace de la Interconexión, asignando 50% para el retiro y el otro 50% para las inyecciones, usando como fuente el análisis de flujo realizado en la sección 3.3. El procedimiento fue el siguiente: considerando el uso que se haría de la interconexión se determino el balance entre los flujos de inyección y retiros en cada escenario, usándose los flujos determinados en el análisis de flujo de la sección 3.3.2.4, se realizo la sumatoria de todos los flujos de inyección y todos los flujos de retiros, se dividió cada flujo de inyección entre el total de los flujo de inyección y se multiplico por el 50%, se realizo un procedimiento similar para los retiros por escenarios, obteniéndose el resultado presentado en la tabla 3.20.

Tabla 3.23
Estimación de Costos Interconexión Por País.

	Suministro							Inversiones			O&M	Total General
	Escenario	Genera	Demanda	Balance	Participacion media por Escenario	Participacion Escenario (%)	Participacion Total (%)	HVDC	Estacion HVDC	Sub Total		
Rep. Dom.	Alto	2135	2100	35.0	0.02	1.6%	15.0%	369.63	105.39	475.03	14.25	489.28
	Medio	1259	1673	(413.5)	0.10	9.6%						
	Bajo	1084	1245	(161.0)	0.04	3.8%						
Colombia	Alto	9855	9200	655.0	0.15	15.3%	48.5%	1,193.27	340.23	1,533.50	46.01	1579.51
	Medio	7303	6853	450.0	0.10	10.0%						
	Bajo	5504	4506	998.0	0.23	23.3%						
Puerto Rico	Alto	2680	3370	(690.0)	0.16	16.1%	36.5%	896.70	255.67	1,152.37	34.57	1186.94
	Medio	2701	2738	(36.5)	0.01	0.9%						
	Bajo	1268	2105	(837.0)	0.20	19.5%						
	Total	33789	33789	0.0	1.00	100%	100%	2,459.60	701.30	3,160.90	94.83	3,255.73

Fuente: Elaboración propia

Con la distribución de las inversiones la Republica Dominicana, realiza el menor aporte (489.28 MUSD), seguida de Puerto Rico (1186.94 MUSD) y finalmente Colombia

(1579.51 MUSD). Entendemos que el bajo aporte de inversión de R. D, es debido a que el beneficio final por uso de la interconexión es para Puerto Rico.

Al analizarse el ahorro por costo de producción que obtiene el conjunto y restar los costos anualizados de inversión, se continua teniendo un ahorro con un monto significativo de (**1020.25 MUSD**), lo que representa una anualidad muy superior en aproximadamente 3.5 a la anualidad de la inversión, lo que podría significar el interés de realizar inversiones o de los países de realizar el proyecto, no obstante aclaramos que la metodología no es suficiente o concluyente, exigiendo un mayor grado de rigurosidad en el análisis de los ingresos, los flujos, las compensaciones, etc., aquí solo hemos tratado con el ahorro que se produce en los costos variables, dar una idea de lo que podría ser un proyecto interesantes, lo cual lleva a la conclusión que es necesario continuar mejorando profundizando los estudios de la interconexión, realizando sensibilidades, con todas las variables no cubierta en este estudio, buscar propuesta de repartición de los beneficios proporcionalmente al uso que se realice de la red, estudiar mejoras en las alternativas de costos, especialmente en el cableado, analizar la capacidad propuesta de interconexión y profundizar el estudios de las alternativas y costos.

Tabla 3.24
Variacion del Costo de Produccion en la Interconexion Colombia-Republica Dominicana-Puerto Rico

Proyecto	Capacidad MW	(A) Inversion (MUS\$)	(B) Costo Anual (MUS\$ /A)	(C) Ahorro Anual (MUS\$ /A)	Variacion C-B
Interconexion entre Republica Dominicana-Colombia-Puerto Rico	2000	3256	249.31	1269.46	1020.2
Ahorro Total					1020.2

Fuente: Elaboracion propia

3.5 Análisis de los Resultados

Aunque no esté definido el diseño del sistema de transmisión que conectaría Republica Dominicana a la Red Básica de Colombia, una de las alternativas se compone de: Un sistema en 500 kV de Colombia hasta la parte sur de la isla (750 km), donde se ubicaría una estación convertidora HVDC back to back. Dos estaciones de Conversión en Republica Dominicana, una ubicada en Barahona para interconectar con Colombia (2000 MW) y la otra en Punta Cana, Higüey, para interconectar con Puerto Rico (1000

MW). De esta subestación saldría la interconexión hasta El Estado Libre Asociado de Puerto Rico, una distancia alrededor de 350 km. El costo estimado de este sistema es USD 3255.3 millones, y el costo anualizado a 30 años, con una tasa de un 6.5%, es USD 249.32 millones.

Se modelaron los escenarios usando las curvas de carga, duración de las curvas de cargas, costos de producción de la energía, de los sistemas, se consideraron los costos fijos, solo cuando las unidades se encuentran en operación; límites de unidades y límite de la interconexión. Comparamos los costos anuales de inversión de la interconexión de 249.31. MUSD y el ahorro total neto por reducción de costos de producción de 1269.462 MUSD/año, determinado con la diferencia de los costos de producción con y sin interconexión, se observa que se recupera la anualidad de los costos de inversión, con un superávit para el conjunto de $(1269.46 - 249.31)$ MUSD, = 1 020.25 MUSD.

4. Análisis Regulatorio de la Interconexión

Por la no existencia de interconexión en el Caribe, el desarrollo de un mercado mediante interconexiones presenta un reto para su creación, por lo que es necesario en primera fase distinguir claramente las diferencias que existen entre sistemas interconectados y mercados regionales.

Las interconexiones eléctrica entre países, pueden definirse como la unión eléctrica física de dos o más sistemas eléctricos de varios países con la finalidad de tener beneficios mutuos, tales como confiabilidad, excedente, minimizar costos, etc., regido por acuerdo bilateral, pudiendo estos acuerdos o contrato ser diferente entre los países interconectados. Mientras que un Mercado Regional es un conjunto de países o sistemas eléctricos que requieren estar físicamente interconectados, donde se realizan intercambios comerciales entre agentes de los distintos sistemas, los cuales compiten, actuando con reglas comunes o armonizadas para cada uno de sus integrantes. La interconexión es necesaria para un mercado, pero no es el mercado en si.

En una interconexión la fiabilidad de cada sistema aumenta con el apoyo del o los sistemas al que esta interconectado en caso de emergencia, una frecuencia común más estable, disminución de la reserva primaria, aumento de las economías de escala, lo que permite proyectos de generación de mayor tamaño al fortalecerse la estabilidad de los sistemas integrados y menor capacidad de reserva de generación, pues es posible contar con las capacidades de reserva de los países vecino, estas entre otras, son algunas de las ventajas técnicas y económicas que se obtienen de la interconexión de los sistemas eléctricos.

La gran capacidad de las redes de transporte amplía enormemente el tamaño efectivo de los mercados, facilitando la competencia y mitigando el poder de mercado. Éstos han sido los elementos fundamentales que han permitido el planteamiento y la creación de mercados regionales o internacionales. Un mercado regional se debe determinar cuánto debe pagar cada agente por el uso que hace de la red, o por el beneficio que de ella obtiene, afectando dicho cargo su posición competitiva respecto al resto de los agentes. Se deben establecer reglas clara de prioridad en el acceso a las redes cuando hay conflicto en la utilización de su capacidad limitada. Y proporcionar mecanismos

eficaces, administrativos o de mercado, que aseguren la expansión de la red de transporte en perfecta adecuación con las necesidades del sistema. [RIVIER10]

Desde el punto de vista de su operación física en las interconexiones eléctricas internacionales puede distinguirse varios niveles de coordinación entre los despachos, así como grado de armonización requerido en las reglas de los sistemas a interconectar, según se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1
Niveles de Integración en un Mercado o Interconexión

Tipo	Nivel de Coordinacion	Grado de Armonizacion
Integracion Plena	Despacho conjunto de los recursos	Reglas únicas para todos los sistemas.
Integracion Parcial	Operación coordinade los despachos, que intercambian ofertas spot	Armonizacion sólo en lo necesario para permitir intercambios spot
Intercambios Programados por Contratos	El Sistema importador lo despacha al convocarlo	Armonizacion sólo en lo necesario para permitir intercambios programados.
Intercambios de Excedentes	El Sistema exportador lo despacha cuando está ante riesgo devertimiento en sus centrale hidroelectricas.	Sin requerimientos de armonizacion de reglas.

Fuente: Integración Eléctrica Regional. Reflexiones Generales y Enseñanzas del nuevo Mercado Eléctrico Andino, Ing. Gustavo Husson, Abril de 2004.

Dado el escaso desarrollo o experiencia de interconexión del Mercado Eléctrico Dominicano, la gran experiencia en interconexiones del mercado Colombiano y la experiencia de Puerto Rico con Vieques, nos parece razonable proponer comenzar con una Integración Parcial, en su etapa introductoria con el objetivo de evolucionar a una Integración Plena, en la medida en que el marco general que norme la integración se cumpla en su totalidad por los Países Integrantes del MEC y estos adquieran la madurez y conciencia necesaria.

Para fines del despacho se tendrá la opción de considerar al sistema exportador como una unidad de generación o demanda del sistema importador o exportador, según sea el caso, considerándolo en la programación del despacho para el caso dominicano y los

países vinculados. No obstante esta opción no podría aplicarse para compensar la red, dado que de esta manera el peaje total aplicado a una transacción resultaría ser la suma de los peajes de los distintos sistemas por el que transita para efectuarla (pancaking), para evitar este error se debe contemplar el mercado regional como un único mercado nacional, lo cual no siempre se logra en los inicios de implementación de un mercado, por lo que se debe tomar en consideración en la armonización regulatoria con los países integrantes del mercado y adaptarlo a la regulación correspondiente. [RIVIER10]

Se destaca el SIEPAC como una referencia en el modelo del Caribe, debido a que con el se ha logrado los inicios del MER en Centroamérica y el MEC tendría características similares al diseño del MER, tales como países con modelo de libre mercado y países con modelo monopólico; posibilidad de integración por etapas al MEC de los Países; modelo provisional de mercado, tamaño de los mercados, condiciones económicas similares, idiosincrasia e idiomas común, entre otras. A continuación enumeraremos unos conjuntos de principios generales, que se tienen que tomar en cuenta para los esquemas regulatorios:

4.1 Interconexiones Regionales en el Caribe

Con la propuesta de Interconexión en el Caribe, así como, las bases para la creación de un Mercado Eléctrico Regional del Caribe, elaborada por el Ing. Victor P. Guzmán F. en su tesis, para optar por el Máster en Regulación de la Industria Eléctrica Dominicana, titulado “Bases Técnico-Comerciales para la Implementación de un Mercado de Compra y Venta de Energía entre la Republica Dominicana y Haití” , pretendemos en este capítulo profundizar sobre el mecanismo de dicha propuesta, las diferencias mínimas existente en los diferentes países necesaria para la interconexión e integración a un mercado regional, sus características eléctricas, los planes existentes hasta el momento así como una modelación de dicha propuesta.

Como hemos visto con anterioridad, antes de cualquier propuesta de interconexión se deben homogenizar las desigualdades que cada estructura nacional pudiera tener, a fin de disminuir las dificultades, homologando los aspectos comunes. Se debe realizar el análisis pormenorizado de las legislaciones vigente en los respectivos países; la necesidad de diseñar mecanismos que garanticen y aseguren la ejecución coordinada del

Proyecto de Interconexión, que permita la operación y gestión comercial eficiente con las instituciones operativas y regulatorias desde los inicios del mercado.

Se deben tener bien claro desde el inicio, el sistema o regulación por la cual se registrarán, los aspectos de transacciones económicas que se adoptaran, la regulación de la frecuencia, los criterios de seguridad y calidad del servicio, los cargos por capacidad, las congestiones y restricciones de la red, el racionamiento entre países de ser necesario y sobre todo las señales adecuada que la institución reguladora del mercado caribeño debe dar para el desarrollo e inversión en el nuevo mercado.

Figura 4.1
Funcionamiento Mercado



Fuente: Elaboración propia, adaptación de Transener. Evolución y Perspectiva del Sector Eléctrico Sudamericano: Balance Energético, Económico y Social. Ing. Silvio Resnich. Info-Trans@transx.com.ar

La figura 4.1 ilustra en el renglón de actuales, cómo interactúan los agentes en el mercado eléctrico dominicano hoy y en el renglón de propuesto se visualiza las modificaciones necesarias para adaptarse a una nueva estructura de interconexiones dentro del Mercado Eléctrico del Caribe, con agentes binacionales transando producto tanto de contrato firme como de oportunidad (Spot).

Se debe resaltar la diversidad de regulación y mercado de los países involucrados en la propuesta, por lo que el **Mercado Eléctrico del Caribe (MEC)**, debe nacer sobre la base de la realidad de cada uno de los países que lo integren, permitiendo el desarrollo de la infraestructura de transmisión, respetando las autonomías e idiosincrasia, fortaleciendo la economía y la seguridad del abastecimiento de los países, promoviendo la competencia leal, pero sobretodo debe ser con mecanismo simple, eficaz y predictivo a las reglas que se establecerán en el **MEC** y que permita la inversión privada al esfuerzo de inversión regional a través de este Mercado.

Si bien pudiera adoptarse cualquier experiencia internacional a nivel de interconexiones o de mercados, tales como Colombia, Chile, Argentina o Paraguay, creemos que el

modelo SIEPAC, es un mecanismo exportable que tomaremos como referencia a fin de realizar el análisis de funcionamiento de las operaciones y el mercado del esquema propuesto, pues se espera a futuro estar interconectado con todo el Continente, lo cual hace que las simetrías sean similares y aceptables, al menos en el caso de Centro América. Aunque en la propuesta de mercado, el análisis y estudio del MEC, se concentrara en Colombia, Puerto Rico y Republica Dominicana, no obstante y en orden de destacar las desigualdades, debemos mencionar que tanto Colombia como Republica Dominicana poseen Mercados Eléctricos con diferencias marcadas en su operación y funcionamiento y que Puerto Rico es monopolio verticalmente integrado, pero esto último no es obstáculo para una integración energética.

4.1.1 Republica Dominicana-Puerto Rico

Figura 4.2
Interconexión Rep. Dom.-Puerto Rico



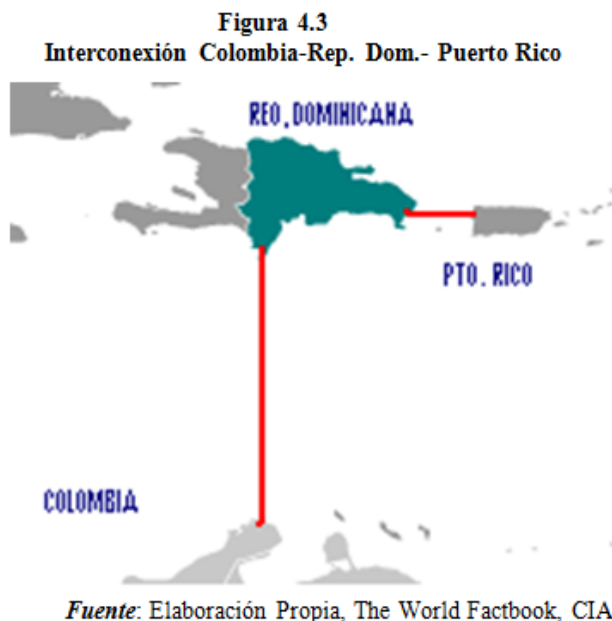
Fuente: Elaboración Propia, The World Factbook, CIA

A inicio de la decada de los 80, fue muy promocionado a nivel de la prensa Nacional e Instituciones Gubernamentales, lo que denominaron las interconexion mediante cable submarino entre estos Republica Dominicana y Puerto Rico. La propuesta consistia en la interconexion mediante un cable

submarino a corriente directa, un voltaje de 230 kV DC, dos subestaciones convertidoras y aproximadamente unos 300 km de cables submarino. Los puntos de interconexion serian en Punta Cana, en la Provincia La Altagracia y Mayaguez, en Puerto Rico, con una capacidad de Transferencia de aproximadamente 200 MW. El monto en su momento rondaba los US\$ 200 MM.

Esta propuesta fue retomada a mediado del año 2012, por la Empresa Nexan la cual realizo un estudio de pre factibilidad encargado por el BID para considerar esta alternativa.

4.1.2 Colombia-Republica Dominicana-Puerto Rico



Según el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, en la presentación realizada en la FIER, Buenos Aires, Noviembre 13, 2008; la interconexión propuesta se encuentra en fase de estudios por los respectivos países, la misma, en sus inicios contempla la construcción de una Línea de Transmisión de unos 1,000 Kms. en corriente directa (HVDC) a 600 kV y 2,000 MW, con un costo estimado US\$4,000 y

US\$5,000 millones de dólares. Tema que hemos estado analizando y evaluando más ampliamente en este trabajo de tesis.

4.2. Ruta viable para las interconexiones

Los pasos básicos para la implantación de una interconexión deberían ser:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, considerando las restricciones de seguridad. Debe realizarse lo más rápido posible, debido a que:

- Los beneficios económicos de la interconexión dependerán de las reglas operativas de los intercambios.
- Conocer detalladamente el funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países ayuda a disminuir la posibilidad de errores en los estudios regulatorios y comerciales.
-

2. Realizar análisis económico preliminar de la interconexión con los equipos encargado de la planificación de los países involucrados, por las razones siguientes:

- Establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión.
- Permitir que los equipos conozcan con más detalles el sistema energético y eléctrico del vecino. Cada país realizará por separado, los estudios que consideren necesarios tales como: análisis de sensibilidad a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino, etc.

3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales. Es fundamental que este acuerdo detallado esté respaldado por un tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos legislativos.

4. Se debe realizar un estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtener la licencia ambiental y definir los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma. [CAF/CIER12]

- Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único.

4.2.1. Modelo de Negocio de la Interconexión

Según [CAF/CIER12] a manera de regla general en las interconexiones regionales es recomendable tener en cuenta los siguientes principios básicos:

Autonomía: Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, pero si de reglas claras en la formación de precios y manejo de la seguridad operativa.

Respaldo institucional: Deben estar respaldados por tratado entre los países.

Seguridad operativa: Cada país debe decidir autónomamente sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local, a excepción de los contratos firmes de exportación. Los cuales deberán reducirse en la misma proporción de las acciones locales.

Formación de precios: Los precios se calcularan en cada nodo de la red regional, el cual es único para toda la red, diferenciándose del factor nodal que resulte, en cada hora.

Repartición de los beneficios: Cuando un país importa energía, su CMCP se reduce, proporcionando beneficio a los consumidores locales. El CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se puede garantizar que los consumidores locales nunca sean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en el caso de exportación en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho sin la exportación, solamente suministrando la demanda local, y se usa el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado de corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un incremento de la “demanda” correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP “de exportación” resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podría reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.

Remuneración: La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser asegurada, es decir, no depender de ingresos variables tales como rentas de congestión. Como es el caso de algunas regulaciones que cargan los costos anuales de las interconexiones a los consumidores y los generadores. En contrapartida, los ingresos variables de las interconexiones deben beneficiar estos mismos consumidores y generadores a través, de una reducción de los cargos por transmisión.

Repartición de las rentas de congestión: Deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo, estos ingresos deben beneficiar los agentes (en general, los consumidores y los generadores) que remuneran la interconexión.

Riesgo de retraso en la construcción: El contrato de construcción de la interconexión debería hacerse por subasta, en la cual el inversionista oferta el pago fijo deseado. Este pago sólo se empezaría con la entrada en operación de la interconexión, y se cargarían multas expresivas por retraso. Esta subasta sería atractiva para muchos inversionistas, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios para los consumidores. Además, sólo se subastaría el proyecto de interconexión con una licencia ambiental ya asegurada (los gobiernos de los países deberían estar encargados de obtener esta licencia), lo que reduciría sustancialmente la posibilidad de un retraso fuera del control del inversionista.

Seguridad financiera para las transacciones: Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. Esto significa que los riesgos cambiales es de la responsabilidad de los agentes (en el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.)

4.3 Identificación de las Simetrías mínimas

Las simetrías mínimas permite definir que estas pueden reducirse a tratar exclusivamente transacciones de energía y potencia, a peajes de transmisión y servicios complementarios (Ancillary Services) productos necesarios para la operación del sistema eléctrico, como regulación de frecuencia, reservas, aportes de potencia para la operación de la red, etc.).

Integración Eléctrica y Marcos Regulatorios

La integración eléctrica implica el despacho conjunto o coordinado de los recursos eléctricos. Pero, no siempre se respeta ese contenido, puesto que se tiende a hablar de integración cuando esa situación no está configurada, lo cual es de suma importancia para los aspectos que nos toca integrar.

Armonizar reglas

Conjunto de Procedimientos del MEM que corresponden a una armonización de reglas necesaria para permitir los intercambios programados por contratos o de oportunidad, lo que denominamos establecer simetrías mínimas.

Nivel de integración

El nivel de integración eléctrico debe corresponder con el nivel general de integración de las economías nacionales, pues se pueden amenazar o ceder ventajas relativas de carácter general a cambio de obtener beneficios sectoriales.

Conclusiones y Recomendaciones

Así como en los inicios del desarrollo de la electricidad, se concibió que los sistemas integrados trabajaban más eficientemente que los aislados, de manera similar concebimos las interconexiones regionales como herramienta de desarrollo que mejoran y optimizan la operatividad de los sistemas eléctricos de cada país que integren un Mercado Eléctrico Regional (MER).

Optimizar los recursos en países con limitaciones económicas, debe ser un norte. Las interconexiones y la creación de un mercado regional, permite en un mediano plazo lograr estos objetivos, motivando las inversiones al crearse figuras y metodologías novedosas. Es un planteamiento sencillo en el formato, pero profundo en la esencia, lo cierto es que la realización del mismo presenta cierto grado de dificultad, que indiscutiblemente en lo referente a la integración es necesario de una planificación exhaustiva, así como todos los estudios que sean necesario, de tal manera que se pueda demostrar que técnicamente es la manera más viable de garantizar fiabilidad, robustez, economía y optimización de recursos y energía.

En época donde la humanidad recurre a la forma de ahorro de los recursos energéticos, protección del medio ambiente, reducción de la contaminación y el calentamiento global; las interconexiones constituyen la vía no explotada en el Caribe, para contribuir con esta iniciativa mundial.

Conclusiones

Los resultados obtenidos de la modelación de los escenarios de interconexión, nos llevan a concluir que se deben profundizar los estudios en los análisis operativos y financiero, así como la capacidad máxima de la interconexión, la cual estimamos puede ser menor (≤ 1500 MW), puesto que en la forma que está planteado el proyecto en la actualidad, los resultados de este trabajo arrojan resultados positivos a la propuesta de interconexión, fortaleciendo la idea de la misma. Entendemos que con la idea de interconexión con mira a crear un mercado, es un camino que debemos seguir investigando y profundizando a futuro, tanto para las interconexiones, así como de creación de un mercado en el Caribe.

La interconexión con Colombia, si bien ha despertado el interés de los gobiernos por la solución a un problema que en el caso dominicano lleva más de medio siglo y aun parece no encontrar solución, implica grandes recursos económicos, y aunque en la Republica Dominicana se realizaron estudios, los resultados obtenidos preliminarmente implica que se necesita profundizar las investigaciones que puedan motivar la realización de la misma o definitivamente descartarla. Se evidencia un gran beneficio de la interconexión, para Colombia y Puerto Rico, aunque este estudio no establece una relación directa de los beneficios entre Puerto Rico y la Republica Dominicana que permitan recomendar la realización de esta interconexión; el alcance de este estudio no es concluyente respecto a este tema, aunque si pudiese recomendar el estudio más profundo y detallado.

Los resultados de este estudio favorecen la factibilidad de la interconexión, tanto para Colombia, como para Puerto Rico, pero debemos admitir que este estudio solo marca el camino a la investigación, que las fuentes confiables no respondieron nuestro llamado de suministrar informaciones de primera línea. Por lo que la metodología usada solo nos da una idea, pero no es concluyente respecto a los resultados.

Recomendaciones

1. En el orden legal: Adaptar la ley y el reglamento existente en República Dominicana, para adaptarlo a futuro a la creación del Mercado Eléctrico del Caribe y sus instituciones.
2. En el orden financiero: Estimar el Capital para que las empresas del sector eléctrico de Republica Dominicana, y especialmente el Transporte realice los refuerzos en la red y se incluya una planificación de largo plazo para este objetivo.
3. Promover en foros internacionales la idea de una Integración Energética en el Mercado del Caribe.
4. Realizar acuerdos de gobiernos declarando la necesidad de un Caribe energéticamente unificado.

5. En el orden institucional: adaptar las instituciones acorde a la propuesta realizada en la figura 4.1, creando empresas internacionales o binacionales que comercializaran en el nuevo esquema en régimen de competencia.
6. Estudiar la Creación de un organismo mixto para la operación, control y planificación del sistema interconectado.
7. Se deben profundizar los estudios de factibilidad, Técnicos y Económicos para la interconexión con todas las islas del Caribe. e intención de integración en los diferentes Países del Caribe para la estructuración y construcción del MEC.
8. Realizar estudios de factibilidad Puerto Rico, Haití, Jamaica
9. Establecer una ruta de análisis y seguimiento para la creación del MEC
10. Establecer las propuestas regulatorias para la discusión y armonización regional
11. Patrocinar la investigación y estudios de los estudios energéticos en la región y especialmente la creación de interconexiones y un futuro mercado regional.

Futuros Trabajos

Se deben continuar con todas las referencias de posibles trabajos que ayuden a profundizar, mejora y concretizar la idea de las interconexiones y del Mercado propuesto, algunos de los siguientes tópicos pudieran tratarse en estudios posteriores, tales como:

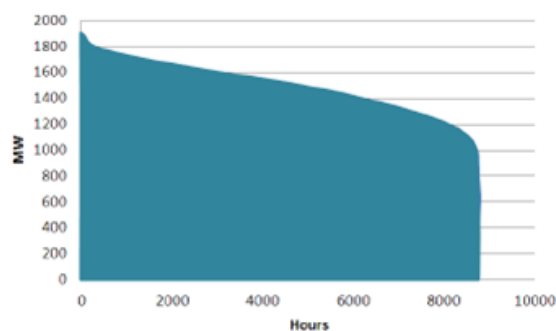
- Análisis de las interconexiones Submarina en el Caribe.
- Factibilidad de la Integración de la Islas del Caribe, en el Mercado Eléctrico del Caribe.
- Análisis de Estabilidad de las Interconexiones en el Mercado Eléctrico del Caribe

Viabilidad Económica de las Interconexiones con:

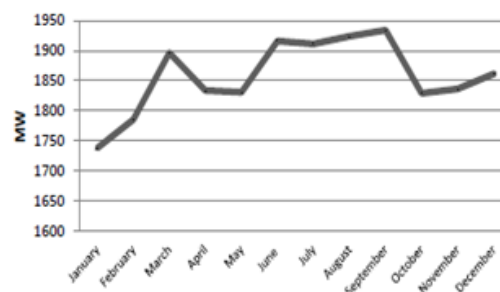
- Republica Dominicana y Jamaica
- Haití y Cuba
- Haití y Jamaica
- Cuba-Miami
- Cuba-México

ANEXO A

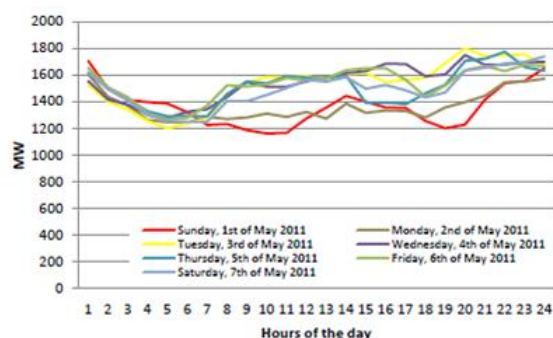
República Dominicana



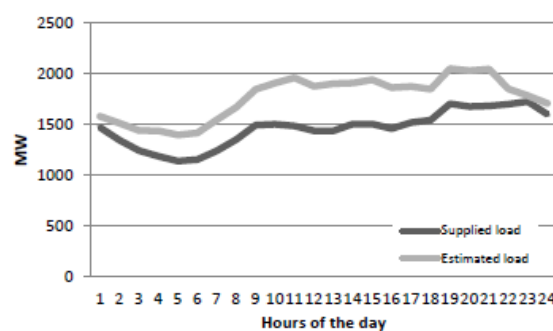
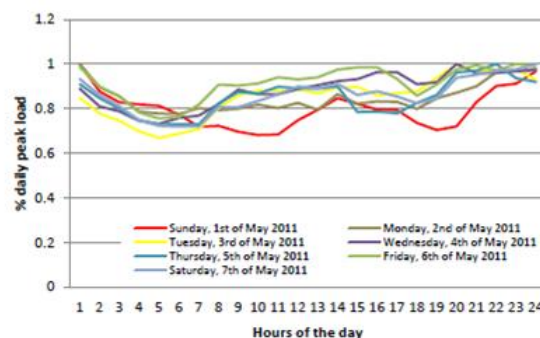
Curva de Duracion de la Carga en R D año 2011
Fuente: Nexant



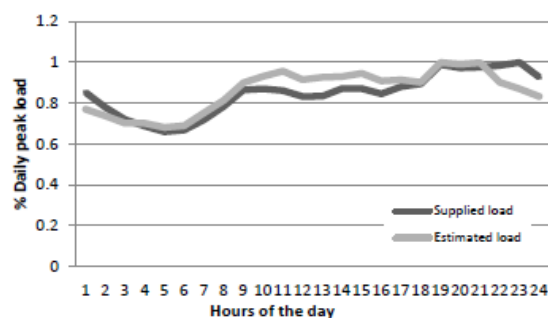
Carga Pico Servida en un año en Republica Dominicana
Fuente: Nexant



Curva de Carga horario en un semana en R D y % de Carga Pico diaria
Fuente: Nexant

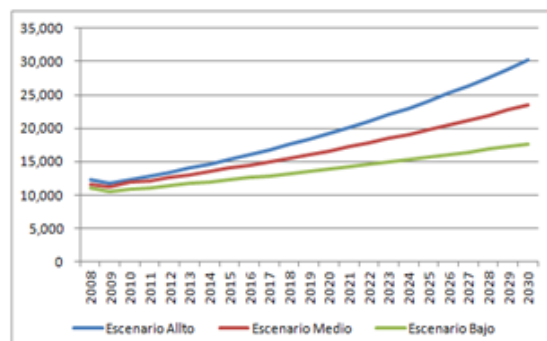
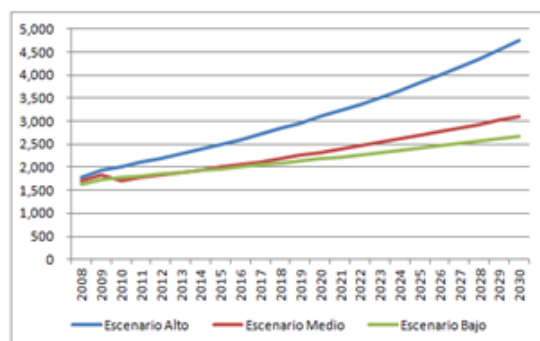


Curva de Carga suplida y Estimada el 28 de Enero 2011 en R. D. y su % del pico diario de carga
Fuente: Nexant



Datos de Planificación Rep. Dom. 2008-2030
Fuente: Elaboración Propia

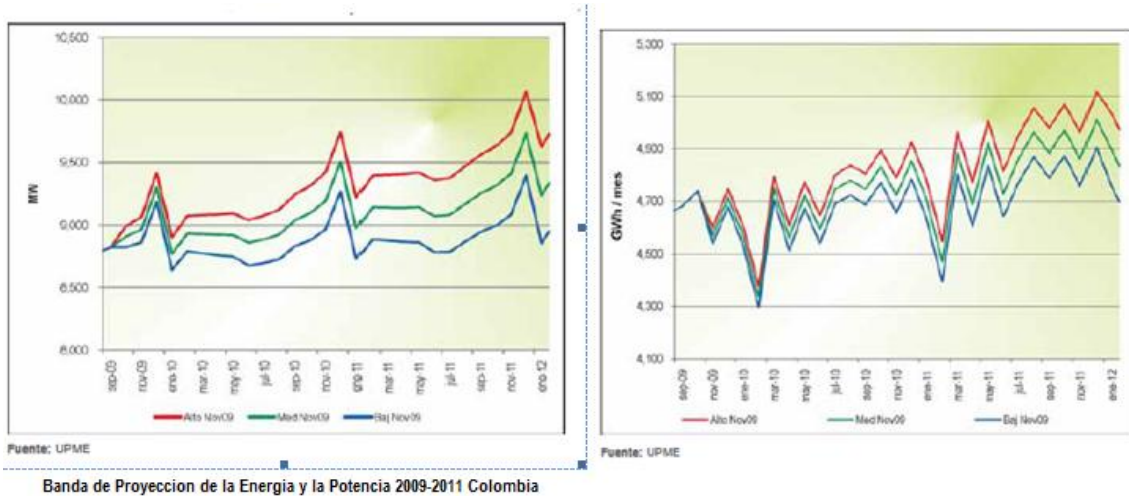
AÑOS	CRECIMIENTO PIB			PERDIDAS	PERDIDAS	PERDIDAS	CRECIMIENTO ENERGIA			CRECIMIENTO POTENCIA		
	ALTO	MEDIO	BAJO	ENERGIAS	DEMANDA	VENTAS	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2008	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	25%	30.0%	12,226	11,644	11,062	1,792	1,707	1,622
2009	1.6%	0.7%	-0.5%	2.4%	25%	30.0%	11,730	11,172	10,613	1,928	1,836	1,745
2010	2.8%	1.6%	0.2%	2.4%	25%	30.0%	12,270	11,988	10,874	2,013	1,701	1,780
2011	4.0%	3.0%	2.0%	2.4%	25%	30.0%	12,835	12,194	11,142	2,101	1,781	1,817
2012	4.8%	3.8%	2.8%	2.4%	25%	30.0%	13,426	12,623	11,415	2,193	1,835	1,854
2013	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	23%	27.0%	14,044	13,067	11,696	2,289	1,889	1,892
2014	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	22%	26.0%	14,690	13,527	11,984	2,390	1,946	1,930
2015	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	20%	25.0%	15,366	14,003	12,278	2,495	2,004	1,969
2016	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	17%	21.4%	16,073	14,496	12,580	2,604	2,064	2,010
2017	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	16,813	15,007	12,890	2,718	2,125	2,051
2018	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	17,587	15,535	13,207	2,837	2,189	2,093
2019	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	18,396	16,082	13,531	2,962	2,254	2,135
2020	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	19,243	16,648	13,864	3,091	2,321	2,179
2021	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	20,129	17,233	14,205	3,227	2,391	2,223
2022	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	21,055	17,840	14,554	3,368	2,462	2,269
2023	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	15%	17.4%	22,024	18,468	14,912	3,516	2,536	2,315
2024	5.8%	4.9%	3.7%	2.4%	15%	17.4%	23,038	19,118	15,279	3,670	2,611	2,362
2025	4.7%	4.3%	3.5%	2.4%	15%	17.4%	24,098	19,791	15,655	3,831	2,689	2,410
2026	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	15%	17.4%	25,207	20,487	16,040	3,999	2,770	2,460
2027	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	15%	17.4%	26,367	21,209	16,434	4,174	2,853	2,510
2028	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	15%	17.4%	27,581	21,955	16,838	4,357	2,938	2,561
2029	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	15%	17.4%	28,850	22,728	17,252	4,548	3,025	2,613
2030	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	15%	17.4%	30,178	23,528	17,677	4,748	3,116	2,667



Proyección de la Energía y la Potencia en R. D del 2008 al 2030
Fuente: Elaboración Propia

ANEXO B

Colombia



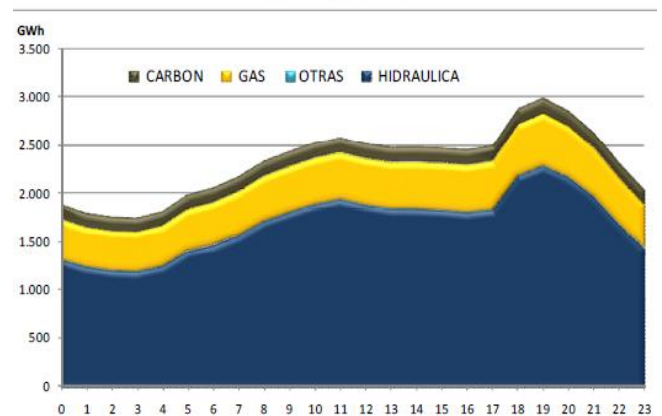
Banda de Proyección de la Energía y la Potencia 2009-2011 Colombia

Capacidad Neta del SIN 2011

Recursos	MW	%	Variación (%) 2011-2010
Hidráulicos	9,185	63.7%	7.7%
Térmicos	4,545	31.5%	11.2%
Gas	3,053		
Carbón	991		
Fuel - Oil	314		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	635	4.4%	2.3%
Hidráulicos	533		
Térmicos	83		
Eólica	18		
Cogeneradores	55	0.4%	-0.2%
Total SIN	14,420	100%	8.5%

Fuente: XM

(Día típico)

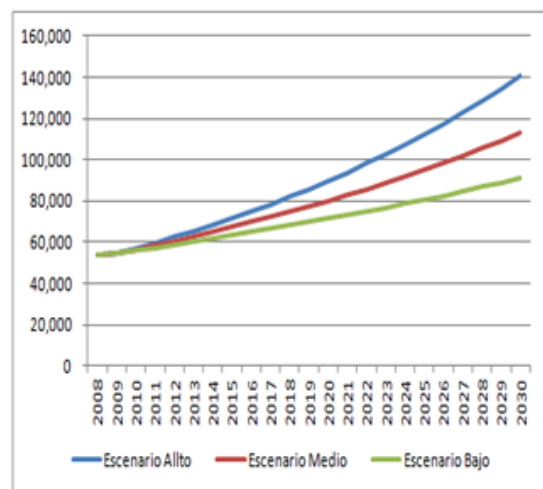
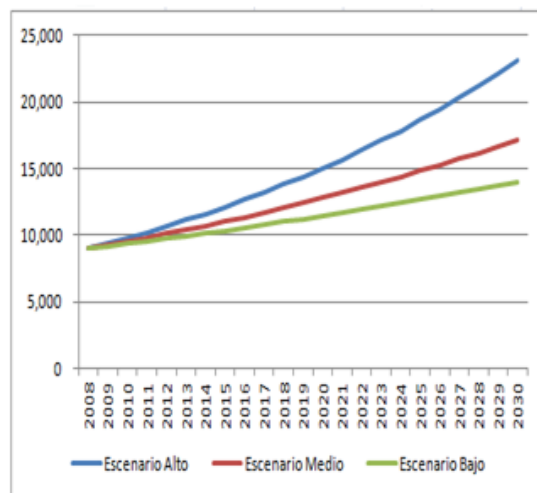


Curva de Demanda Horaria Colombia

Fuente: www.Derivex.com.co

Proyección del Crecimiento de la Energía y Potencia Colombia 2008-2030
Fuente: Elaboración propia con datos de XM

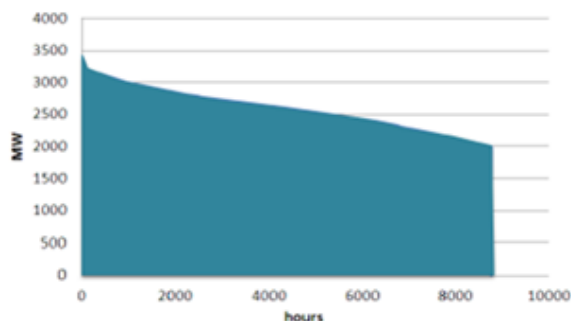
AÑOS	CRECIMIENTO PIB			PERDIDAS ENERGIAS	CARGAS ESPECIALES			PERDIDAS DEMANDA	PERDIDAS VENTAS	CRECIMIENTO ENERGIA			CRECIMIENTO POTENCIA		
	ALTO	MEDIO	BAJO		ALTO	MEDIO	BAJO			ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2008	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2470	2398	2154	13%	15.4%	53,870	53,870	53,870	9,000	9,000	9,000
2009	1.6%	0.7%	-0.5%	2.4%	2516	2404	2164	13%	15.4%	54,679	54,679	54,679	9,385	9,269	9,184
2010	2.8%	1.6%	0.2%	2.4%	2523	2443	2168	13%	15.4%	57,196	56,604	56,024	9,796	9,546	9,371
2011	4.0%	3.0%	2.0%	2.4%	2533	2449	2170	13%	15.4%	59,828	58,596	57,401	10,226	9,831	9,562
2012	4.8%	3.8%	2.8%	2.4%	2463	2446	2177	13%	15.4%	62,582	60,658	58,813	10,674	10,124	9,757
2013	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	2398	2382	2205	13%	15.4%	65,462	62,793	60,259	11,142	10,427	9,957
2014	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	2322	2303	2205	13%	15.4%	68,475	65,003	61,741	11,630	10,738	10,160
2015	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	2241	2210	2152	13%	15.4%	71,626	67,291	63,259	12,140	11,059	10,367
2016	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	2135	2107	2046	13%	15.4%	74,923	69,660	64,814	12,673	11,389	10,579
2017	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	2025	1936	1932	13%	15.4%	78,371	72,111	66,408	13,228	11,729	10,795
2018	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	1853	1812	1764	13%	15.4%	81,978	74,649	68,041	13,808	12,080	11,015
2019	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	1812	1733	1644	13%	15.4%	85,751	77,277	69,714	14,413	12,440	11,240
2020	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	1815	1736	1647	13%	15.4%	89,698	79,997	71,429	15,045	12,812	11,469
2021	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	1815	1736	1647	13%	15.4%	93,827	82,812	73,185	15,705	13,194	11,703
2022	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	1815	1736	1647	13%	15.4%	98,145	85,727	74,985	16,394	13,589	11,942
2023	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	1815	1736	1647	13%	15.4%	102,662	88,744	76,829	17,112	13,994	12,186
2024	5.8%	4.9%	3.7%	2.4%	1815	1736	1647	13%	15.4%	107,387	91,868	78,718	17,862	14,412	12,434
2025	4.7%	4.3%	3.5%	2.4%	1811	1732	1647	13%	15.4%	112,330	95,101	80,654	18,646	14,843	12,688
2026	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	1811	1732	1647	13%	15.4%	117,500	98,449	82,637	19,463	15,286	12,947
2027	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	1811	1732	1647	13%	15.4%	122,908	101,914	84,669	20,316	15,743	13,211
2028	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	1811	1732	1647	13%	15.4%	128,564	105,501	86,751	21,207	16,213	13,481
2029	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	1811	1732	1647	13%	15.4%	134,482	109,214	88,884	22,137	16,697	13,756
2030	4.5%	4.0%	3.5%	2.4%	1811	1732	1647	13%	15.4%	140,671	113,058	91,070	23,107	17,196	14,037



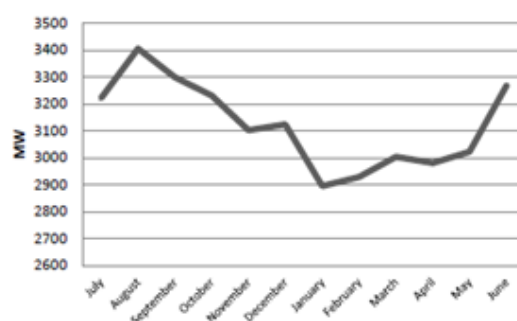
Proyección del Crecimiento de la Potencia y Energía Colombia 2008-2030
Fuente: XM

ANEXO C

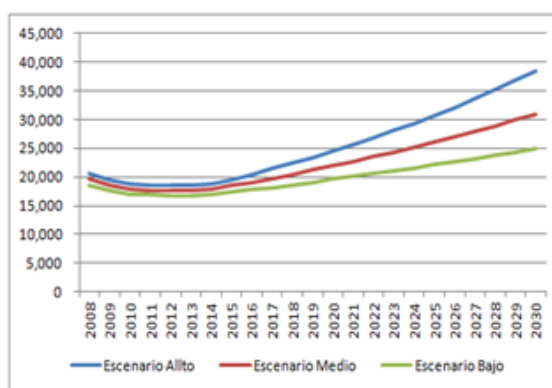
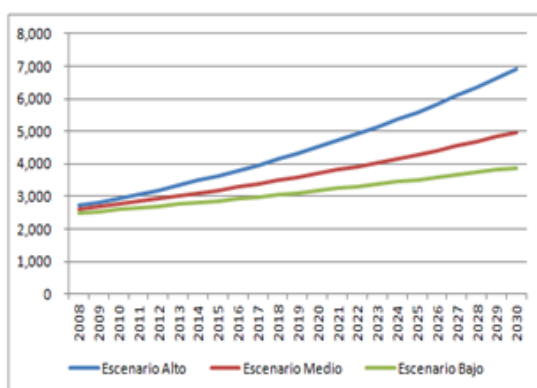
Puerto Rico



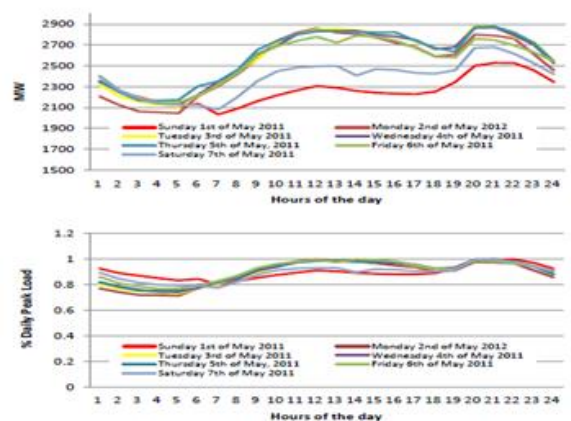
Curva de Duracion de la Carga en Puerto Rico año 2011
Fuente: Nexant



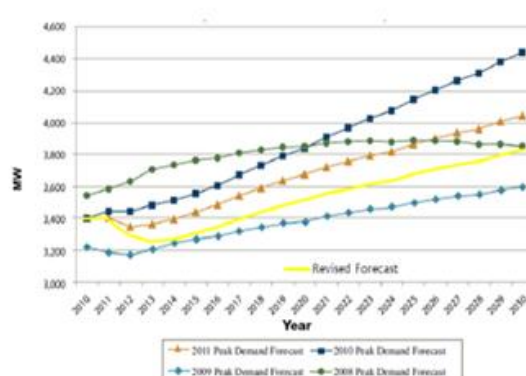
Carga Pico en un año en Puerto Rico
Fuente: Nexant



Pronostico de Energia y Potencia 2008-2030 para Puerto Rico
Fuente: Elaboracion propia



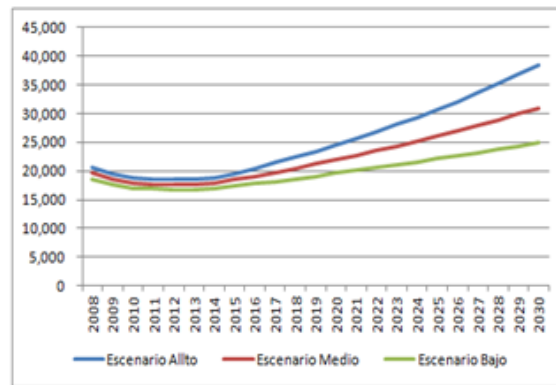
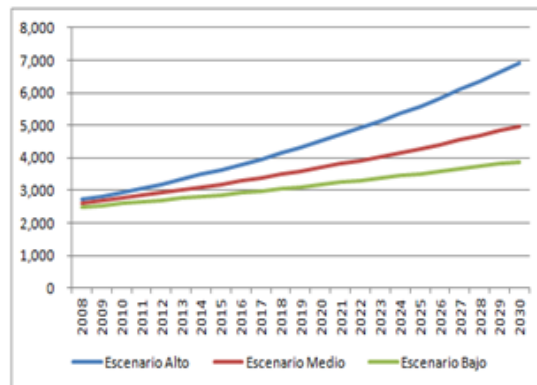
Curvas de Carga Horaria en una semana en Puerto Rico y % de la Carga Pico Diaria
Fuente: Nexant



Pronostico de Demanda Pico para Puerto Rico
Fuente: Nexant

Datos de Planificación Puerto Rico. 2008-2030
Fuente: Elaboración Propia

AÑOS	CRECIMIENTO PIB			PERDIDAS	PERDIDAS	PERDIDAS	CRECIMIENTO ENERGIA			CRECIMIENTO POTENCIA		
	ALTO	MEDIO	BAJO	ENERGIAS	DEMANDA	VENTAS	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2008	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	13%	15.4%	20,582	19,602	18,621	2,730	2,600	2,470
2009	1.6%	0.7%	-0.5%	2.4%	13%	15.4%	19,442	18,516	17,590	2,811	2,677	2,543
2010	2.0%	1.6%	0.2%	2.4%	13%	15.4%	18,825	17,929	17,033	2,934	2,757	2,595
2011	4.0%	3.0%	2.0%	2.4%	13%	15.4%	18,626	17,739	16,852	3,063	2,839	2,648
2012	4.0%	3.0%	2.0%	2.4%	13%	15.4%	18,550	17,667	16,783	3,197	2,924	2,702
2013	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	18,585	17,700	16,815	3,337	3,012	2,757
2014	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	18,718	17,827	16,935	3,484	3,102	2,814
2015	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	19,579	18,454	17,352	3,637	3,194	2,871
2016	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	20,481	19,103	17,778	3,796	3,290	2,930
2017	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	21,423	19,776	18,215	3,962	3,388	2,989
2018	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	22,409	20,472	18,663	4,136	3,489	3,051
2019	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	23,441	21,193	19,122	4,318	3,593	3,113
2020	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	24,519	21,938	19,593	4,507	3,701	3,176
2021	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	25,648	22,711	20,074	4,704	3,811	3,241
2022	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	26,828	23,510	20,568	4,911	3,925	3,307
2023	6.0%	5.0%	4.0%	2.4%	13%	15.4%	28,063	24,337	21,074	5,126	4,042	3,375
2024	5.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	29,355	25,194	21,592	5,351	4,163	3,444
2025	4.7%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	30,706	26,081	22,123	5,585	4,287	3,514
2026	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	32,119	26,999	22,667	5,830	4,415	3,586
2027	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	33,598	27,949	23,224	6,086	4,547	3,659
2028	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	35,144	28,933	23,796	6,353	4,683	3,734
2029	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	36,762	29,951	24,381	6,631	4,823	3,810
2030	4.0%	4.0%	3.0%	2.4%	13%	15.4%	38,453	31,005	24,980	6,922	4,967	3,888



Pronostico de Energia y Potencia 2008-2030 para Puerto Rico
Fuente: Elaboracion propia

Anexo D

Tablas de Amortizaciones de las Inversiones

Tabla D1
Anualidad de la Inversión en la Interconexión Colombia-Republica Dominicana-Puerto Rico

No	Vence	Monto Inicial	Pago	Interés	Reembolso del Capital	Saldo insoluto
1	feb-2013	3,255.73	249.32	211.62	37.69	3,218.04
2	feb-2014	3,218.04	249.32	209.17	40.14	3,177.89
3	feb-2015	3,177.89	249.32	206.56	42.75	3,135.14
4	feb-2016	3,135.14	249.32	203.78	45.53	3,089.61
5	feb-2017	3,089.61	249.32	200.82	48.49	3,041.12
6	mar-2018	3,041.12	249.32	197.67	51.64	2,989.48
7	mar-2019	2,989.48	249.32	194.32	55.00	2,934.48
8	mar-2020	2,934.48	249.32	190.74	58.57	2,875.90
9	mar-2021	2,875.90	249.32	186.93	62.38	2,813.52
10	abr-2022	2,813.52	249.32	182.88	66.44	2,747.08
11	abr-2023	2,747.08	249.32	178.56	70.75	2,676.33
12	abr-2024	2,676.33	249.32	173.96	75.35	2,600.98
13	abr-2025	2,600.98	249.32	169.06	80.25	2,520.72
14	abr-2026	2,520.72	249.32	163.85	85.47	2,435.25
15	may-2027	2,435.25	249.32	158.29	91.02	2,344.23
16	may-2028	2,344.23	249.32	152.38	96.94	2,247.29
17	may-2029	2,247.29	249.32	146.07	103.24	2,144.05
18	may-2030	2,144.05	249.32	139.36	109.95	2,034.10
19	jun-2031	2,034.10	249.32	132.22	117.10	1,917.00
20	jun-2032	1,917.00	249.32	124.60	124.71	1,792.29
21	jun-2033	1,792.29	249.32	116.50	132.82	1,659.47
22	jun-2034	1,659.47	249.32	107.87	141.45	1,518.02
23	jun-2035	1,518.02	249.32	98.67	150.64	1,367.38
24	jul-2036	1,367.38	249.32	88.88	160.44	1,206.94
25	jul-2037	1,206.94	249.32	78.45	170.86	1,036.08
26	jul-2038	1,036.08	249.32	67.34	181.97	854.10
27	jul-2039	854.10	249.32	55.52	193.80	660.31
28	ago-2040	660.31	249.32	42.92	206.40	453.91
29	ago-2041	453.91	249.32	29.50	219.81	234.10
30	ago-2042	234.10	249.32	15.22	234.10	(0.00)

Fuente: Elaboración propia

Tabla D2
Anualidad de la Inversión en la Interconexión Republica Dominicana

No	Vence	Monto Inicial	Pago	Interés	Reembolso del Capital	Saldo insoluto
1	feb-2013	489.28	37.47	31.80	5.66	483.62
2	feb-2014	483.62	37.47	31.44	6.03	477.58
3	feb-2015	477.58	37.47	31.04	6.42	471.16
4	feb-2016	471.16	37.47	30.63	6.84	464.32
5	feb-2017	464.32	37.47	30.18	7.29	457.03
6	mar-2018	457.03	37.47	29.71	7.76	449.27
7	mar-2019	449.27	37.47	29.20	8.27	441.00
8	mar-2020	441.00	37.47	28.67	8.80	432.20
9	mar-2021	432.20	37.47	28.09	9.37	422.82
10	abr-2022	422.82	37.47	27.48	9.98	412.84
11	abr-2023	412.84	37.47	26.83	10.63	402.21
12	abr-2024	402.21	37.47	26.14	11.32	390.88
13	abr-2025	390.88	37.47	25.41	12.06	378.82
14	abr-2026	378.82	37.47	24.62	12.84	365.98
15	may-2027	365.98	37.47	23.79	13.68	352.30
16	may-2028	352.30	37.47	22.90	14.57	337.73
17	may-2029	337.73	37.47	21.95	15.52	322.21
18	may-2030	322.21	37.47	20.94	16.52	305.69
19	jun-2031	305.69	37.47	19.87	17.60	288.09
20	jun-2032	288.09	37.47	18.73	18.74	269.35
21	jun-2033	269.35	37.47	17.51	19.96	249.39
22	jun-2034	249.39	37.47	16.21	21.26	228.13
23	jun-2035	228.13	37.47	14.83	22.64	205.49
24	jul-2036	205.49	37.47	13.36	24.11	181.38
25	jul-2037	181.38	37.47	11.79	25.68	155.70
26	jul-2038	155.70	37.47	10.12	27.35	128.36
27	jul-2039	128.36	37.47	8.34	29.12	99.23
28	ago-2040	99.23	37.47	6.45	31.02	68.21
29	ago-2041	68.21	37.47	4.43	33.03	35.18
30	ago-2042	35.18	37.47	2.29	35.18	(0.00)

Fuente: Elaboración propia

Tabla D3
Anualidad de la Inversión en la Interconexión Colombia

No	Vence	Monto Inicial	Pago	Interés	Reembolso del Capital	Saldo insoluto
1	feb-2013	1,579.51	120.95	102.67	18.29	1,561.22
2	feb-2014	1,561.22	120.95	101.48	19.48	1,541.75
3	feb-2015	1,541.75	120.95	100.21	20.74	1,521.01
4	feb-2016	1,521.01	120.95	98.87	22.09	1,498.92
5	feb-2017	1,498.92	120.95	97.43	23.53	1,475.39
6	mar-2018	1,475.39	120.95	95.90	25.05	1,450.34
7	mar-2019	1,450.34	120.95	94.27	26.68	1,423.65
8	mar-2020	1,423.65	120.95	92.54	28.42	1,395.24
9	mar-2021	1,395.24	120.95	90.69	30.26	1,364.97
10	abr-2022	1,364.97	120.95	88.72	32.23	1,332.74
11	abr-2023	1,332.74	120.95	86.63	34.33	1,298.42
12	abr-2024	1,298.42	120.95	84.40	36.56	1,261.86
13	abr-2025	1,261.86	120.95	82.02	38.93	1,222.92
14	abr-2026	1,222.92	120.95	79.49	41.46	1,181.46
15	may-2027	1,181.46	120.95	76.79	44.16	1,137.30
16	may-2028	1,137.30	120.95	73.92	47.03	1,090.27
17	may-2029	1,090.27	120.95	70.87	50.09	1,040.18
18	may-2030	1,040.18	120.95	67.61	53.34	986.84
19	jun-2031	986.84	120.95	64.14	56.81	930.03
20	jun-2032	930.03	120.95	60.45	60.50	869.52
21	jun-2033	869.52	120.95	56.52	64.44	805.09
22	jun-2034	805.09	120.95	52.33	68.62	736.46
23	jun-2035	736.46	120.95	47.87	73.08	663.38
24	jul-2036	663.38	120.95	43.12	77.84	585.54
25	jul-2037	585.54	120.95	38.06	82.89	502.65
26	jul-2038	502.65	120.95	32.67	88.28	414.37
27	jul-2039	414.37	120.95	26.93	94.02	320.35
28	ago-2040	320.35	120.95	20.82	100.13	220.21
29	ago-2041	220.21	120.95	14.31	106.64	113.57
30	ago-2042	113.57	120.95	7.38	113.57	(0.00)

Fuente: Elaboración propia

Tabla D4
Anualidad de la Inversión en la Interconexión Puerto Rico

No	Vence	Monto Inicial	Pago	Interés	Reembolso del Capital	Saldo insoluto
1	feb-2013	1,186.94	90.89	77.15	13.74	1,173.20
2	feb-2014	1,173.20	90.89	76.26	14.63	1,158.56
3	feb-2015	1,158.56	90.89	75.31	15.59	1,142.98
4	feb-2016	1,142.98	90.89	74.29	16.60	1,126.38
5	feb-2017	1,126.38	90.89	73.21	17.68	1,108.70
6	mar-2018	1,108.70	90.89	72.07	18.83	1,089.87
7	mar-2019	1,089.87	90.89	70.84	20.05	1,069.82
8	mar-2020	1,069.82	90.89	69.54	21.35	1,048.47
9	mar-2021	1,048.47	90.89	68.15	22.74	1,025.72
10	abr-2022	1,025.72	90.89	66.67	24.22	1,001.50
11	abr-2023	1,001.50	90.89	65.10	25.80	975.71
12	abr-2024	975.71	90.89	63.42	27.47	948.24
13	abr-2025	948.24	90.89	61.64	29.26	918.98
14	abr-2026	918.98	90.89	59.73	31.16	887.82
15	may-2027	887.82	90.89	57.71	33.18	854.64
16	may-2028	854.64	90.89	55.55	35.34	819.29
17	may-2029	819.29	90.89	53.25	37.64	781.65
18	may-2030	781.65	90.89	50.81	40.09	741.57
19	jun-2031	741.57	90.89	48.20	42.69	698.88
20	jun-2032	698.88	90.89	45.43	45.47	653.41
21	jun-2033	653.41	90.89	42.47	48.42	604.99
22	jun-2034	604.99	90.89	39.32	51.57	553.42
23	jun-2035	553.42	90.89	35.97	54.92	498.50
24	jul-2036	498.50	90.89	32.40	58.49	440.01
25	jul-2037	440.01	90.89	28.60	62.29	377.72
26	jul-2038	377.72	90.89	24.55	66.34	311.38
27	jul-2039	311.38	90.89	20.24	70.65	240.73
28	ago-2040	240.73	90.89	15.65	75.25	165.48
29	ago-2041	165.48	90.89	10.76	80.14	85.35
30	ago-2042	85.35	90.89	5.55	85.35	(0.00)

Fuente: Elaboración propia

GLOSARIO DE TERMINOS

AEE	Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
ANEEL	Regulador brasileño
CAMMESA	Operador y Administrador Mercado Argentino
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CCE	Centro Control de Energía Operador Rep. Dominicana.
CDE	Corporación Dominicana de Electricidad
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CEF	Certificados de energía firme
CIEN	Interconexión Argentina-Brasil
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CMCP	Costo marginal de corto plazo
CME	Costo marginal de expansión
CNDC	Operador de Bolivia
CNE	Comisión Nacional de Energía
COES	Operador del sistema peruano
CREG	Comisión Reguladora de Energía y Gas
CREP	Comisión de Reforma de la Empresa Pública
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
E (CMCP)	Valor esperado de los costos marginales de corto plazo
EDEESTE	Empresa Distribuidora del Este
EDENORTE	Empresa Distribuidora del Norte
EDESUR	Empresa Distribuidora del Sur
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Entidad Propietaria de la Red
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
FERC	Comisión Federal de Regulación de Energía (EEUU)
IBC	Índice beneficio-costo
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
MEC	Mercado Eléctrico del Caribe
MER	Mercado Eléctrico Regional

MOPTC	Ministerio de Obras Públicas, Transportes y Comunicaciones.
MRE	Mecanismo de Reubicación de Energía
MTCO2	Millones de toneladas de CO2 por año
OC-SENI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
ONS	Operador Nacional del Sistema de Brasil
OSEC	Organismo del Sistema Eléctrico del Caribe
RTR	Red de Transmisión Regional
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile
SIE	Superintendencia de Electricidad
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica Para América Central
SIN	Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile
TUST	Tarifas por uso del sistema de transmisión
XM	Operador y Administrador Mercado Colombia

REFERENCIAS

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[AAA_10] “Puerto Rico Electric Power Authority Power Revenue Bonds, Series AAA,” abril 2010. Disponible en <http://www.aeepr.com/INVESTORS/>

[AESC11] AES CA&C, “Beneficios Esperados de la Integración Eléctrica en América Central” Octubre de 2011

[AJW/BFW96] Wood, Allen J. and Wollenberg, Bruce F., “Power, Generation, Operation and Control”, 2nd Ed., John Wiley & Sons, Inc., Cap.10, pp. 363-409, 1996

[AMR_04] Alfredo Muñoz Ramos, “Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad”. Santiago: s.n., 2004.

[ARB_00] Bergen, Arthur. R., “Power System Analysis”, 2nd Ed., Prentice-Hall, Inc., Robbins, Kernan, Upper Saddle River, New Jersey, 1986, 2000.

[ARC_06] Ariela Ruiz-Caro, “Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”. Santiago, 2006.

[AVM_06] Meier, Alexandra von, “Electric Power Systems: A Conceptual Introduction (Wiley Survival Guides in Engineering and Science)”, Wiley-IEEE Press, pp, 175-185, Julio 11, 2006

[CAN_12] Comunidad Andina, visto en <http://www.comunidadandina.org /tema/energía>

[CB__07] Carlos Batlle, Instituciones y economía de la regulación Bloque 1: Modelos de regulación e instituciones para el sector eléctrico, marzo de 2007.

[CBF_03] Cesar Butrón F. “Integración Regional e Integración Física en la Comunidad Andina y Sudamérica”. Perú, 2003.

[CDEEE06] Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, Plan Integral del Sector Eléctrico de la República Dominicana, 2006-2012, septiembre 2006.

[CDEEE08] Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, Acerca de las Empresas Distribuidoras, diciembre 2008.

[CESI06] Estudio CESI, “Anexo 1: Descripción Detallada de las Tecnologías Alternativas al Cable Aéreo y al Cable Subterráneo”, 2006

[CIA_10] CIA World Factbook, Disponible en <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>

[CAF/CIER12] Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina, CAF/CIER, Junio 2012

[CIER06] Comisión de Integración Eléctrica Regional, Mercados Energéticos, “Estudio de Transacciones de Electricidad entre las Regiones Andina, América Central y Mercosur, Factibilidad de su Integración, Primera Fase”. Noviembre 2006.

[CIER06] CIER, “Estudio de transacciones de electricidad entre las regiones Andina, América Central y MERCOSUR. Factibilidad de su integración, Informe Final”. 2006

[CIER08] Comisión de Integración Eléctrica Regional, “Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico; Generación, Transmisión y Distribución”, Septiembre 2011.

[CIER11] Comisión de Integración Eléctrica Regional, Proyecto CIER 15 Fase II. Resumen Ejecutivo- Informe Final, 2011.

[CIER11] CIER. Síntesis Informativa de los países de la CIER. S.l.: CIER, 2011.

[CMG____] Gutiérrez, María Clara. Avances, “Obstáculos y Panorama en la Integración Eléctrica de los Países de la Comunidad Andina”.

[CWT_93] Taylor, C. W., “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill Book Company, New York, 1993.

[DDD_10] “Puerto Rico Electric Power Authority Power Revenue Bonds, Series DDD” Septiembre 2010. Disponible en <http://www.aeepr.com/INVESTORS/>

[DIET89] Dietz, James L. Historia Económica De Puerto Rico, Ediciones Huracán, 1989.

[DL__98] Decreto No. 464-98, “Que autoriza a la Corporación Dominicana de Electricidad a aportar los Activos de su propiedad para la integración del capital pagado de las nuevas sociedades a ser Constituidas conforme la Ley No.141-97”, Gaceta Oficial No. 10006, Santo Domingo, D. N., 9 de Diciembre de 1998

[DL__99] Decreto No.118-98, “Creación Superintendencia de Electricidad”, Santo Domingo, D. N., 15 de Junio 1999.

[DJP_08] Denny J. 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” Julio 2008.

[EJP_09] Eduardo Jorge Prats, Fundamentos jurídicos de la regulación, 2009.

[FEAL08] Fernando Alarcón, “La Integración Eléctrica: retos y oportunidades”. San Salvador, El Salvador, IV Encuentro Empresarial Iberoamericano, Octubre 2008.

[FEAL11] Fernando Álvarez, “Mercado Eléctrico Regional”. Guatemala, Abril 2011.

[FEIC12] Fernando Estrada, Ignacio Canete, “Interconexión Eléctrica Regional”, Santiago de Chile, 2012

[GFRP01] Gustavo Ferro. Riesgos Políticos y Regulatorios, Centro de Estudios Económicos de la Regulación CEER, Marzo 2001.

[HAS_03] Hernando Arciniega Serna, “Panel: La Integración Eléctrica en los países de América del Sur, Propuestas y Avances”. Santiago, Chile: s.n., 2003.

[HS__02] Saadat. Hadi, “Power System Analysis” 2th Edition, Milwaukee School of Engineering, McGraw Hill Companies, Chapter 6 and 7, pp. 189 –313, 2002.

[HUSS04] Gustavo Husson, “Integración Eléctrica Regional. Reflexiones Generales y Enseñanzas del nuevo Mercado Eléctrico Andino”, Abril de 2004

[JB__09] Julián Barquín, Aspectos técnicos y económicos de la generación de electricidad, poder de mercado y su análisis, Máster en Regulación de la Industria Eléctrica, Universidad Pontificia Comillas, marzo 2009.

[JDG_94] Glover, J. D., “Power System Analysis and Design”, 2nd Ed., PWS Publishing Company, Boston, 1994.

[JR__09] Javier Reneses, La regulación de libre mercado: Tarifas integrales y de acceso, Curso de Máster 2008-2010, junio 2009.

[KATT03] P. A. Kattuman, R. J. Green, J. W. Bialek. “A Tracing Method for Allocating the Cost of Inter-area Electricity Transmission”, Julio 2003.

[KP__94] Kundur, Prabha, “Power System Stability and Control”, EPRI Editors, Neal J. Balu and Mark G. Lauby, Mac Graw Hill, Inc., Chapter 6, pp. 199-230, 1994.

[LATI97] Latimer Torres, E. Historia de la Autoridad de Energía Eléctrica 1893-1993, AEE, 1997.

[LGE_01] Ley No. 125-01, “Ley General de Electricidad y sus modificaciones mediante la Ley No.186-07 del 6 de agosto de 2007”, Santo Domingo, 1 de julio de 2001.

[LINA01] Pedro Linares, Andrés Ramos, Pedro Sánchez, Ángel Sarabia , Begoña Vitoriano. “Modelos Matemáticos de Optimización” Octubre 2001.

[LREP97] Ley No. 141-97, de la “Reforma de la Empresa Pública”, Santo Domingo, 24 de junio del año 1997.

[LOSI96] Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, (OSINERGMIN), República del Perú del 31 de diciembre de 1996.

[LLG_07] Grigsby, Leonard L., “Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, (The Electric Power Engineering)”, CRC, Taylor and Francis Group, 2nd Ed., pp.60-70, Mayo 11, 2007.

[MOOD10] “Moody’s Assign A3 rating to PREPA; Outlook Stable, Global Credit Research, Moody’s Investor Service, 11 Mar 2010.

[NEWB99] David Newbery. 1999. “Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. MIT Press”.

[NJC_00] Castro, Nivalde J., “La integración del Sector Eléctrico en Sudamérica: Características y Beneficios”, s.l.: GESEL.

[OCSE11] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, “Memoria Anual 2010”, Santo Domingo, 2011, visto en www.oc.org.do.

[OLMOS06] Luis Olmos, “Diseño Regulatorio de la Actividad de Transporte en Mercados de Electricidad Regionales”, Universidad Pontificia de Comillas, España, 2006

[O’NEI10] Efraín O’Neill-Carrillo, “Una Nueva AEE: Energía Eléctrica para la Sociedad Puertorriqueña del Siglo XXI”, Diciembre 2010

[PERE92] J.I. Pérez Arriaga. “Pricing of Transmission Services”. Junio 1992.

[PERE98] J.I. Pérez Arriaga. “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica”. CNESE Mayo 1998.

[PERE02] J.I. Pérez Arriaga, Luis Olmos Camacho. “The method of marginal participations”. Noviembre 2002.

[PMA/AAF03] Anderson, P. M., and Fouad, A. A., “Power System Control and Stability”, 2nd Ed., Wiley-IEEE Press, 2003.

[PMAO11] Proyecto Mesoamérica, visto en <http://www.proyectomesoamerica.org>

[RCDE98] Reglamento No.428-98, para el funcionamiento de la Corporación Dominicana de Electricidad. Deroga el Reglamento No.1034 del año 1955, Gaceta Oficial No. 10005, Santo Domingo, D. N., 25 de Noviembre de 1998.

[REYE12] Luis Reyes, “Sistema de Integración Eléctrica de los países Centroamericanos SIEPAC”, XXI La Jolla Energy Conference, California, Mayo 2012.

[RERRE07] Reglamento para la Aplicación de la Ley Energía Renovable y Regímenes Especiales No. 57-07”. Santo Domingo, 2007.

[RIVIER10] Michel Rivier, “La regulación de libre mercado: Transporte y distribución. Bloque 1: Transporte”, Universidad Pontificias de Comillas, 2010

[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.

[RUBI99] Francisco Javier Rubio Odériz. Tesis Doctoral: “Metodología De Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia”. Madrid 1999.

[RUBI97] Francisco Javier Rubio Odériz. “Asignación de los costes de los servicios de transporte para un conjunto de sistemas eléctricos interconectados”. 1997 SALAMANCA, ESPAÑA.

[RUDN03] Hugh Rudnick Sebastián Mocarquer, Franco Sore. “Distribución de pagos de sistemas de transmisión entre generación y demanda: experiencia internacional”. 2003

[RUDN99] Hugh Rudnick. “Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica”.

[RUTGERS05] Strategic Issues Forum Decoupling Whitepaper #1, October 25, 2005 “Decoupling Resources”, Disponible en <http://policy.rutgers.edu/ceeep/projects/decoupling.php>

[SIE_03] Superintendencia de Electricidad, “Código de Conexión de la República Dominicana”, Santo Domingo, Diciembre 2003.

[TJEM82] Miller, Timothy J. E., “Reactive Power Control in Electric Systems”, John Wiley & Sons, pp. 50-70, 1982.

[TRAC12] Tractebel Engineering, GDF Suez, Estudio de Prefactibilidad para la Interconexión de los Sistemas Eléctricos de Republica Dominica y Puerto Rico” Mayo 2012.

[UMA_12] “Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua HVDC”, en línea en http://www.uma.es/investigadores/grupos/electronica_potencia/documents/documentos/tema8_transoprte__ener_elec_cc_HVDC.pdf

[USEA04] USEA/ USAID, “Workshop on Wholesale Electricity Market Regulation, Market Operating Criteria and Dispute Resolution”, Santo Domingo, 6 de Julio 2004.

[VPGF10] Guzmán F. Víctor P. “Bases Técnico-Comerciales para la Implementación de un Mercado de Compra y Venta de Energía entre la Republica Dominicana y Haití”. Tesis Universidad Pontificia de Comillas, Mayo 2010

Referencia Web

Autoridad Nacional de Servicios Públicos, ASEP., República de Panamá

<http://www.asep.gob.pa/default.asp>.

[CIER10] Comisión de Integración Eléctrica Regional, <http://www.cier.org.uy>;

Comisión de Política Energética, República Panamá

<http://www.mef.gob.pa/cope/index.htm>

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

<http://www.cdeee.gov.do>

Comisión Nacional de Energía (CNE), República Dominicana

<http://www.cne.gov.do>

<http://www.colombiainternacional.org>

<http://www.colombianparadise.com/colombia/datos.html>

<http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>, Octubre 2012

EDENORTE Dominicana, S.A.

<http://www.edenorte.com.do/Paginas/inicio.aspx>

EDESUR Dominicana, S.A. <http://www.edesur.com.do>

Empresas Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste) <http://www.edeeste.com.do>

[EPRS11] Ente Propietario de Red, visto en

http://www.eprsiepac.com/operacion_mer_siepac_transmision_costa_rica.htm

http://www.iadb.org/news/docs/Fact_Sheet_SIEPAC.pdf

Ministerio de Energía y Minas, República del Perú <http://www.minem.gob.pe>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería <http://www.osinerg.gob.pe>

Superintendencia de Electricidad (SIE), República Dominicana <http://www.sie.gov.do>

<http://www.siel.gov.co>

<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>