



ANALISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO PARA LA REPUBLICA DOMINICANA

Tercer Informe

Rafael Campo Ph.D.

23 de julio 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 |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital |

ANALISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO PARA LA REPUBLICA DOMINICANA

TERCER INFORME

Indice

| | Página |
|---|--------|
| 1. Introducción | 1 |
| 2. Comparación de Costos Medios – Modelo Competitivo..... | 1 |
| 3. Costos Medios de Potencia – Modelo Competitivo..... | 4 |
| 4. Costos Medios de Energía – Modelo Competitivo | 6 |
| 5. Costos Fijos – Modelo Centralizado..... | 7 |
| 6. Costos Variables – Modelo Centralizado | 9 |
| 7. Análisis de Sensibilidad | 10 |
| 7.1 Sobre Costos Variables en el Modelo Centralizado..... | 10 |
| 7.2 Posible sobrepago a Generadores por Potencia | 12 |
| 7.3 Sensibilidad al WACC | 14 |
| 8. Efecto sobre las Tarifas..... | 18 |
| 9. Conclusiones..... | 18 |
| 10. Comentarios sobre el Modelo | 19 |
| 11. Referencias..... | 20 |
| Anexo 1: Escenarios de Planificación..... | 21 |

ANALISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO PARA LA REPUBLICA DOMINICANA

TERCER INFORME

1. Introducción

El presente Informe, de acuerdo con los Términos de Referencia incluye, en forma de tablas y gráficas, los resultados obtenidos para las principales variables del simulador, utilizado para los dos modelos de mercado analizados (Modelo 1, competitivo y Modelo 2, centralizado), que son relevantes en el establecimiento de la tarifa final. Algunos de los resultados presentados en este Informe ya habían sido reportados en Informes anteriores. Se incluyen de nuevo, sin embargo, para facilidad de lectura. Por la misma razón, el Anexo contiene los escenarios de expansión utilizados en el análisis.

Adicionalmente, se hace un análisis comparativo de resultados para los 4 escenarios considerados y para cada uno de los modelos de mercado simulados.

Se llevaron a cabo los análisis de sensibilidad que se consideró tienen mayor impacto sobre los resultados del modelo.

Se proporcionan las conclusiones del estudio y la interpretación tarifaria de los resultados obtenidos.

Por último, se hacen algunos comentarios y recomendaciones sobre mejoras al modelo de simulación utilizado.

2. Comparación de Costos Medios – Modelo Competitivo

Las Figuras 2.1a, 2.1.b, 2.1.c y 2.1.d, proporcionan para cada escenario la evolución de los costos medios en el Modelo competitivo cuando rigen las cotas utilizadas en [1] sobre los costos marginales mínimos y cuando no rigen. Como ya se había indicado en el Informe 1, se aprecia que los costos medios son sensiblemente inferiores cuando no se hacen cumplir cotas mínimas sobre los costos marginales.

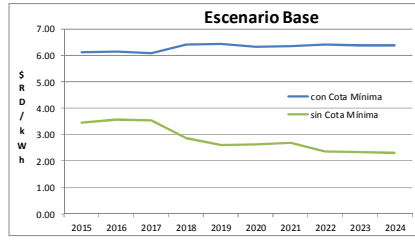


Figura 2.1.a: Escenario Base

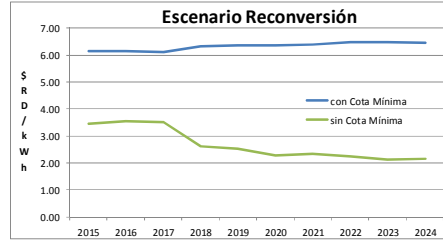


Figura 2.1.b: Escenario Reconversión

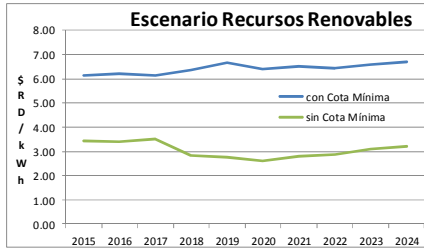


Figura 2.1.c: Escenario Rec. Renov.

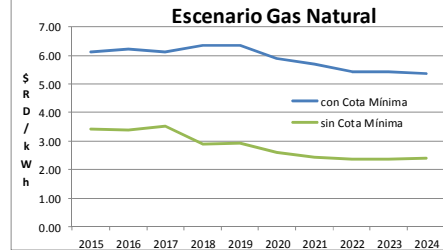


Fig.2.1.d Escenario Gas Natural

Al incluir en una sola gráfica los costos medios para los cuatro escenarios, se obtienen para cada los dos casos (con y sin cotas mínimas sobre los costos marginales) las gráficas 2.2 y 2.3.

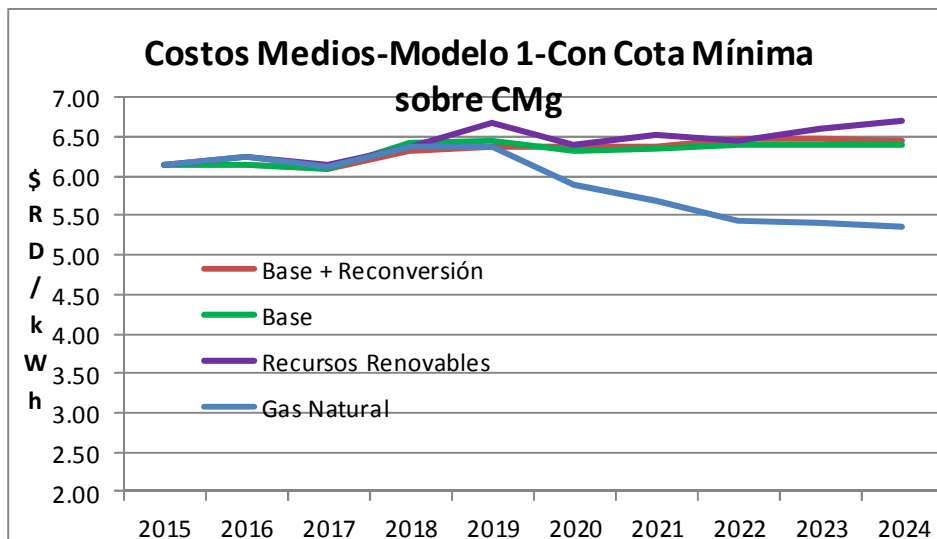


Figura 2.2: Costos Medios, Modelo Competitivo, con Cotas Mínimas sobre los Costos Marginales

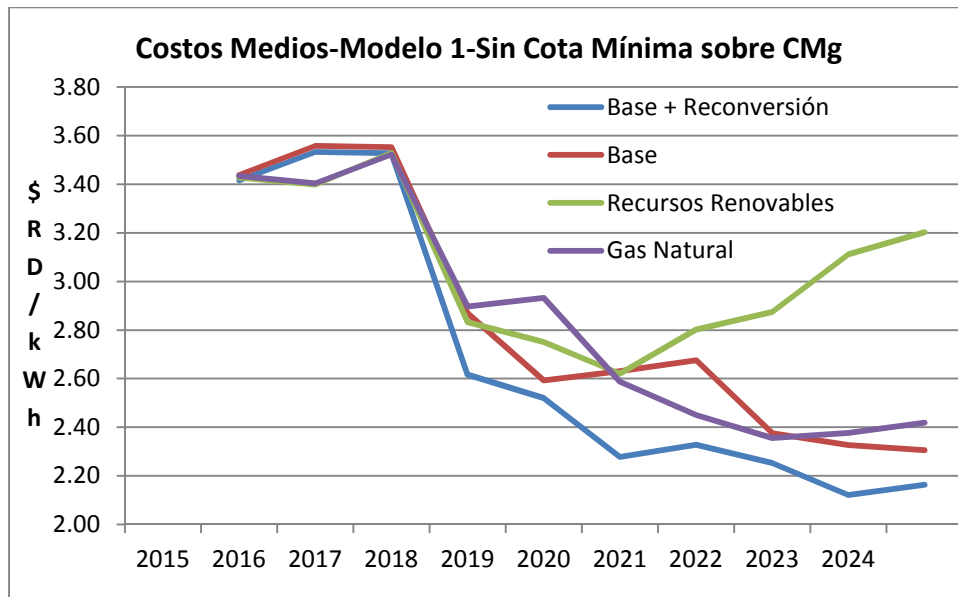


Figura 2.3: Costos Medios, Modelo Competitivo, sin Cotas Mínimas sobre los Costos Marginales

Por su parte, la Figura 2.4 permite apreciar para todos los escenarios los costos medios del Modelo Centralizado.

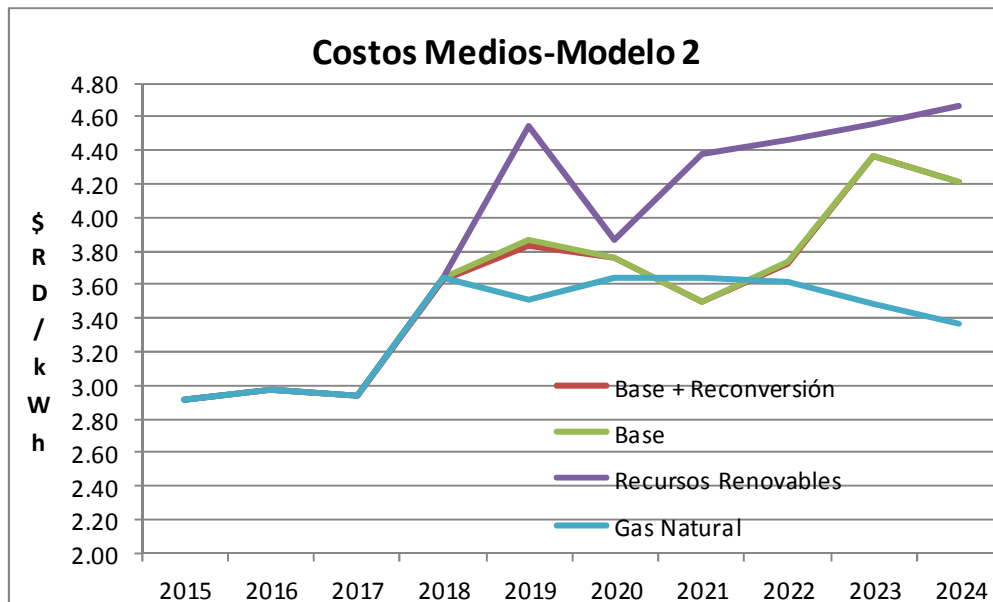


Figura 2.4: Costos Medios, Modelo Centralizado

En la situación ideal, el modelo de mercado produciría costos medios iguales a los del modelo centralizado, que corresponden a los mínimos obtenibles una vez se fija el

parque generador, ya que se despacha a mínimo costo. Es de esperarse, entonces, que los costos medios en el modelo competitivo superen a los costos medios en el modelo centralizado. (Esta suposición asume que los parámetros utilizados para la obtención de los resultados del Modelo Centralizado, en particular el WACC, “Weighted Average Cost of Capital”, son razonables, lo que ocurre en opinión del Consultor. Ver sección 7.3). Por esta razón, trabajaremos de ahora en adelante bajo la suposición de que existe una cota mínima sobre los costos marginales, suposición utilizada en el anterior Informe de OLADE ([1]).

La Figura 2.5 presenta, para cada escenario, la diferencia anual de los costos medios. Esta diferencia corresponde al sobre-costo producido por el modelo competitivo con relación al modelo centralizado y puede interpretarse como la suma de una prima de “seguro” que “exigen” los inversionistas en generación por los riesgos que toman por su participación en el mercado dominicano y rentas que están obteniendo por su participación en el mercado eléctrico de generación.

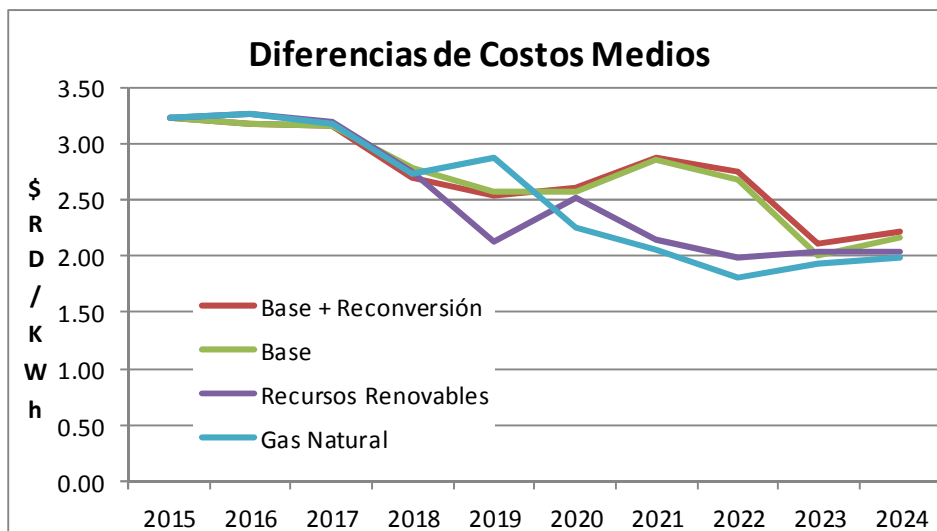


Figura 2.5: Diferencia de Costos Medios entre el Modelo Competitivo y el Modelo Centralizado

3. Costos Medios de Potencia – Modelo Competitivo

La Tabla 3.1 presenta la liquidación de los costos medios de potencia para los cuatro escenarios bajo estudio, en el Modelo 1, de mercado competitivo. La Figura 3.1 proporciona una representación gráfica de la misma información.

| Costos Medios de Potencia Modelo Competitivo (RD\$/kWh) | | | | |
|---|--------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 0.91 | 0.91 | 0.91 | 0.91 |
| 2016 | 0.91 | 0.91 | 0.91 | 0.91 |
| 2017 | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.90 |
| 2018 | 1.08 | 1.08 | 1.08 | 1.08 |
| 2019 | 1.11 | 1.11 | 1.20 | 1.04 |
| 2020 | 1.08 | 1.08 | 1.10 | 1.01 |
| 2021 | 1.03 | 1.03 | 1.18 | 0.98 |
| 2022 | 1.09 | 1.09 | 1.17 | 0.95 |
| 2023 | 1.08 | 1.08 | 1.20 | 0.91 |
| 2024 | 1.04 | 1.04 | 1.22 | 0.88 |

Tabla 3.1: Costos Medios de Potencia Modelo Competitivo

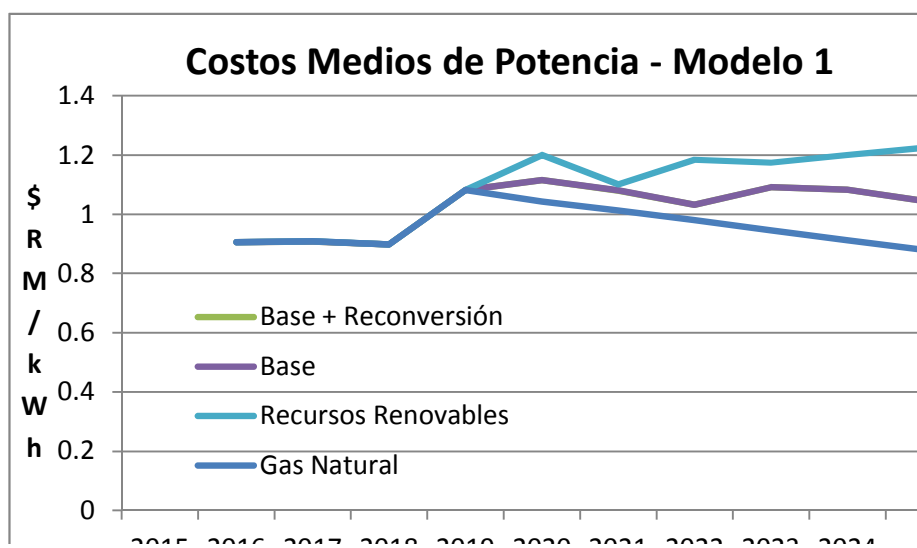


Figura 3.1: Costos Medios de Potencia – Modelo Competitivo

Se observa que los mayores costos medios de potencia corresponden al escenario de Recursos Renovables y los menores al escenario de gas natural. Este resultado se explica por el mayor costo (US\$/kW) que en la actualidad presentan los proyectos de generación basados en recursos renovables, sobre los tradicionales que usan como combustible al gas natural. Por otra parte, los valores que se obtienen para el costo medio de potencia oscilan alrededor de 1 RD\$/kWh que, con la tasa de cambio

asumida, corresponden a 23 US\$/MWh. Esta cifra es superior a la observada en países como Colombia para el cargo por confiabilidad, que compensa la potencia que proporciona confiabilidad al sistema de potencia y que se encuentra en alrededor de 14 US\$/MWh. Se observa que el costo de la potencia en el mercado spot es de 371.40 RD\$/kW-mes, que con la disponibilidad asumida de 0.90 para las plantas de generación remuneradas, corresponde aproximadamente a 0.60 RD\$/kWh. Por otra parte, el precio promedio de los contratos de potencia es de unos 9 US\$/kW-mes que, con la misma suposición sobre la disponibilidad de las unidades de generación y la tasa asumida de cambio de 43.25 RD\$/US\$, equivale también, aproximadamente, a 0.60 RD\$/kWh. El hecho de que el programa simulador reporte un valor cerca del doble de esta cantidad parece indicar que sobre-compensa a los generadores, esto es, que a la potencia que tiene contratos se le paga por estos contratos y, adicionalmente, se le paga el precio spot. En la sección 7 se hace una sensibilidad para tomar en cuenta esta observación.

4. Costos Medios de Energía – Modelo Competitivo

La Tabla 4.1 presenta la liquidación de costos medios de energía para los cuatro escenarios y el Modelo 1, de mercado competitivo. La misma información aparece en forma gráfica en la Figura 4.1.

| Costos Medios de Energía - Modelo Competitivo (RD\$/kWh) | | | | |
|--|---------------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Base + Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 5.23 | 5.23 | 5.22 | 5.22 |
| 2016 | 5.24 | 5.23 | 5.32 | 5.32 |
| 2017 | 5.20 | 5.20 | 5.23 | 5.22 |
| 2018 | 5.25 | 5.34 | 5.30 | 5.28 |
| 2019 | 5.25 | 5.27 | 5.44 | 5.33 |
| 2020 | 5.54 | 5.50 | 5.54 | 4.88 |
| 2021 | 5.34 | 5.32 | 5.33 | 4.70 |
| 2022 | 5.38 | 5.31 | 5.27 | 4.49 |
| 2023 | 5.39 | 5.30 | 5.40 | 4.50 |
| 2024 | 5.40 | 5.34 | 5.48 | 4.47 |

Tabla 4.1: Costos Medios de Energía – Modelo Competitivo

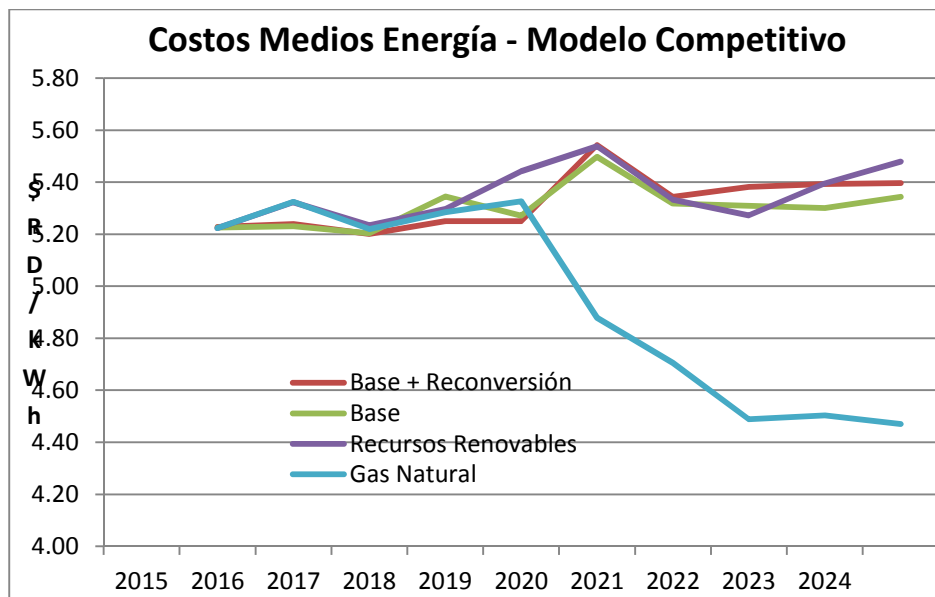


Figura 4.1: Costos Medios de Energía – Modelo Competitivo

Se observa que los menores costos medios de energía se obtienen con el escenario de Gas Natural y no con el de Recursos Renovables, como sería de esperarse. Esto se debe a los precios de los contratos de energía que requieren los inversionistas en este tipo de generación. Este hecho impide obtener el beneficio completo de una expansión de generación con base predominantemente en recursos renovables.

Por otra parte, los costos medios de energía varían entre 4.4 y 5.5 RD\$/kWh, con una media de alrededor de 5 RD\$/kWh que corresponde a unos 115.60 US\$/MWh. Es un precio no muy distante del que se obtiene en otros países de la región (Centroamérica y el Caribe), con generación mayormente térmica. De hecho, alcanza valores inferiores gracias a la utilización del gas natural (en lugar de combustibles líquidos derivados del petróleo) para parte importante del parque térmico.

5. Costos Fijos – Modelo Centralizado

La Tabla 5.1 incluye los costos fijos medios para los escenarios analizados y para el Modelo 2, centralizado. La Figura 5.1 presenta la misma información en forma gráfica.

| Costos Fijos Medios - Modelo Centralizado (RD\$/kWh) | | | | |
|--|--------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 2.91 | 2.91 | 2.91 | 2.91 |
| 2016 | 2.96 | 2.96 | 2.96 | 2.96 |
| 2017 | 2.93 | 2.93 | 2.93 | 2.93 |
| 2018 | 3.63 | 3.63 | 3.63 | 3.63 |
| 2019 | 3.84 | 3.84 | 4.52 | 3.50 |
| 2020 | 3.91 | 3.91 | 4.02 | 3.64 |
| 2021 | 3.50 | 3.50 | 4.37 | 3.63 |
| 2022 | 3.73 | 3.73 | 4.46 | 3.62 |
| 2023 | 4.37 | 4.37 | 4.56 | 3.49 |
| 2024 | 4.22 | 4.22 | 4.66 | 3.37 |

Tabla 5.1: Costos Medios Fijos – Modelo Centralizado

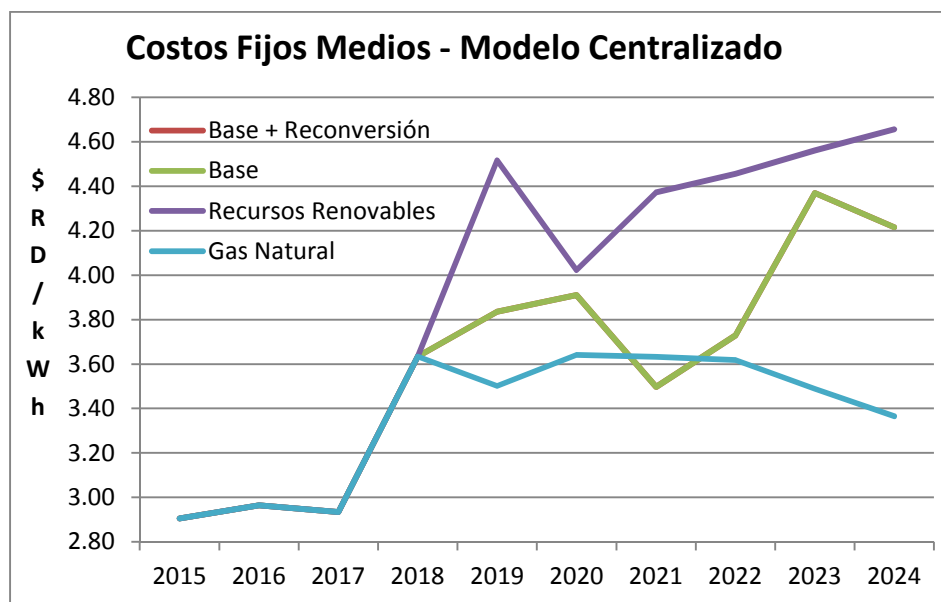


Figura 5.1: Costos Medios Fijos – Modelo Centralizado

El escenario con los mayores costos fijos es el basado en Recursos Renovables, en tanto que el que presenta los menores valores es el de gas. Esto se debe al mayor costo unitario (US\$/kW) que en la actualidad tiene la generación basada en recursos renovables, aunada a su relativamente bajo factor de planta. El

escenario con los menores costos fijos es el de gas, debido a los relativamente bajos costos unitarios de generación basada en esta tecnología.

6. Costos Variables – Modelo Centralizado

En la Tabla 6.1 y en la Figura 6.1 pueden apreciarse los costos variables medios para todos los escenarios estudiados, en el Modelo centralizado.

| Costos Variables Medios (\$RD/kWh) | | | | |
|------------------------------------|--------------|--------|---------------------|-------------|
| AÑO | Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 0.0044 | 0.0044 | 0.0044 | 0.0044 |
| 2016 | 0.0044 | 0.0044 | 0.0044 | 0.0044 |
| 2017 | 0.0045 | 0.0045 | 0.0044 | 0.0045 |
| 2018 | 0.0017 | 0.0031 | 0.0031 | 0.0031 |
| 2019 | 0.0016 | 0.0028 | 0.0026 | 0.0032 |
| 2020 | 0.0018 | 0.0031 | 0.0029 | 0.0029 |
| 2021 | 0.0017 | 0.0029 | 0.0026 | 0.0030 |
| 2022 | 0.0016 | 0.0027 | 0.0026 | 0.0031 |
| 2023 | 0.0016 | 0.0027 | 0.0025 | 0.0032 |
| 2024 | 0.0016 | 0.0027 | 0.0024 | 0.0033 |

Tabla 6.1: Costos Medios Variables – Modelo Centralizado

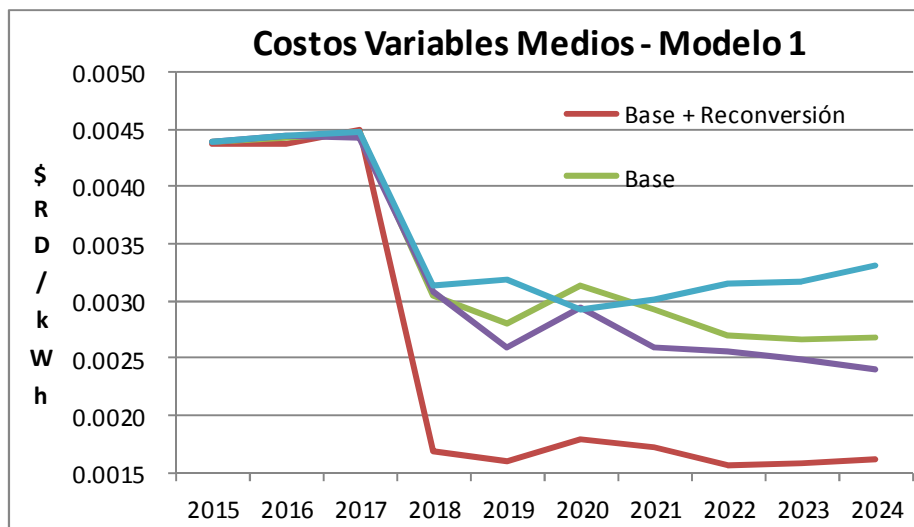


Figura 6.1: Costos Variables Medios – Modelo Centralizado

Se observa que estos valores son considerablemente inferiores a los precios medios de energía del modelo competitivo (Figura 4.1). Efectivamente, estos valores son inferiores a los costos marginales de despacho aún bajo la suposición de que las cotas mínimas sobre estas cantidades son iguales a cero. Es decir, que estos costos no incluyen los costos de combustibles consumidos en el despacho, lo que hace dudar de que sean correctos.

Por esta razón se optó hacer la sensibilidad 7.1, detallada en la Sección 7.1 a continuación.

7. Análisis de Sensibilidad

7.1 Sobre Costos Variables en el Modelo Centralizado

Dado que los valores reportados por el simulador para costos medios variables ni siquiera compensan los costos de los combustibles utilizados en el despacho, se hizo una sensibilidad, reemplazando los costos variables reportados por el simulador para el Modelo 2, por los costos medios de energía, bajo la hipótesis de que no se establecen cotas mínimas sobre los costos marginales. Los costos marginales así obtenidos deben ser cercanos a los costos variables de un despacho centralizado de mínimo costo.

Los resultados obtenidos se consignan en la Figura 7.1, a continuación.

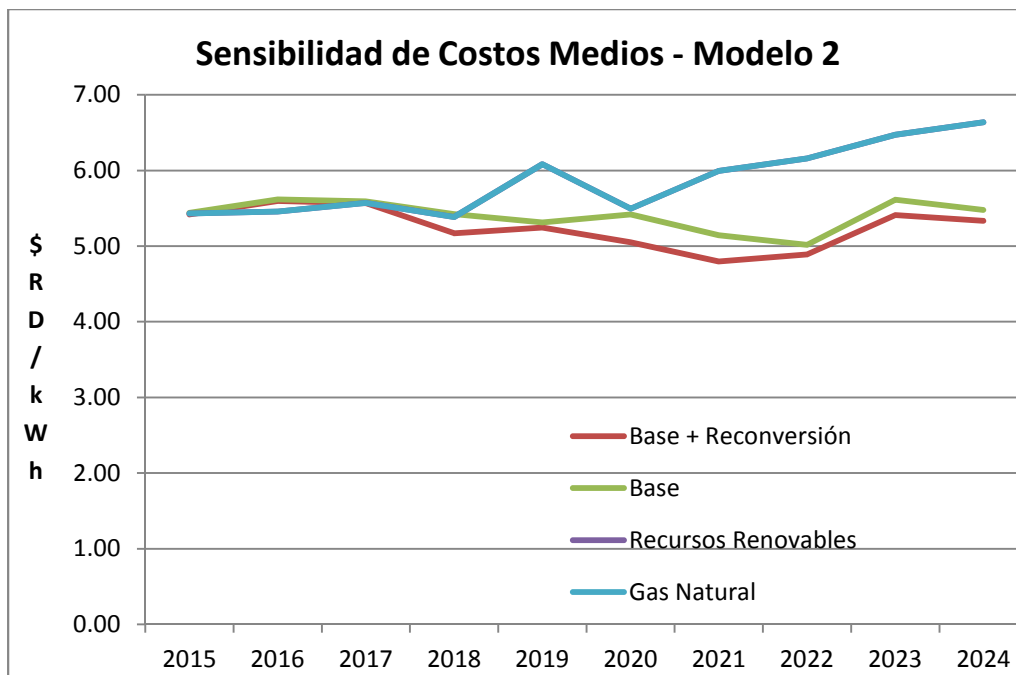


Figura 7.1: Sensibilidad de Costos Medios – Modelo 2

En este caso las diferencias entre los costos medios del Modelo competitivo y el modelo centralizado se reducen considerablemente, como se observa en la Figura 7.2.

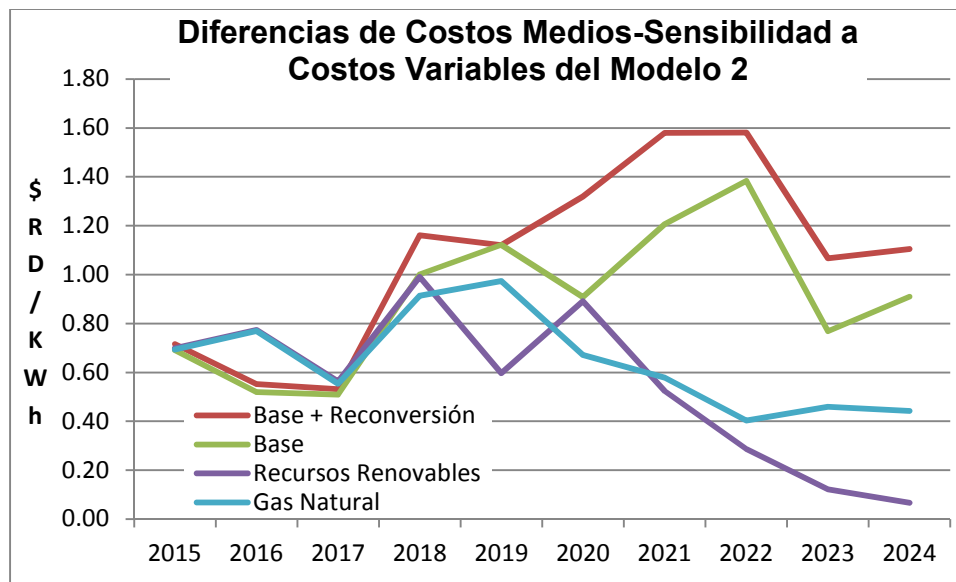


Figura 7.2: Diferencias de Costos Medios - Sensibilidad a Costos Variables del Modelo 2

7.2 Posible sobrepago a Generadores por Potencia

Se observó en la sección 3 que el simulador utilizado parece compensar doblemente por potencia a los generadores que ya la remuneran en contratos de suministro. Si suponemos que toda la potencia se vende en el mercado spot, suposición avalada por la proximidad de los precios de los contratos por potencia y los precios spot del mismo servicio, se obtiene para costos medios de potencia del Modelo Competitivo los resultados indicados en la Tabla 7.1 y, en forma gráfica, en la Figura 7.3.

| Costos Medios de Potencia - Sensibilidad | | | | |
|--|--------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 0.60 | 0.60 | 0.60 | 0.60 |
| 2016 | 0.59 | 0.59 | 0.62 | 0.62 |
| 2017 | 0.59 | 0.59 | 0.59 | 0.59 |
| 2018 | 0.56 | 0.56 | 0.56 | 0.56 |
| 2019 | 0.54 | 0.54 | 0.59 | 0.54 |
| 2020 | 0.54 | 0.54 | 0.56 | 0.53 |
| 2021 | 0.51 | 0.51 | 0.64 | 0.52 |
| 2022 | 0.49 | 0.50 | 0.62 | 0.50 |
| 2023 | 0.47 | 0.48 | 0.67 | 0.48 |
| 2024 | 0.46 | 0.46 | 0.71 | 0.46 |

Tabla 7.1: Sensibilidad de Costos Medios de Potencia – Modelo 1

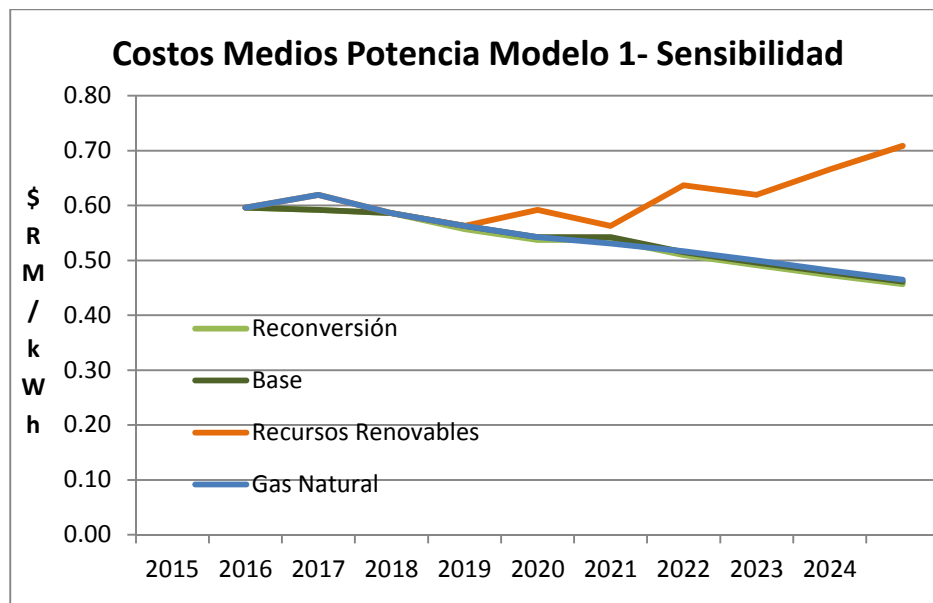


Figura 7.3: Sensibilidad de Costos Medios de Potencia – Modelo 1

Se observa que en este caso los costos medios son similares para todos los escenarios, como era de esperarse. Son, sin embargo, un tanto mayores para el escenario de recursos renovables. La razón se desprende del hecho de que, en este caso, se requiere mayor potencia para servir la misma energía, por el relativo bajo factor de planta de este tipo de generación (por ejemplo, alrededor de 0.20 para plantas eólicas). El simulador parece entonces remunerar la potencia instalada aun cuando su factor de planta sea inferior a 0.90.

Cuando se hacen los ajustes indicados, se obtienen los costos medios que se indican a continuación, en la Tabla 7.2 y en la figura 7.4.

| Costos Medios Totales - Sensibilidad a Costos Medios de Potencia | | | | |
|--|--------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 5.82 | 5.82 | 5.82 | 5.82 |
| 2016 | 5.83 | 5.82 | 5.92 | 5.92 |
| 2017 | 5.79 | 5.79 | 5.82 | 5.80 |
| 2018 | 5.81 | 5.90 | 5.85 | 5.84 |
| 2019 | 5.79 | 5.86 | 6.10 | 5.79 |
| 2020 | 5.83 | 5.78 | 5.84 | 5.35 |
| 2021 | 5.85 | 5.83 | 5.99 | 5.16 |
| 2022 | 5.87 | 5.80 | 5.85 | 4.84 |
| 2023 | 5.87 | 5.77 | 5.99 | 4.81 |
| 2024 | 5.85 | 5.80 | 6.12 | 4.76 |

Tabla 7.2: Sensibilidad de Costos Medios de Potencia – Modelo 1

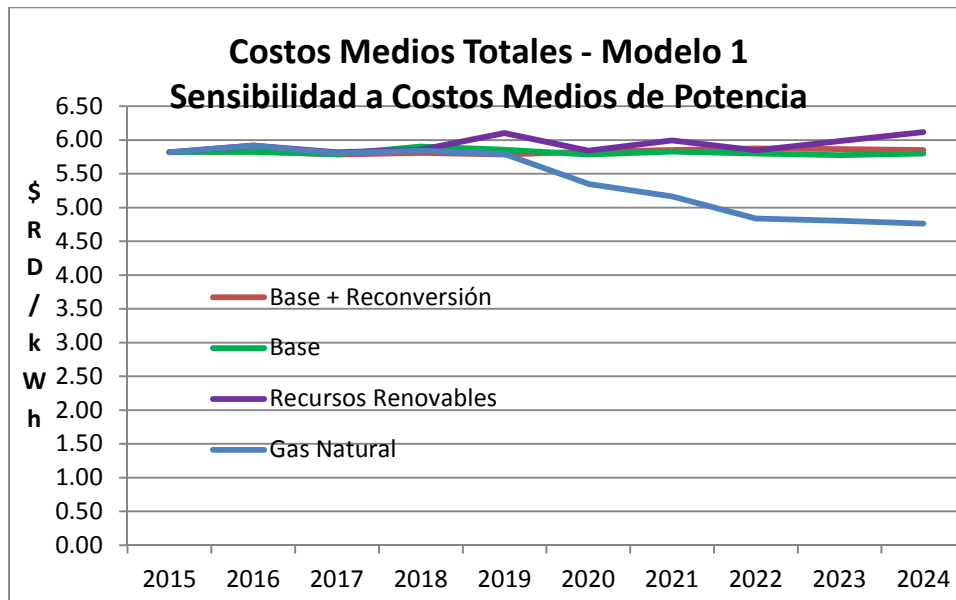


Figura 7.4: Sensibilidad de Costos Medios de Potencia – Modelo 1

Se observa que, con respecto a los incluidos en la Figura 2.2, los costos medios de los diferentes escenarios disminuyen en aproximadamente 0.6 RD\$/kWh. Por supuesto, guardan el mismo orden relativo.

7.3 Sensibilidad al WACC

Uno de los parámetros utilizados por el simulador es el WACC (Weighted Average Cost of Capital), que se define a continuación, para una firma que se financia simultáneamente con “equity” y con deuda:

$$\text{WACC} = (1 - \lambda) K + \lambda (1 - t) i \quad (7.1)$$

En donde:

“(1 – λ)” es el peso dentro del WACC del “equity”;

“K” es el costo del “equity”;

“λ” es el peso de la deuda;

“i” es el costo de la deuda, libre de impuestos;

“t” es la tasa marginal de impuestos corporativos;

Por su parte, K puede calcularse como:

$$K = r(f) + \beta (r(m) - r(f)) \quad (7.2)$$

En donde

“r(f)” es la tasa de interés sin riesgo;

“r(m)” es la tasa de interés del mercado;

“β” es la medida del riesgo asociado a la industria correspondiente, con relación al mercado;

La referencia [5] proporciona los valores a enero de 2014 del WACC y de varios parámetros utilizados en la obtención del WACC, para algunas industrias relacionadas con el sector eléctrico en los Estados Unidos. Los parámetros relevantes se incluyen en la Tabla 7.3 a continuación.

| Industria/Parámetros | Beta | Equity | Deuda | Impuestos | WACC | λ | 1- λ | WACC RD |
|----------------------|------|--------|-------|-----------|------|------|------|---------|
| Power | 0.68 | 6.43 | 4.54 | 16.03 | 5.23 | 0.26 | 0.74 | 13.32 |
| Elec Equip | 1.14 | 8.75 | 7.04 | 7.49 | 8.48 | 0.64 | 0.36 | 17.69 |
| Eng & Construc | 1.2 | 9.04 | 5.54 | 14.86 | 8.24 | 0.62 | 0.38 | 16.86 |

Tabla 7.3: Cálculo del WACC

La última columna de la Tabla 7.3 incluye el WACC de las mismas industrias en la República Dominicana. Se calcula a partir del WACC de las industrias correspondientes en Estados Unidos, sumando a los valores de **K** e **i** en la ecuación (7.1) el riesgo país de la República Dominicana, que puede estimarse en un 10%. Este procedimiento está justificado en [4], en donde se indica, por ejemplo, que el riesgo país de Panamá es un 9%. La calificación de Fitch para Panamá es BB, en tanto que para la República Dominicana es B. (Referencia [6]). Por esta razón hemos supuesto para la República Dominicana un riesgo país superior al de Panamá, conservadoramente un 10%.

Cabe anotar que el Informe previo de OLADE ([1]) utilizó para el WACC un valor de 17.22, en línea con los de la última columna de la Tabla 7.3, aunque un tanto superior al correspondiente a la industria de potencia (“Power”), igual a 13.32. Por esta razón se optó por llevar a cabo una sensibilidad con relación al WACC, reemplazando el valor 17.22 por 13.32. Los resultados obtenidos se presentan en forma gráfica en las Tablas 7.4 y 7.5 y en Figuras 7.5 y 7.6, a continuación.

| Costos Medios modelo 2 Sensibilidad al WACC | | | | |
|---|------------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Base + Reversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 4.86 | 4.88 | 4.87 | 4.88 |
| 2016 | 5.03 | 5.05 | 4.89 | 4.89 |
| 2017 | 5.00 | 5.02 | 5.00 | 4.99 |
| 2018 | 4.47 | 4.73 | 4.69 | 4.76 |
| 2019 | 4.52 | 4.58 | 5.21 | 4.73 |
| 2020 | 4.34 | 4.70 | 4.75 | 4.53 |
| 2021 | 4.13 | 4.47 | 5.16 | 4.41 |
| 2022 | 4.18 | 4.31 | 5.31 | 4.34 |
| 2023 | 4.71 | 4.91 | 5.60 | 4.29 |
| 2024 | 4.66 | 4.80 | 5.76 | 4.27 |

Tabla 7.4: Costos Medios Modelo 2 – Sensibilidad al WACC

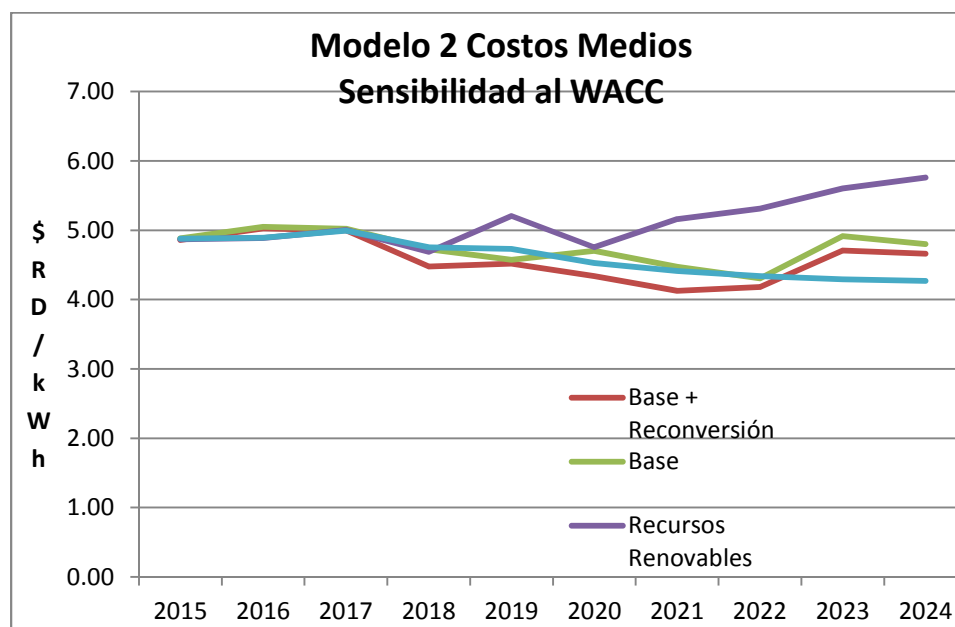


Figura 7.5: Costos Medios del Modelo Centralizado – Sensibilidad al WACC

| Diferencias de Costos Medios-Sensibilidad al WACC | | | | |
|---|---------------------|------|---------------------|-------------|
| AÑO | Base + Reconversión | Base | Recursos Renovables | Gas Natural |
| 2015 | 0.72 | 0.69 | 0.70 | 0.69 |
| 2016 | 0.55 | 0.52 | 0.77 | 0.77 |
| 2017 | 0.53 | 0.51 | 0.56 | 0.55 |
| 2018 | 1.16 | 1.00 | 0.99 | 0.91 |
| 2019 | 1.12 | 1.12 | 0.60 | 0.97 |
| 2020 | 1.32 | 0.91 | 0.89 | 0.67 |
| 2021 | 1.58 | 1.21 | 0.52 | 0.58 |
| 2022 | 1.58 | 1.38 | 0.29 | 0.40 |
| 2023 | 1.07 | 0.77 | 0.12 | 0.46 |
| 2024 | 1.10 | 0.91 | 0.07 | 0.44 |

Figura 7.5: Diferencias de Costos Medios– Sensibilidad al WACC

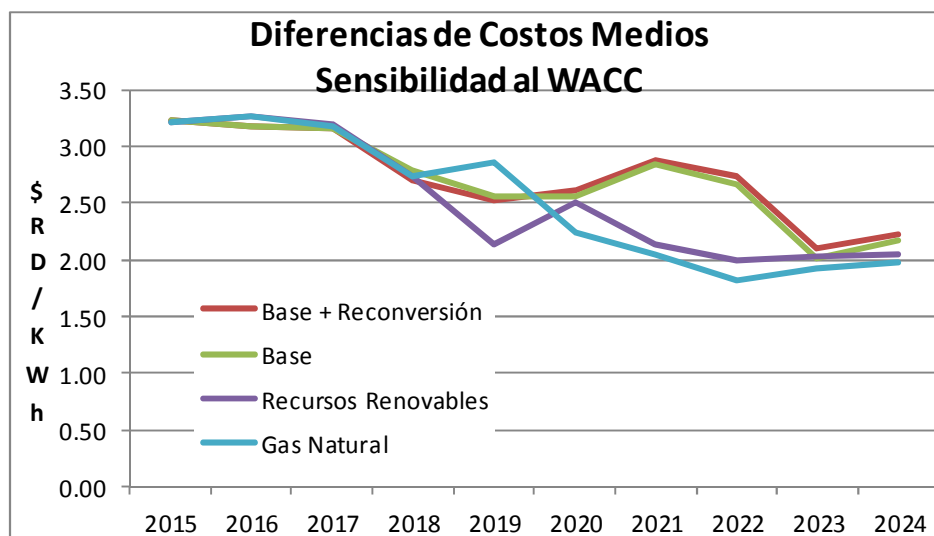


Figura 7.6: Diferencias de Costos Medios de los Modelos 1 y 2 – Sensibilidad al WACC

Como era de esperarse, cuando se reduce el WACC bajan los costos medios del modelo centralizado, ya que en este caso disminuyen los costos fijos, porque baja la ganancia de los generadores. Por la misma razón, se incrementan las diferencias entre los costos medios de los modelos competitivo y centralizado.

8. Efecto sobre las Tarifas

Los sobre-costos que presenta el modelo competitivo con relación al modelo centralizado, inciden en mayores tarifas y mayores desembolsos de subsidios por parte del Estado. Estos sobre-costos dependen del escenario de expansión que se utilice y del año que se considere. (Ver Figuras 2.5 y 7.2).

Si se toman como referenciales los resultados producidos por el simulador, el sobre costo converge a un valor cercano a 2.2 RD\$/kWh, aproximadamente un 40% de la Tarifa ([1]). Con la tasa de cambio que se asumió en el estudio, este valor corresponde a 50.87 US\$/MWh, a todas luces excesivo.

Sin embargo, si se asume correcta la sensibilidad que se hizo a costos variables del modelo centralizado (7.1), el valor anterior se reduce a 0.80 RD\$/kWh (18.50 US\$/MWh), un 16% de la tarifa.

Por otra parte, con base en los resultados de la sensibilidad 7.2, las diferencias promedias serían 1.6 RD\$/kWh, esto es, 37 US\$/MWh, un 32% de la tarifa, valor alto.

Por último, si se suponen correctos los valores derivados de ambas sensibilidades (7.1 y 7.2), la diferencia se reduce a 0.2 RD\$/MWh, 4.6 US\$/MWh, un 4% de la tarifa, valor aceptable.

Como una referencia se remarca que en muchos mercados eléctricos, incluido el de California, se llama la atención del Regulador cuando los precios observados para el mercado spot superan en 5% los correspondientes a un despacho de mínimo costo.

9. Conclusiones

Con base en los resultados obtenidos, se observa que el escenario de Gas Natural presenta a futuro los menores costos medios para los modelos competitivo y centralizado y, en consecuencia, que tiene los menores impactos sobre la tarifa.

Es muy probable, sin embargo, que no se obtengan todos los beneficios en el escenario de Recursos Renovables debido a su alto costo actual (US\$/kW) y a su bajo factor de potencia (inferior a 30% para plantas eólicas, por ejemplo). Se espera que a futuro ambos parámetros mejoren, por el alto grado de interés en estas tecnologías, que deriva en inversiones cuantiosas en investigación y desarrollo. Efectivamente, como se observa en el la Figura 1, reproducida del Primer Informe, el Departamento de Energía de los Estados Unidos espera que hacia 2040 los costos medios de proyectos de generación eólica sean inferiores a los correspondientes de gas natural.

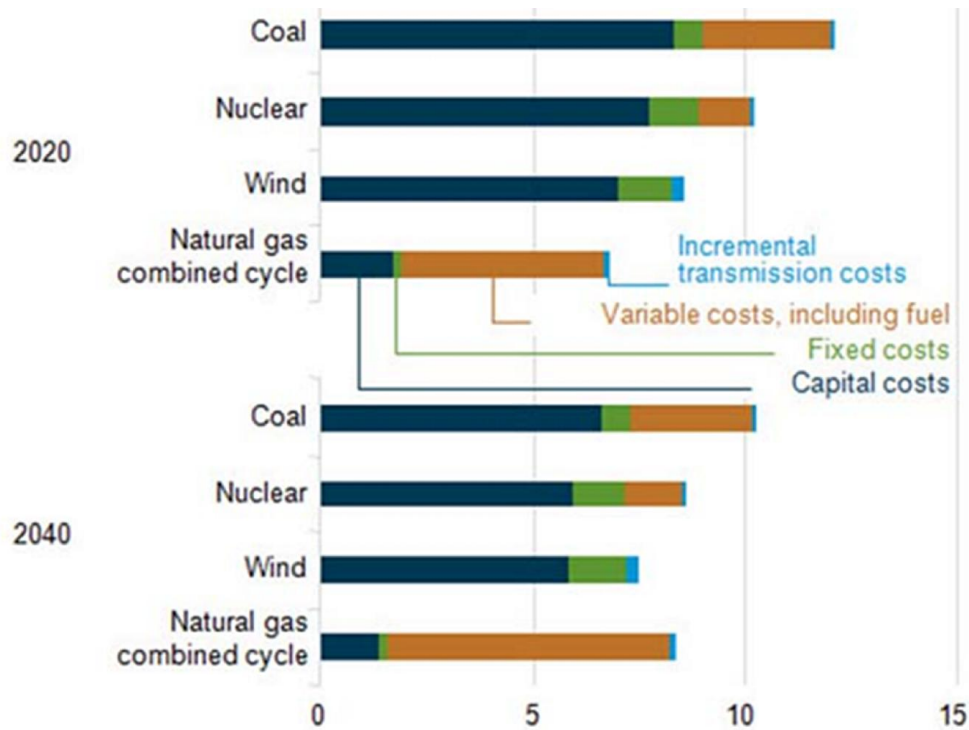


Figura 9.1: Evolución de Costos Medios de diferentes Tipos de Generación
Fuente: Annual Energy Outlook 2013, Administración de Información Energética, Departamento de Energía de Estados Unidos

10. Comentarios sobre el Modelo

El simulador utilizado proporciona información valiosa para comparar el impacto sobre la tarifa de diferentes escenarios de expansión y el “sobre costo” que representa utilizar un modelo de mercado competitivo con relación a un modelo centralizado. Esta última cantidad tiene particular interés para el Regulador. Note, sin embargo, que los supuestos de un modelo centralizado rara vez se cumplen. Por ejemplo, asumen un conocimiento perfecto sobre los parámetros del parque de generación y una operación a mínimo costo, que la práctica ha demostrado es la excepción en empresas públicas, sin los estímulos proporcionados por la competencia. Cabe anotar que este tópico ha sido (y es) sujeto de debates, que exceden el alcance del presente trabajo.

Tal como se anotó en el Informe, los resultados del simulador requieren verificación, en lo relativo a costos variables del modelo centralizado y costos de potencia en el modelo competitivo. Cabe anotar que el Consultor que elaboró este informe no tuvo acceso al código fuente. Tampoco parecen existir manuales del modelo.

El modelo de despacho utilizado por el simulador es bastante simplificado. Una opción que daría mayor precisión a los resultados del simulador, es la de poder introducirle el despacho calculado para un escenario de expansión de generación dado por un modelo que proporcione mayor precisión, por ejemplo, el programa SDDP. Lo anterior sería particularmente útil para sistemas con alta participación hidroeléctrica, que incluya proyectos con regulación estacional, anual o aún multianual, lo que es el caso de varios de los países miembros de OLADE.

11. 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] “International Capital Structure and the Cost of Capital”. M. Barn, M. Lo, T. Tao, L. Tien, R. Wang of WWW. www.sfu.ca/~jacruz/teaching/.../Bus%20418%20-%20Team%205.pdf
- [5] “Corporate WACC for several industries in the US”. A. Damodaran of NYU Stern School of Business. Jan 2014. <http://www.damodaran.com>
- [6] “Informe Riesgo País II Trimestre 2014” – Consejo Monetario Centroamericano.

Anexo 1: Escenarios de Planificación

La Tabla A.1 corresponde al Escenario Base, que incluye la reconversión a Gas Natural de los 300 MW de las plantas CESPM1, CESPM2 y CESPM3, respectivamente.

| 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 A.1: Escenario Base

Fuente: Referencia ([3]) y CNE

Se incluye a continuación en la Tabla A.2 el escenario base alternativo (Escenario 1.a).

| 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 A.2: Escenario Reconversión a Gas
Fuente: Referencia ([3]) y CNE

Se presenta a continuación en la Tabla A.3 El escenario de Recursos Renovables

| 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 A.3: Escenario Recursos Renovables
Fuente: Referencia ([3]) y CNE

El escenario de Gas Natural se incluye en la Tabla A.4.

| 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 A.4: Escenario Gas Natural
Fuente: Referencia ([3])