



ANALISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO PARA LA REPUBLICA DOMINICANA

Primer Informe

Rafael Campo Ph.D.

4 junio de 2014

SIGLAS

SIE	Superintendencia de Electricidad
CNE	Comisión Nacional de Energía
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
EDENORTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte
EDESUR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
EDEESTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
OCSANI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
LGE	Ley General de Electricidad
FONPER	Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas
BID	Banco Interamericano de Desarrollo

ANALISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO PARA LA REPUBLICA DOMINICANA

Indice

	Página
1. Antecedentes	3
2. Sector Eléctrico de la República Dominicana	4
3. Proyección de la Demanda	7
4. Expansión de la Generación	8
5. Resultados para el Escenario I (Base)	13
6. Resultados Preliminares para el Escenario I.a: Reconversión a Gas.....	16
7. Resultados Preliminares para el Escenario II (Recursos Renovables).....	17
8. Resultados Preliminares para el Escenario III (Gas)	19
9. Análisis Comparativo de los Escenarios	20
10. Referencias.....	22

ANALISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO PARA LA REPUBLICA DOMINICANA

1. Antecedentes

El presente trabajo puede concebirse como una continuación del ya realizado por OLADE para la República Dominicana ([1]). Parte de dicho estudio incluyó el desarrollo y la utilización de un modelo computacional en EXCEL, descrito someramente en el Anexo de ([1]). El modelo puede utilizarse para comparar la eficiencia del mercado eléctrico dominicano a la de un hipotético esquema centralizado. Utilizando la información de entrada, el modelo simula en forma simplificada despachos económicos, con base en los cuales se “liquida” el mercado mayorista tomando como punto de partida los contratos vigentes y el mercado spot. Por otra parte, el modelo lleva a cabo una liquidación que reconoce los costos fijos y los variables de los generadores, incluidos costos de inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento, más una rentabilidad razonable para la inversión. Se utilizan luego las liquidaciones de los dos tipos de mercado para estimar los costos medios de la energía, que permiten comparar los dos mercados. Dichos costos medios son un “proxy” del componente tarifario que depende de la generación, que según la CNE puede estimarse en alrededor del 68% de la tarifa total.

La Figura 1.1 abajo, tomada de ([1]) resume la información básica utilizada por el modelo.

Información base	Datos empresas de generación	Nombre empresa, Nombre abreviado
	Información técnica centrales generación	Potencia, Tipo, Factor de Planta, CV, Costos unitarios
	Curvas de duración de demanda del sistema	Potencia máxima mensual, 5 bloques
	Posición contractual de los agentes	Contratos potencia y energía
	Costo de capital	Costo deuda, Costo capital, apalancamiento, β , etc
	Otra información	CMg_min, CMg_max, CMg_SPOT_Potencia

Figura 1.1: Información de Entrada a Modelo de Simulación

En reuniones sostenidas con profesionales de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de la República Dominicana durante una misión que tuvo lugar el 15 de mayo de 2014 y posteriores comunicaciones electrónicas, el Consultor recopiló la información requerida, con la que se actualizó la empleada por OLADE en ([1]). En particular, se acordaron proyecciones de la demanda y tres escenarios de expansión del parque de generación, descritos posteriormente, que sirvieron de base para la obtención de los resultados reportados en el presente Informe.

2. Sector Eléctrico de la República Dominicana

El Informe ([1]) incluye una descripción del sector eléctrico dominicano, que no se considera necesario repetir. Se indican en [1] las bases legales y regulatorias del mercado eléctrico y se describen las entidades involucradas que, para facilidad del lector, se resumen a continuación:

- (a) CNE (Comisión Nacional de Energía): Encargada de la Política Energética;
- (b) SIE (Superintendencia de Electricidad): Ente Regulatorio;
- (c) ETED: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (estatal);
- (d) OC: Organismo Coordinador, encargado de la operación del sistema;
- (e) CDEEE: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, entidad que administra empresas estatales de generación y de distribución;
- (f) Empresas de Generación, incluidas en la Tabla 2.1 a continuación. Cabe anotar que EGEHID es subsidiaria de la CDEEE. Las plantas de generación se incluyen en la Tabla 2.2, por tecnología de generación. A la fecha la potencia total instalada es de 3,275.30 MW;
- (g) Empresas de Distribución (EDENORTE, EDEESTE, EDESUR), también subsidiarias de la CDEEE, con parámetros incluidos en la Tabla 2.3 y áreas de concesión demarcadas en la Figura 2.1, tomada de ([1]);
- (h) Consumidores no Regulados, con contratos de suministro directos con los generadores.

1	EGE Haina	Empresa Generadora de Electricidad de Haina, S.A.
2	EGEHID AES	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
3	Andres	AES Andrés B.V.
4	CESPM	Compañía Eléctrica de San Pedro de Macorís – IPP
5	EGE Itabo	Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A.
6	DPP	Dominican Power Partners, Ldc.
7	GPLV	Unión Fenosa Generadora Palamara-LaVega, S.A.
8	CDEEE	CDEEE
9	CEPP	Compañía Eléctrica de Puerto Plata, S.A.
10	Metadom	Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.- IPP
11	GSF	Generadora San Felipe LP
12	LAESA	Consortio Laesa, Ltd. –IPP
13	MRP	Monte Rio Power Corporation C. por A.
14	TCC	Transcontinental Capital Corporation, Ltd.
15	ISO	Isofoton

Tabla 1: Empresas de Generación

	Central	MW
1	Barahona Carbón	53.60
2	Haina I	54.00
3	Haina II	54.00
4	Haina IV	84.90
5	Haina TG	100.00
6	Puerto Plata I	27.90
7	Puerto Plata II	39.00
8	San Pedro Vapor	30.00
9	Sultana del Este	102.00
10	Itabo I	128.00
11	Itabo II	132.00
12	San Felipe	185.00
13	CEPP I	16.50
14	CEPP II	51.20
15	Metaldom	41.30
16	Estrella del Mar	110.00
17	Los Mina V	118.00
18	Los Mina VI	118.00
19	CESPM I	97.00
20	CESPM II	97.00
21	CESPM III	97.00
22	Monte Rio/INCA	114.70
23	Pimentel 1, 2 y 3	111.00
24	Palamara	107.00
25	La Vega	87.50

	Central	MW
26	AES Andrés	305.00
27	Rio San Juan	1.50
28	San Lorenzo	34.00
29	Estrella del Mar II y 2 CGN	110.00
TOTAL TERMICO		2,607.1

30	Eólica - Los Cocos 1 & 2	85.00
TOTAL EÓLICO		85.00

31	Jigüey 1 y 2	98.00
32	Tavera 1 y 2	96.00
33	Aguacate 1 y 2	52.00
34	Valdesia 1 y 2	54.00
35	Monción 1 y 2	52.00
36	Hatillo	8.00
37	Rincón	10.10
38	Sábana Yegua	12.80
39	Sabaneta	6.30
40	Río Blanco 1 y 2	25.00
41	Las Damas	7.50
42	Lopez Angostura	18.40
43	Los Toros 1 y 2	9.80
44	Palomino 1 y 2	60.00
45	Pequeñas Centrales	73.30
TOTAL HIDROELECTRICO		583.20

Tabla 2.2

Centrales de Generación Actuales por Tecnología

Tabla 2.3 Características Relevantes de las Distribuidoras

Empresa	Área Concesión (km ²)	Número de Clientes	Provincias	Municipios
EDENORTE	18.161	711.821	14	67
EDESUR	19.060	559.329	11	63
EDEESTE	11.700	624.064	7	26

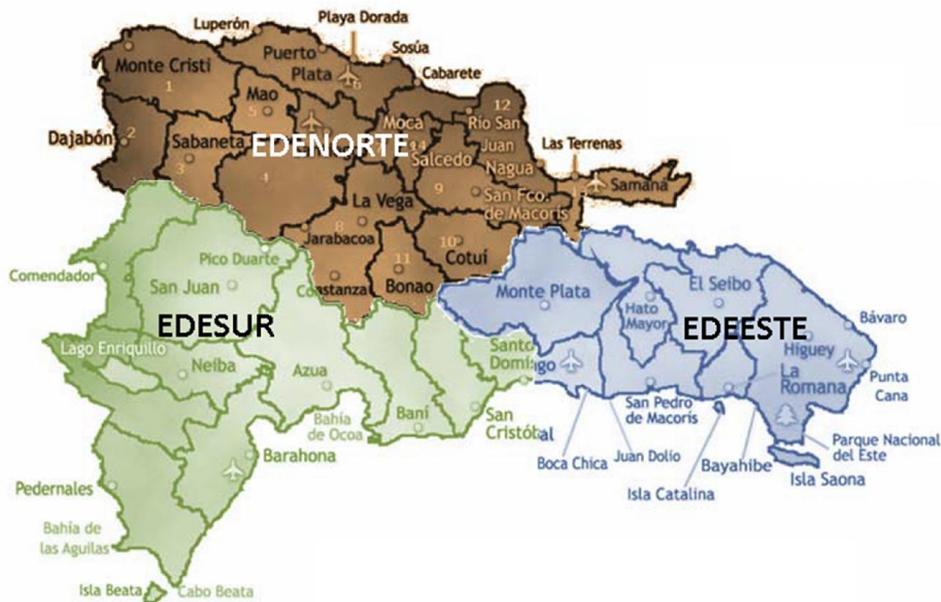


Figura 2.1 Áreas de concesión de las empresas distribuidoras

El modelo de mercado adoptado para el sector eléctrico dominicano combina contratos de largo plazo firmados entre generadores y distribuidores y administrados por el OC y un mercado spot en el que se negocian excedentes y faltantes de los contratos. El mercado de contratos no debe superar el 80% de la demanda. Los contratos son financieros, de manejo del riesgo y, por consiguiente, no afectan el despacho que debe hacerse a mínimo costo. A más del mercado spot de energía, existe uno de potencia, a un precio establecido por el regulador, en la actualidad igual a 371 RD\$/kW-mes (aproximadamente 8.59 US\$/kW-mes), que se supone corresponde a los costos fijos de la unidad marginal.

Un aspecto importante de la regulación actual es la introducción de valores mínimos y máximos para los costos marginales, esto es, para los precios del

spot. En la actualidad se fijan en 5,902.60 RD\$/MWh y 8,505.50 RD\$/MWh, respectivamente. La actual tasa de cambio es de 43.25 RD\$/US\$.

3. Proyección de la Demanda

El estudio más reciente de proyección de la demanda tiene fecha de enero de 2014 y fue ejecutado por la Fundación Bariloche [2] para la CNE, con financiación del BID. Los resultados se presentan en las Tablas 3.1 y 3.2 para la energía y la demanda máxima, respectivamente.

Año	Demanda (GWh)	Incremento (%)
2013	13,420	
2014	13,976	4.1%
2015	14,540	4.0%
2016	15,134	4.1%
2017	15,732	4.0%
2018	16,337	3.8%
2019	16,947	3.7%
2020	17,588	3.8%
2021	18,285	4.0%
2022	18,990	3.9%
2023	19,701	3.7%
2024	20,419	3.6%
2025	21,166	3.7%
2026	21,930	3.6%
2027	22,700	3.5%
2028	23,478	3.4%
2029	24,264	3.3%
2030	25,055	3.3%

Tabla 3.1: Proyección de la Demanda (Energía)

Fuente: Referencia [2]

Año	Demanda (MW)	Incremento (%)
2013	2,009	
2014	2,092	4.1%
2015	2,177	4.0%
2016	2,265	4.1%
2017	2,355	4.0%
2018	2,445	3.8%
2019	2,537	3.7%
2020	2,633	3.8%
2021	2,737	4.0%
2022	2,843	3.9%
2023	2,949	3.7%
2024	3,057	3.6%
2025	3,168	3.7%
2026	3,283	3.6%
2027	3,398	3.5%
2028	3,514	3.4%
2029	3,632	3.3%
2030	3,751	3.3%

Tabla 3.2: Proyección de la Demanda (Potencia de Punta)

Fuente: Referencia [2]

Por recomendación de la CNE y dado que están respaldadas por un trabajo profesional y reciente, las demandas incluidas en las tablas 3.1 y 3.2 se utilizaron para el presente estudio.

4. Expansión de la Generación

Con fecha marzo de 2014 la empresa consultora Mercados Energéticos hizo entrega a la CNE de un estudio de planeamiento de expansión de la generación ([3]), que utilizó las proyecciones de la demanda de [2]. La Consultora utilizó el programa SDDP de simulación de despachos de mínimo costo, especialmente apropiado para sistemas con importante componente hidroeléctrico en su parque generador. Cabe anotar que el SDDP no es un modelo que determina planes de mínimo costo de expansión de la generación, por lo que el analista debe proponer escenarios de expansión que luego son simulados con el SDDP. Lamentablemente la firma consultora no hizo entrega a la CNE de la base de datos del sistema de potencia de la República Dominicana que utilizó, lo que hubiera ahorrado esfuerzos en la preparación del presente trabajo y, más

importante, le hubiera servido a la CNE para llevar a cabo estudios de simulación del despacho y, en forma similar a lo hecho por Mercados Energéticos, actualizaciones a la expansión de la generación.

Se determinaron en ([3]) 8 escenarios de expansión de la generación. Con base en ellos, de común acuerdo con la CNE, se escogieron 4 para la realización del presente estudio. La expansión utiliza con más o menos intensidad carbón, gas y recursos renovables (particularmente generación eólica y, en menor escala, solar). Se evitan los combustibles líquidos, lo que es razonable dada la reciente escalada en los precios del petróleo y sus derivados., que puede apreciarse en la Figura 4.1 a continuación.

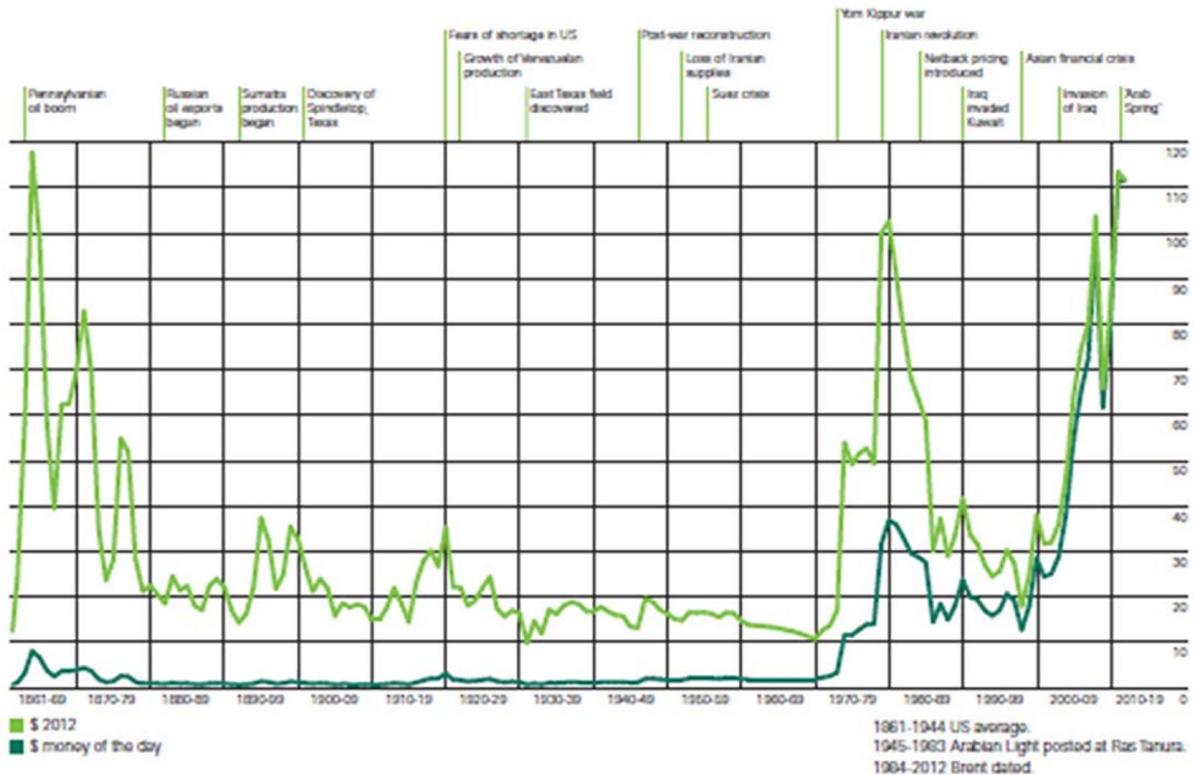


Figura 4.1: Evolución Histórica de los Precios del Petróleo (US\$/bbl, en precios corrientes y constantes a enero de 2012)

Fuente: BP Statistical Review, June 2013

Las Tablas 4.1 y 4.2 a continuación incluyen los costos de combustibles y de transporte que se utilizaron en [3].

Año	Precio del Crudo de Petróleo y sus derivados			Gas Natural (USD por millón de Btu de 2011)		Carbón
	WTI por barril	Diesel	Bunker (por galón)	Gas Natural en RD JCC	Gas Natural en RD de fuente HH	Carbón en RD
2013	97.09	3.66	2.15	14.56	7.38	121.07
2014	97.61	3.54	2.09	14.64	7.25	121.26
2015	97.51	3.56	2.04	14.63	7.24	120.18
2016	100.74	3.62	2.04	15.11	7.71	121.26
2017	105.66	3.69	2.09	15.85	7.84	123.30
2018	108.37	3.76	2.14	16.26	8.11	125.38
2019	111.02	3.83	2.19	16.65	8.20	127.51
2020	113.42	3.88	2.24	17.01	8.29	129.69
2021	115.76	3.95	2.29	17.36	8.42	131.91
2022	118.14	4.04	2.33	17.72	8.65	134.18
2023	120.58	4.09	2.38		8.85	136.50
2024	123.08	4.15	2.43		8.97	138.87
2025	125.62	4.21	2.48		9.06	141.28
2026	128.22	4.26	2.53		9.21	143.75
2027	130.88	4.32	2.59		9.29	146.28
2028	133.59	4.37	2.64		9.42	148.85
2029	136.36	4.43	2.69		9.50	151.48
2030	139.19	4.48	2.75		9.60	154.17

Tabla 4.1 Proyección de precios de combustibles

Fuente: Referencia ([3])

	WTI (West Texas Intermediate) por barril	Residual Fuel Oil (por galón)	Bunker (por galón)	Gas Natural en RD JCC	Gas Natural en RD de fuente HH	Carbón en RD
Costo de Transporte	6.5 USD/bbl en promedio			5.2 USD/Mmbtu		25 USD/Tn
Explicación	Ajuste al precio del WTI más los costos de transporte a República Dominicana, el valor es promedio dado que refleja ajustes de transporte local estimados por ME en base a las distancias a puertos.			Refleja un costo de licuefacción equivalente a 2.00 USD/Mmbtu. 0.20 USD/Mmbtu de transporte y 1.80 USD/Mmbtu por efecto de la regasificación		Costo de transporte a los puertos de República Dominicana.

Tabla 4.2 Ajustes por transporte a los precios de los combustibles

Fuente: ([3])

Los recientes descubrimientos de abundantes reservas de gas de esquisto en los Estados Unidos ([4]) han ocasionado una aguda caída en los precios internacionales del carbón y del gas, por lo que tiene sentido basar la expansión

en estos energéticos. Adicionalmente se cuenta en la región con abundantes reservas de carbón (Colombia) y de gas (Trinidad y Tobago, Venezuela), a más de infraestructura de regasificación en la República Dominicana. Varios inversionistas privados se han mostrado interesados en el desarrollo del potencial eólico y solar de la República Dominicana. Nótese que ya hay 85 MW de plantas eólicas en funcionamiento y se proyectan 180 MW adicionales para los próximos 3 años. La primera planta con energía solar (47 MW) debe incorporarse en 2015. El país puede contar entonces a futuro con una oferta diversa de energía basada en energéticos con menores costos que los combustibles líquidos actualmente preponderantes en la generación, lo que debería llevar a una disminución de los precios spot y, en consecuencia, también de los precios de los contratos futuros de largo plazo que toman como referencia el precio spot.

Las Tablas 4.3 a 4.6 a continuación incluyen los escenarios seleccionados de común acuerdo con la CNE para el presente estudio. El escenario 1 es el Base, también considerado como tal por Mercados Energéticos. El escenario 1.a incluye en 2018 una reconversión a Gas Natural de los 300 MW de las plantas CESP1, 2 y 3, respectivamente. El escenario 2 enfatiza la presencia de recursos renovables y el 3 la del gas natural.

ESCENARIO I (Base)						
Año de	Diesel	Carbón	Gas Natural	Hidro	Eólica	Solar
Operación	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Jan-14						
Jan-15						47
Jan-16			108		130	
Jan-17					50	
Jan-18		770				
Jan-19		285				
Jan-20						50
Jan-21						108
Jan-22		428				
Jan-23		143				
Jan-24						

Tabla 4.3: Escenario Base

Fuente: Referencia ([3])

ESCENARIO I.a (Base + Reconversión a Gas Natural)						
Año de	Diesel	Carbón	Gas Natural	Hidro	Eólica	Solar
Operación	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Jan-14						
Jan-15						47
Jan-16			108		130	
Jan-17					50	
Jan-18		770	300			
Jan-19		285				
Jan-20						50
Jan-21						108
Jan-22		428				
Jan-23		143				
Jan-24						

Tabla 4.4: Escenario Reconversión a Gas

Fuente: Referencia ([3])

ESCENARIO II Recursos Renovables						
Año de	Diesel	Carbón	Gas Natural	Hidro	Eólica	Solar
Operación	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Jan-14						
Jan-15						47
Jan-16			108		130	
Jan-17					50	
Jan-18		770				
Jan-19		428		10	200	
Jan-20				87		50
Jan-21			143	104	270	108
Jan-22			143			100
Jan-23					310	
Jan-24					315	

Tabla 4.5: Escenario Recursos Renovables

Fuente: Referencia ([3])

ESCENARIO III: Gas Natural						
Año de	Diesel	Carbón	Gas Natural	Hidro	Eólica	Solar
Operación	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.	TotalCap.
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Jan-14						
Jan-15						47
Jan-16			108		130	
Jan-17					50	
Jan-18		770				
Jan-19						
Jan-20			285			50
Jan-21			143			108
Jan-22			143			
Jan-23						
Jan-24						

Tabla 4.6: Escenario Gas

Fuente: Referencia ([3])

5. Resultados para el Escenario I (Base)

Para la obtención de resultados, se asumió a futuro una distribución de los contratos entre los generadores similar a la actual. Se obtuvieron resultados para los modelos de mercado actual y centralizado. Adicionalmente, se hizo una sensibilidad que se consideró particularmente relevante, consistente en la suposición de eliminar las cotas mínimas y máximas actuales sobre los costos marginales. Esta hipótesis no tiene efecto sobre el modelo centralizado, pero sí sobre el modelo actual del mercado, como se observa en la Tabla 5.1 a continuación.

Año	Modelo Actual / Modelo Actual sin Cotas sobre CMg (RD\$/KWh)	Modelo Centralizado (RD\$/KWh)
2015	6.11	2.91
	3.95	
2016	6.14	2.97
	3.52	
2017	6.12	2.94
	4.06	
2018	6.39	3.64
	3.58	
2019	6.45	3.87
	3.37	
2020	6.31	3.76
	3.33	
2021	6.32	3.50
	3.31	
2022	6.40	3.73
	3.20	
2023	6.42	4.37
	3.11	
2024	6.40	4.22
	3.12	

Tabla 5.1: Resultados para Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

La información de la Tabla 5.1 se representa en la Figura 5.1 en forma gráfica.

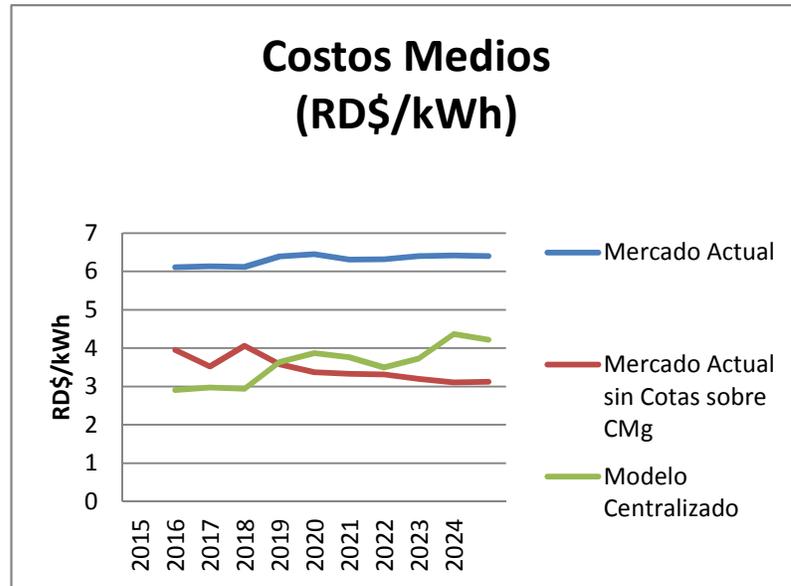


Figura 5.1: Costos Medios para Varios Modelos de Mercado-Escenario Base

Fuente: Elaboración Propia

Se observa que, con las actuales cotas sobre los costos marginales, los costos medios (una vez más, “proxys” de las tarifas de generación, que representan un 68% de la tarifa total) son bastante superiores para el modelo actual de mercado que para el modelo centralizado. Sin embargo, si se remueven dichas cotas, los costos medios del mercado actual bajan considerablemente y, a partir de 2019, se hacen inferiores a los correspondientes costos medios del mercado centralizado. El resultado final de las actuales cotas sobre el consumidor final es entonces elevar sus tarifas (o los subsidios, si aplican). Cabe anotar que el objetivo de los contratos es permitir a las dos partes (generador y distribuidor) manejar los riesgos del mercado spot. Este objetivo, sin embargo, se desvirtúa con el establecimiento de las cotas sobre los costos marginales que garantizan considerables rentas a los generadores. Nótese que la remuneración de los generadores que cotizan únicamente en el spot es de al menos 5,902.60 RD\$/MWh (cota mínima actual sobre los costos marginales), esto es, 136.48 US\$/MWh, calculados con la actual tasa de cambio. A esta cifra debe añadirse la correspondiente al precio de la potencia en el spot, 371 RD\$/kW-mes, equivalente a unos 12.50 US\$/MWh, bajo la suposición de un factor de planta de alrededor de 0.95. Es decir, la remuneración total de generadores sin contrato es al menos

igual a unos 150 US\$/MWh. Algo similar se observa para los demás escenarios, como se verá en las secciones 6, 7 y 8.

6. Resultados Preliminares para el Escenario I.a: Reconversión a Gas

Tabla 6.1: Resultados para Escenario Reconversión a Gas

Fuente: Elaboración propia

Año	Modelo Actual / Modelo Actual sin Cotas sobre CMg (RD\$/KWh)	Modelo Centralizado (RD\$/KWh)
2015	6.11	2.91
	3.95	
2016	6.14	2.97
	3.52	
2017	6.12	2.94
	4.06	
2018	6.32	3.64
	3.40	
2019	6.37	3.84
	3.29	
2020	6.36	3.76
	3.13	
2021	6.37	3.50
	3.08	
2022	6.48	3.73
	3.09	
2023	6.47	4.37
	3.06	
2024	6.42	4.22
	3.00	

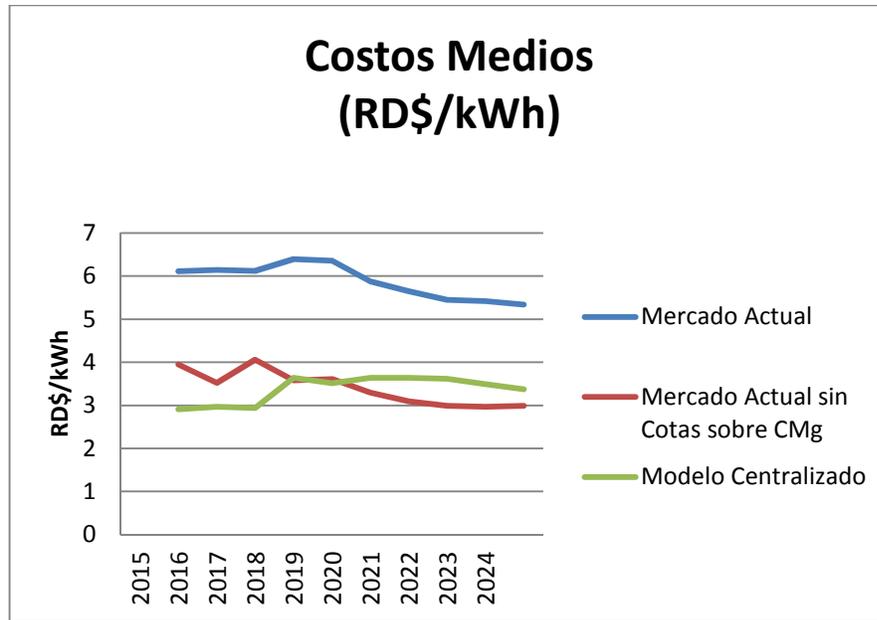


Figura 6.1: Costos Medios para Varios Modelos de Mercado-Escenario Reconversión a Gas

Fuente: Elaboración Propia

7. Resultados Preliminares para el Escenario II (Recursos Renovables)

Se incluyen en la Tabla 7.1 y, en forma gráfica, en la Figura 7.1, a continuación.

Año	Modelo Actual / Modelo Actual sin Cotas sobre CMg (RD\$/KWh)	Modelo Centralizado (RD\$/KWh)
2015	6.11	2.91
	3.95	
2016	6.14	2.97
	3.52	
2017	6.12	2.94
	4.06	
	6.39	

2018	3.58	3.64
2019	6.62	3.84
	3.46	
2020	6.38	3.76
	3.38	
2021	6.49	3.50
	3.64	
2022	6.50	3.73
	3.56	
2023	6.60	4.37
	3.81	
2024	6.68	4.22
	3.96	

Tabla 7.1: Resultados para Escenario Recursos Renovables

Fuente: Elaboración propia

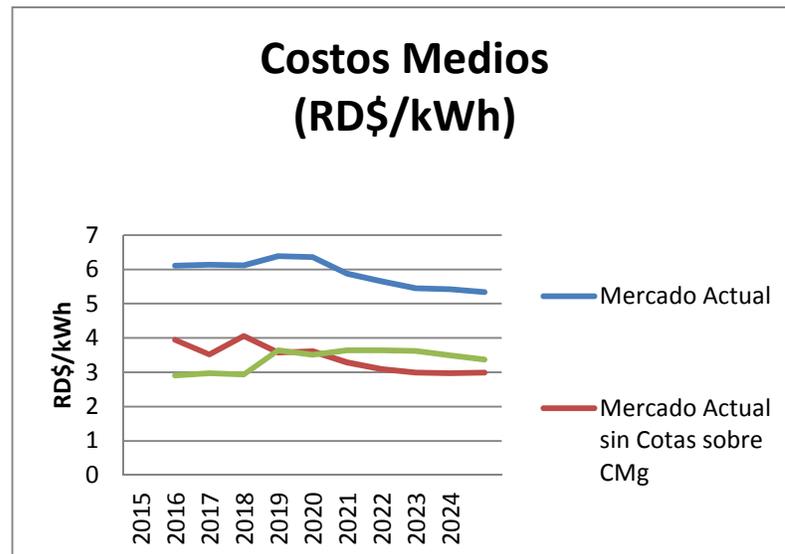


Figura 6.1: Costos Medios para Varios Modelos de Mercado-Escenario Recursos Renovables

Fuente: Elaboración Propia

8. Resultados Preliminares para el Escenario III (Gas)

Tabla 8.1: Resultados para Escenario Gas Natural

Fuente: Elaboración propia

Año	Modelo Actual / Modelo Actual sin Cotas sobre CMg (RD\$/KWh)	Modelo Centralizado (RD\$/KWh)
2015	6.11	2.91
	3.95	
2016	6.14	2.97
	3.52	
2017	6.12	2.94
	4.06	
2018	6.39	3.64
	3.58	
2019	6.36	3.51
	3.61	
2020	5.88	3.64
	3.29	
2021	5.65	3.64
	3.09	
2022	5.45	3.62
	2.99	
2023	5.42	3.49
	2.97	
2024	5.34	3.37
	2.99	

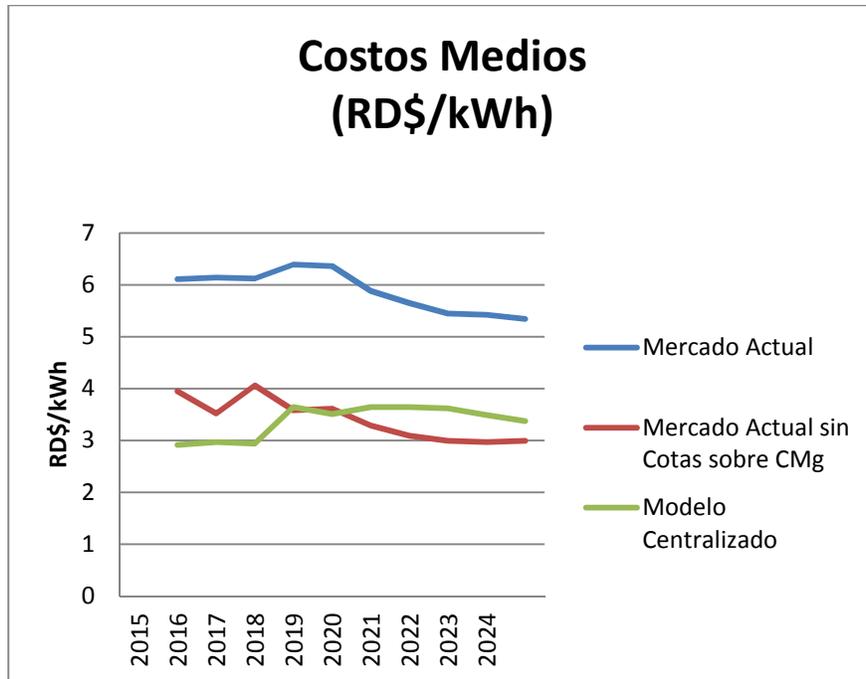


Figura 8.1: Costos Medios para Varios Modelos de Mercado-Escenario Gas Natural

Fuente: Elaboración Propia

9. Análisis Comparativo de los Escenarios

La Figura 9.1 permite hacer un análisis comparativo de los cuatro escenarios, bajo la suposición de que se eliminan los límites sobre los costos marginales. Se observa la conveniencia de la reconversión a gas. A largo plazo, el escenario con base en gas tiene el menor impacto sobre la tarifa final. El escenario con mayor impacto en los costos medios resulta ser el basado en recursos renovables.

La Figura 9.2 presenta los costos medios para los cuatro escenarios. Los resultados son similares a los del párrafo anterior: los menores son los del escenario gas y los mayores los del escenario de recursos renovables. Los costos medios del escenario base son muy cercanos a los del escenario de reconversión.

Un análisis de estos resultados debe tomar en cuenta, sin embargo, que avances tecnológicos permiten prever un considerable descenso en los precios a futuro de la generación renovable, como se aprecia para la tecnología eólica de generación en la Figura 9.3.

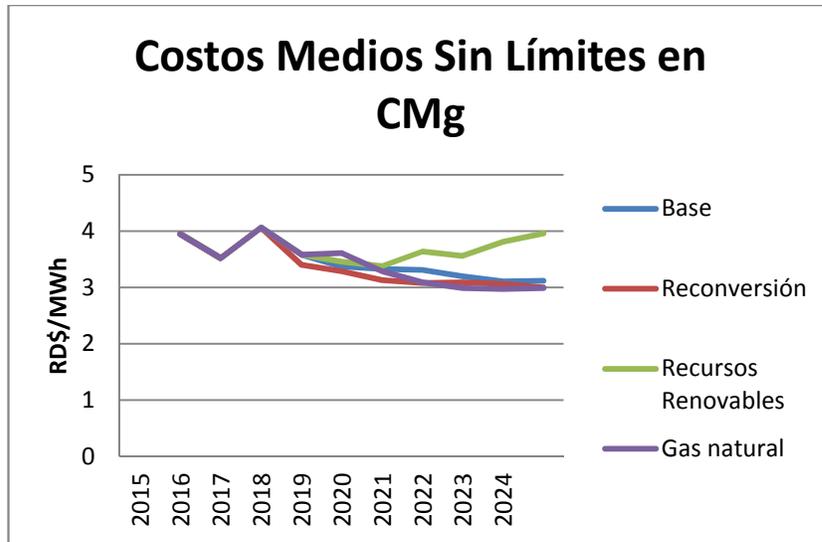


Figura 9.1: Costos Medios de los Escenarios, sin Límites sobre los Costos Marginales

Fuente: Elaboración Propia

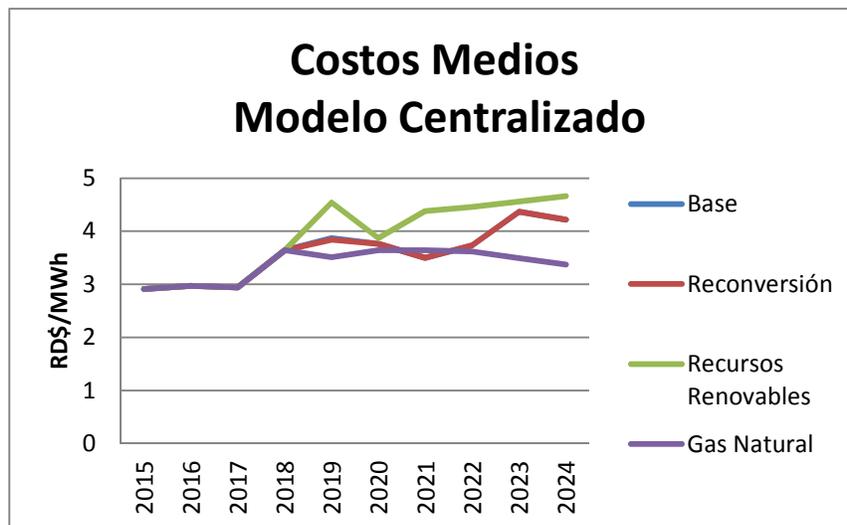


Figura 9.2: Costos Medios de los Escenarios, Modelo Centralizado

Fuente: Elaboración Propia

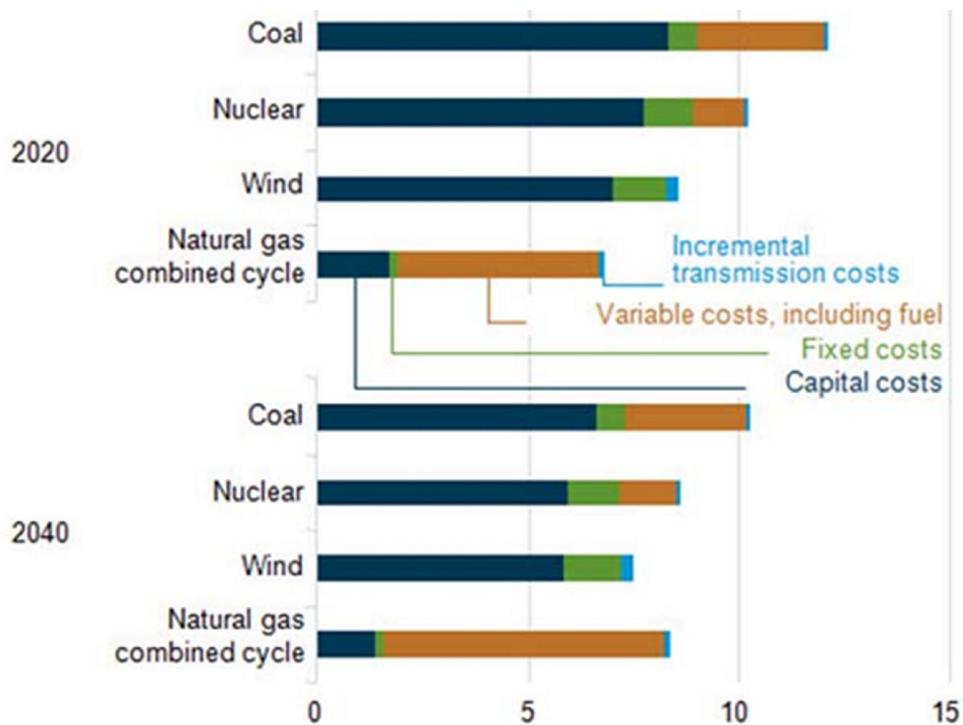


Figura 9.3: Evolución de Costos Nivelados de diferentes Tipos de Generación
Fuente: Annual Energy Outlook 2013, Administración de Información Energética, Departamento de Energía de Estados Unidos

10. Referencias

- [1] “Aspectos Regulatorios y Tarifarios – Caso República Dominicana”. OLADE. Enero 2013.
- [2] “Prospectiva de la Demanda de Energía de la República Dominicana 2010-2030”, Fundación Bariloche, Enero de 2014.
- [3] “Actualización del Plan Indicativo del Subsector Eléctrico de la República Dominicana”. Mercados Energéticos. Marzo de 2014.
- [4] “Welcome to the Revolution – Why Shale is the Next Shale” Edward L. Morse. Foreign Affairs. May/June 2014.