

## Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano

Costs analysis of electric generation from renewable sources in the Colombian electricity system

Maximiliano Bueno López\*

Luis Carlos Rodríguez Sarmiento\*\*

*Universidad De La Salle (Colombia)*

Patricia Jisette Rodríguez Sánchez\*\*\*

*Universidad Militar Nueva Granada (Colombia)*

---

\* PhD. en Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Director del programa de Ingeniería en Automatización, Universidad de La Salle, Facultad de Ingeniería, Bogotá, Colombia. Miembro del grupo de investigación AVARC. [mbueno@lasalle.edu.co](mailto:mbueno@lasalle.edu.co).

\*\* Ingeniero Electricista, Universidad de La Salle, Facultad de Ingeniería, Bogotá, Colombia. Miembro del grupo de investigación CALPOSALLE. [[luiscarlosrs20@hotmail.com](mailto:luiscarlosrs20@hotmail.com)].

\*\*\*Maestría en Economía, Universidad Autónoma Metropolitana, México. Docente de la Universidad Militar Nueva Granada, Facultad de Estudios a Distancia, Programa Administración de Empresas. Bogotá, Colombia. Miembro del grupo de investigación PROPIO de la UMNG. [patricia.rodriguez@unimilitar.edu.co](mailto:patricia.rodriguez@unimilitar.edu.co).

**Correspondencia:** Maximiliano Bueno López, Cra. 2 No. 10-70 Piso 7 Bloque C, Bogotá, Colombia. Teléfono: (571) 353 53 60 Ext. 2522/23.

## Resumen

En este trabajo se realiza un análisis financiero mediante el modelo de costo total, con el fin de valorar el impacto económico que implica la integración de energías renovables en el sistema eléctrico colombiano, teniendo en cuenta que su infraestructura actual se basa en el recurso hídrico. El alto potencial del país para la implementación de energías renovables, específicamente la eólica y biomasa, explica la necesidad de proponer diferentes escenarios de generación eléctrica y realizar un análisis a los costos de capital, fijos, variables y externos teniendo en cuenta la experiencia y, por ende, la curva de aprendizaje. Se alcanzan conclusiones acerca de la viabilidad para la implementación de nuevas tecnologías para el futuro energético del país.

**Palabras clave:** Análisis de costos, curva de aprendizaje, fuentes de energías renovables, sistema eléctrico colombiano.

## Abstract

In this paper a cost analysis by means the Total Cost Model is performed, in order to valuate the economic impact involved in the integration of renewable energies in the Colombian electric system, considering that its infrastructure is based on the water resource. The high potential of the country to implement renewable energy, particularly wind and biomass, explains the need to propose different scenarios for electricity generation and makes analysis of their capital, fixed, variable and external costs taking into account the experience (learning curve). Conclusions about the feasibility of implementing new technologies for the energy future of the country are reached.

**Keywords:** Colombian electricity system, cost analysis, learning curve, renewable energy sources.

*Fecha de recepción:* 2 de marzo de 2015  
*Fecha de aceptación:* 1 de junio de 2016

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años los países desarrollados y líderes en la implementación de sistemas de generación de energías renovables han creado la reglamentación y regulación necesaria para modificar la matriz de generación actual en la búsqueda de un reemplazo de fuentes convencionales de energía [1], [2], [3]. Sin embargo, aún debe recorrerse un amplio trecho para que la carrera “verde” tome fuerza y se pueda implementar en países que están en búsqueda de una solución energética, como es el caso de Colombia [1], [4], [5].

En el marco de la Ley 1715 de 2014 de Colombia, aprobada el 13 de mayo de 2014, se genera oportunidad para el desarrollo de la gestión eficiente de energía, la generación distribuida, el uso de fuentes no convencionales de energía en zonas aisladas y la respuesta a la demanda, entre otros.

Según estudios y proyectos que evalúan las condiciones y escenarios para el uso de energías renovables, Colombia es privilegiada por el alto potencial para generar energía eléctrica mediante fuentes renovables [4], [5], [6], [7], [8]; sin embargo, los altos costos han dificultado dicho proceso [2].

Por lo anterior, en este trabajo se evalúa la posibilidad de construir proyectos con fuentes no convencionales desde un análisis técnico y económico, con el fin de encontrar la opción con mayor viabilidad de este tipo de tecnologías. La estructura de este trabajo plantea la metodología para realizar el análisis comparativo entre los diferentes sistemas generadores de energía. Se exponen los resultados obtenidos aplicando el modelo matemático propuesto y por último se presentan conclusiones de los análisis.

## METODOLOGÍA

La propuesta parte de un análisis económico sobre la base del modelo del Costo Total desarrollado por Jamin *et al.* [9] considerando dos razones principales. En primera instancia, permite su aplicación en todo tipo de central de generación de energía eléctrica, sea renovable o convencional, lo cual facilita la comparación entre los diferentes sistemas generadores de energía; en segunda, los datos necesarios para el funcionamiento del sistema son accesibles, lo cual garantiza confiabilidad para replicar el modelo.

Dicho modelo usa el método de evaluación económica de procesos de *Costo Total* aplicado a un sistema de energía renovable particular y se define como la suma de los costos de capital, fijos, variables y externos. Los costos de capital se entienden como la inversión realizada en un sistema, considerada como una variable independiente; los costos fijos son aquellos que no varían con la capacidad del proceso o sistema; a su vez, los costos variables son aquellos que sí cambian; y los costos externos son los asociados a la generación de electricidad, los cuales incluyen todos los daños incurridos en relación con la salud y el medio ambiente [9].

Entonces, el *Costo Total* se puede expresar como se muestra en la ecuación (1):

$$\text{Costo Total} = \text{CC} + \text{CF} + \text{CV} + \text{CE} \quad (1)$$

Donde CC, CF, CV y CE son los costos de capital, fijos, variables y los externos, respectivamente, sobre la base de la estructura de costos del modelo energético desarrollado.

Los costos individuales de la ecuación (1) se expresan como:

$$\text{CC} = \sum_{t=1}^{N_t} \frac{1}{(1+d)^t} \text{KC}_t I_t \quad (2)$$

$$\text{CC} = \sum_{t=1}^{N_t} \frac{1}{(1+d)^t} \text{KF}_t C_t \quad (3)$$

$$\text{CC} = \sum_{t=1}^{N_t} \frac{1}{(1+d)^t} \text{PF}_t \rho C_t \tau \text{Com} v_t \quad (4)$$

$$\text{CC} = \sum_{t=1}^{N_t} \frac{1}{(1+d)^t} \text{PC}_t \text{RC}_t \quad (5)$$

La ecuación (2) establece que el costo de capital de un sistema de energía renovable durante la vida útil es igual al producto del costo unitario de capital  $\text{KC}_t$  (\$ / MW) y la capacidad instalada  $I_t$  (MW) en el año  $t$ -ésimo, donde  $d$  representa la tasa de descuento del valor del dinero, en el tiempo.

La ecuación (3) describe el costo fijo como el producto de costo unitario fijo  $KF_t$  (\$ / MW) y la capacidad acumulativa  $C_t$  (MW); se plantea el costo unitario fijo como el costo de operación y mantenimiento.

En la ecuación (4), el costo variable es el costo del combustible adquirido para operar el sistema de energía renovable, el cual es cero con excepción de la energía de biomasa;  $PF_t$  (\$ / Tep) representa el precio del combustible, es la relación de conversión de pies a MWh que es igual a 4,55 suponiendo un 39 % de eficiencia de conversión térmica eléctrica, y es el costo variable de operación y mantenimiento, que corresponden a los mantenimientos correctivos y costos de operación no programados (factor que no es considerado en el modelo inicial y se propone como aporte de este trabajo). El factor de capacidad representa la fracción de salida real (MWh) durante la producción máxima que puede obtenerse en un período de tiempo.

A diferencia de las plantas de energía convencionales que utilizan combustibles fósiles, los factores de capacidad de los sistemas de energía renovables son bajos debido a sus disponibilidades dinámicas, las cuales deben ser tomadas en cuenta [9].

El término “disponibilidad dinámica” es definido en la Resolución 073 de la CREG y hace referencia a la cantidad de recursos que posee una empresa generadora para inyectar a la red en un tiempo determinado.

Por último, la ecuación (5) presenta el modelo de costos externos como el producto del precio del carbono  $PC_t$  (\$ / tonelada) y el volumen de las emisiones de  $CO_2$  durante la vida útil del sistema, que se puede estimar multiplicando la tasa de emisión  $R$  (Ton / MW) con la capacidad acumulativa  $C_t$ .

Es importante considerar que mientras el volumen de dióxido de carbono emitido desde los sistemas de energía renovables durante la vida útil puede ser bajo, el volumen emitido por las centrales de carbón usado para respaldar sus indisponibilidades dinámicas puede ser significativamente elevado.

El término “indisponibilidad dinámica” es definido en la Resolución 073 de la CREG y hace referencia al número de horas que una unidad de generación se encuentra fuera de servicio.

Al sustituir los factores de costo de las ecuaciones (2) a (5) en la ecuación (1) se puede evaluar el costo total de un sistema de energía renovable particular durante un período de tiempo. El modelo propuesto no refleja las perspectivas de los costos en el futuro, ya que los parámetros de costos, tales como  $KF_t$  y  $KC_t$ , se presentan como constantes tomadas de los datos disponibles en la actualidad, al no disponer de series de tiempo que proporcionen información suficiente. Adicionalmente, todo modelo económico debe considerar la incertidumbre en las condiciones futuras de las variables externas como  $PF_t$  y el  $PC_t$  [9].

### La curva de aprendizaje en el modelo

Dentro del modelo de *Costo Total* planteado es importante incorporar el concepto de *curva de aprendizaje* con el fin de describir la mejora de la productividad del sistema de energía renovable debido a mayores experiencias [10]. Es así como este concepto permite explicar la reducción de costos como resultado de aprendizaje mediante la práctica (*learning by doing*), es decir, explica la mejora en el rendimiento a medida que se expande la capacidad o producción [11], [12]. Estudios empíricos de sistemas de energía renovable permiten identificar efectos de mejora en la capacidad acumulada (curva de aprendizaje) entre 5 y 18 % en turbinas eólicas.

La ecuación (6) representa el *Costo Total* de un sistema de energía renovable ajustado después de aplicar el término de curva de aprendizaje:

$$CT = \sum_{t=1}^{N_t} \left[ \frac{1}{(1+d)^t} \left\{ \left( \frac{C_t}{C_o} \right)^\alpha (KC_t I_t + KF_t C_t) + C_t (PF_t \rho \tau \text{Com}v_t + PC_t R\tau) \right\} \right] \quad (6)$$

Donde  $C_o$  es la capacidad inicial en el año base y la reducción de costos debido a los efectos de la curva de aprendizaje. Por su parte,  $\alpha$  depende del sistema de energía renovable de interés y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{\ln\left(1 - \frac{\beta}{100}\right)}{\ln 2} \quad (7)$$

donde  $\beta$  representa la tasa de aprendizaje, o de forma equivalente, el porcentaje de reducción de los costos para cada duplicación de la capacidad acumulativa.

Al tener en cuenta que los costos de combustible y externos son irrelevantes, en la experiencia solo se considerarán los costos de inversión y fijos en el efecto de la curva de aprendizaje. La tasa de emisión se asume invariable a lo largo del período estudiado.

### **Datos e información base del modelo**

El modelo propuesto tiene como objetivo evaluar económicamente la viabilidad de diferentes fuentes de generación de energías renovables en Colombia; para ello se analizan los costos totales aproximados de implementar cada tipo de tecnología, teniendo en cuenta la propuesta de la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (UPME) en el Plan de Expansión Generación-Transmisión 2010-2024 [10].

Para dicho análisis se plantean tres posibles escenarios que consideran las energías más utilizadas en Colombia, incluyendo la energía eólica, biomasa, hidráulica y térmica a carbón. Es importante mencionar que no se incluyeron otros tipos de energías renovables, como la solar, debido a los limitados datos e información sobre el tema para ser incluidos dentro del estudio.

Los tres escenarios comprenden: 1. Generación eléctrica teniendo en cuenta las proyecciones de capacidad instalada de acuerdo al Plan de Expansión gubernamental; 2. Generación incentivando la implementación de energías renovables, específicamente eólica y biomasa; y 3. Incentivar la generación de la energía eólica.

Las tablas 1, 2 y 3 presentan los datos y supuestos de energías renovables usados en el planteamiento del modelo de *Costo Total*. Debido a la dificultad de hallar datos disponibles para Colombia se usaron datos internacionales que se ajustaran a las condiciones del país y permitieran obtener resultados preliminares, los cuales originan conclusiones y recomendaciones para ajustar la matriz de generación energética en el país.

**Tabla 1.** Datos y supuestos del modelo

Descripción de supuestos	Datos
Vida Útil del modelo	20 años
Tasa de descuento	5 %
Precio del carbono	6 (USD/t CO <sub>2</sub> )
Capacidad acumulada C <sub>0</sub>	Año base 2012
Capacidad Acumulada total para cada escenario en el año	16.325,7 MW

**Fuente:** elaboración propia con base en [13] y [14].

**Tabla 2.** Costos y datos por tipo de energía seleccionada

Descripción	Energía			
	Eólica	Biomasa	Hidráulica	Térmica a carbón
Costo Unitario de Capital (USD/MW)	2.213.000	8.180.000	1.800.000	917.000
Costo Unitario Fijo (USD/MW)	72.720	127.187,28	1.454,40	26.179,20
Costo O&M Variable (USD/MW)	10	17,49	0,2	3,6
Tasa de aprendizaje (%)	7	5	5	3
Factor de Capacidad	0.25	0.95	0.95	0.87
Tasa de Emisión (t CO <sub>2</sub> /MW)	144	793	234	1965
Co (MW)	19,5	57	9.185	2.122

**Fuente:** elaboración propia con base en [9], [15], [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23].

**Tabla 3.** Precios de combustible biomasa y energía térmica<sup>1</sup>

AÑO	Bagazo de caña (USD/t)	Térmica a carbón (USD/t)
2012	11,20	71,86
2013	11,15	71,60
2014	11,20	71,60
2015	11,20	70,93

<sup>1</sup> El precio del combustible en la ecuación (4) y (6) se expresa en \$, por lo tanto es necesario tener en cuenta que 1 Tep es igual a 1,435 toneladas de carbón mineral y 2,356 toneladas de bagazo.

AÑO	Bagazo de caña (USD/t)	Térmica a carbón (USD/t)
2016	11,20	70,37
2017	11,30	70,37
2018	11,30	70,37
2019	11,50	70,37
2020	11,70	70,71
2021	11,70	71,00
2022	11,75	71,00
2023	11,75	71,00
2024	11,75	71,00
2025	11,80	71,00
2026	11,80	71,00
2027	11,80	71,20
2028	11,90	71,20
2029	12,00	71,40
2030	12,05	71,40
2031	12,20	71,40

Fuente: elaboración propia con base en [19] y [24].

### Construcción de escenarios

Como se mencionó en la tabla 1, la capacidad acumulada de las cuatro energías al final de los 20 años (desde 2012 hasta 2031) será de 16.325,7 MW para los tres escenarios, esto con el fin de que cualquiera supla la misma demanda.

La tabla 4 presenta las proyecciones de capacidad acumulada de las diferentes energías en los tres escenarios año a año.

Para el escenario 1 se consideraron las proyecciones de capacidad instalada realizadas en el plan de expansión de 2010 [9], tomando como referencia los datos de aumento de capacidad acumulada a partir de 2012. El plan de expansión muestra la capacidad acumulada de cogeneración de biomasa constante en 57 MW, sin embargo, se asume un incremento de 20 MW en los 20 años del estudio para el escenario 1 y 3, lo cual permite observar la variación que tiene este incremento en los costos totales.

En el escenario 1 se considera la generación térmica a carbón, la cual según el plan de expansión tendrá un incremento de 700 MW para el final del periodo de estudio, gracias a la construcción y puesta en marcha de proyectos considerados en la zona norte del país.

A partir de la capacidad acumulada (tabla 4) se puede establecer la capacidad instalada para cada escenario. La tabla 5 presenta los aumentos en la capacidad acumulada, específicamente cuando se construye una central e incrementa la oferta de energía. En el escenario 1 se observa el predominio de la generación de energía con hidroeléctricas, pues en comparación a los otros tipos de energías se prevé que la capacidad acumulada tenga un aumento del 58 % respecto a la de 2012 (tablas 4 y 5) [10], [23].

En el escenario 2 se proyecta la posibilidad de incentivar e implementar la utilización de energías renovables como la eólica y la biomasa; para esto se aumenta la capacidad acumulada de estas energías y no se invierte en las energías convencionales. Es así como en el escenario 1 de la tabla 5 se plantea instalaciones en energía hidráulicas en 2022 y 2027 por 2300 MW en total, pero en el escenario 2 y 3 no. De igual forma, se propone que la capacidad de energía térmica a carbón disminuya, por tanto no se fomenta en el escenario 2 la inversión realizada en el escenario 1 (700 MW en total), y adicionalmente se impulsa la desinstalación de 300 MW. La potencia que deja de obtenerse con la energía hidráulica (2300 MW) y con la térmica a carbón (1000 MW) se obtendría de la inversión en energía eólica y biomasa en la misma proporción, es decir, 1650 MW de cada una. En las tablas 4 y 5 se muestran los valores de capacidad acumulada para cada escenario y las proyecciones de instalación año a año.

**Tabla 4.** Capacidad acumulada en cada escenario por tipo de energía

AÑO	TIPO DE ENERGÍA (MW)								
	EÓLICA			BIOMASA		HIDRÁULICA		TÉRMICA CARBÓN	
ESCENARIO	1	2	3	1 y 3	2	1	2 y 3	1	2 y 3
2012	19,5	19,5	19,5	57	57	9185	9185	997	997
2013	19,5	19,5	19,5	57	57	9320,2	9320,2	997	997
2014	19,5	19,5	19,5	57	57	10600,2	10600,2	997	997

AÑO	TIPO DE ENERGÍA (MW)								
	EÓLICA			BIOMASA		HIDRÁULICA		TÉRMICA CARBÓN	
ESCENARIO	1	2	3	1 y 3	2	1	2 y 3	1	2 y 3
2015	19,5	19,5	19,5	57	57	11000,2	11000,2	997	997
2016	19,5	19,5	19,5	57	57	11000,2	11000,2	997	997
2017	51,5	51,5	51,5	57	57	11000,2	11000,2	997	997
2018	51,5	51,5	51,5	57	57	12200,2	12200,2	1147	997
2019	51,5	51,5	51,5	57	57	12200,2	12200,2	1147	997
2020	51,5	51,5	51,5	57	57	12200,2	12200,2	1147	997
2021	51,5	51,5	51,5	67	67	12200,2	12200,2	1447	997
2022	51,5	51,5	51,5	67	67	13500,2	12200,2	1447	997
2023	51,5	851,5	1651,5	67	1017	13500,2	12200,2	1447	997
2024	51,5	851,5	1651,5	67	1017	13500,2	12200,2	1447	997
2025	51,5	851,5	1651,5	67	1017	13500,2	12200,2	1447	997
2026	51,5	1001,5	1951,5	67	1517	13500,2	12200,2	1447	997
2027	51,5	1001,5	1951,5	67	1517	14500,2	12200,2	1697	697
2028	51,5	1501,5	2951,5	67	1717	14500,2	12200,2	1697	697
2029	51,5	1701,5	3351,5	67	1717	14500,2	12200,2	1697	697
2030	51,5	1701,5	3351,5	77	1727	14500,2	12200,2	1697	697
2031	51,5	1701,5	3351,5	77	1727	14500,2	12200,2	1697	697

Fuente: elaboración propia con base en [10] y [23].

El escenario 2 es una propuesta interesante y viable desde el punto de vista ecológico, debido a que la utilización de ambos tipos de energía alternativa ayuda a mitigar el impacto al ambiente, reduciendo el uso de energías convencionales. La reducción de emisiones (CO<sub>2</sub>) es el factor de mayor peso cuando se menciona la viabilidad de utilizar sistemas de generación basados en fuentes renovables.

**Tabla 5.** Incrementos en la capacidad instalada en cada escenario por tipo de energía

AÑO	TIPO DE ENERGÍA (MW)								
	EÓLICA			BIOMASA		HIDRÁULICA		TÉRMICA CARBÓN	
	1	2	3	1 y 3	2	1	2 y 3	1	2 y 3
2012									
2013						135,2	135,2		
2014						1280	1280		
2015						400	400		
2016									
2017	32	32	32						
2018						1200	1200	150	
2019									
2020									
2021				10	10			300	
2022						1300			
2023		800	1600		800				
2024									
2025									
2026		150	300		150				
2027						1000		250	
2028		500	1000		500				
2029		200	400		200				
2030				10	10				
2031									
Subtotal	32	1682	3332	20	1670	5315,2	3015,2	700	0

Fuente: elaboración propia con base en tabla 4.

En el escenario 3 se propone continuar impulsando el uso de energías alternativas, pero en este caso se priorizan los costos de capital y fijos invertidos. Teniendo en cuenta que el costo unitario de capital y el costo unitario fijo (costo de operación y mantenimiento) de la biomasa son más elevados que los de la energía eólica, dicho escenario incentiva el uso de esta última energía. Al igual que en el escenario 2, se desestimula la generación por

energía hidráulica y térmica de carbón, en 2300 MW y 1000 MW, respectivamente. Entonces, el escenario 3 plantea que dicha capacidad acumulada sea asignada a la energía eólica (tabla 4).

Como se puede apreciar en la tabla 5, la energía térmica no presenta cambio alguno en su capacidad instalada durante el periodo de estudio. El escenario 3 se proyecta como una opción altamente factible, e incluso más rentable que el 2, por la menor utilización de biomasa, teniendo la ventaja de conservar los beneficios ambientales.

## RESULTADOS Y ANÁLISIS

De acuerdo con la información del modelo, suministrada en la metodología de este artículo, se realizó el análisis de *Costo Total*, ecuación (6), para cada una de las energías propuestas: eólica, biomasa, hidráulica y térmica a carbón, considerando la experiencia obtenida en el tiempo, es decir, aplicando el concepto de Curva de Aprendizaje.

La tabla 6 relaciona los costos totales de capital, fijos, variables y externos, asociados a cada energía durante el periodo del modelo de 2012 al 2031. Se puede observar que debido a que en cada escenario aumenta progresivamente la capacidad acumulada, el costo de capital y fijo también aumentan a causa del incremento en el costo de inversión, de operación y mantenimiento proporcional a cada megavatio instalado.

El análisis de los costos de energía eólica en el escenario 1 permite identificar un costo variable bajo en comparación con el costo de capital y fijo; esto debido a que no usa ningún tipo de combustible y es una energía que proviene de una fuente natural libre de emisiones de CO<sub>2</sub>, aunque sí tenga en el proceso de construcción. La figura 1 muestra el comportamiento del *Costo Total* en cada escenario haciendo visible la diferencia entre cada tipo de energía. La energía hidráulica tiene un valor representativo en cada escenario, considerando que el mayor porcentaje de generación de energía eléctrica del país es obtenida por medio de esta fuente.

**Tabla 6.** Costos asociados en cada escenario por tipo de energía en el periodo 2012-2031

Tipo de Energía	Escenario	Costo Capital (USD)	Costo Fijo (USD)	Costo Variable (USD)	Costo Externo (USD)	Costo Total (USD)
Eólica	1	2,059,950	1,204,700	84	29,134	3,293,869
	2	96,420,200	12,599,100	1,272	439,443	109,460,015
	3	178,298,000	22,693,600	2,459	849,751	201,843,810
Biomasa	1	6,682,640	16,766,300	236,279	229,082	23,914,301
	2	440,850,000	163,888,000	2,960,990	2,818,780	610,517,770
	3	6,682,640	16,766,300	236,279	229,082	23,914,301
Hidráulica	1	322,527,000	92,486,100	1,817	13,431,360	428,446,277
	2	164,858,000	85,978,000	1,668	12,327,680	263,165,348
	3	164,858,000	85,978,000	1,668	12,327,680	263,165,348
Térmica a Carbón	1	76,435,900	31,247,700	2,656,950	12,095,000	122,435,550
	2	0	21,387,500	1,747,420	7,960,980	31,095,900
	3	0	21,387,500	1,747,420	7,960,980	31,095,900

Fuente: elaboración propia.

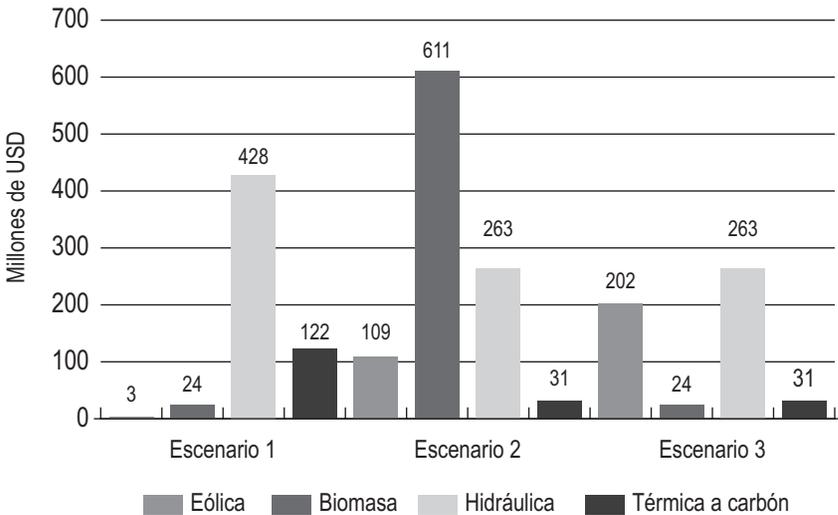
En el escenario 1 el *Costo Total* de la energía eólica no varía ampliamente al final del periodo, porque la capacidad acumulada no implica un aumento considerable; contrario a los escenarios 2 y 3, donde el *Costo Total* se incrementa en proporción al alto aumento en la capacidad acumulada (figura 1 y tabla 6).

En relación con la energía de biomasa se resalta que los costos en los escenarios 1 y 3 son iguales, ya que se estimó la misma capacidad acumulada. Se observa que para estos escenarios el costo de capital correspondiente a una capacidad acumulada de 77 MW es cerca de USD 6,7 millones (ecuación 2), que comprenden los costos de diseños, materiales y mano de obra para la planta.

En el escenario 2 aumenta la capacidad acumulada desde 77 MW a 1727 con el fin de estudiar las consecuencias de la implementación de la biomasa como energía renovable. El costo capital tiene una inversión de USD 440.8

millones, aumentando aproximadamente 66 veces con respecto al escenario 1. Asimismo los costos fijos son bastante representativos a causa de los altos costos de mantenimiento (tabla 6).

En la figura 1 se observa un costo total de la biomasa bajo en los escenarios 1 y 3 con respecto al escenario 2; esto se debe a que en este último la capacidad acumulada es mayor, por lo cual la implementación de este tipo de energía tiene unos costos bastante elevados.



Fuente: elaboración propia.

**Figura 1.** Costo Total en cada escenario por tipo de energía en el periodo 2012-2031

Como se mencionó anteriormente, la energía hidráulica es la de mayor relevancia en Colombia, por lo que en los tres escenarios juega un papel importante.

En las tablas 4 y 5 se observa el aumento de la capacidad acumulada en 2300 MW (años 2022 y 2027) en el escenario 1 (de acuerdo con el plan de expansión gubernamental) a lo largo del periodo de estudio, lo cual contribuye a que su costo total sea mayor en comparación con los otros dos escenarios a pesar de que en estos también aumenta.

La energía hidráulica no utiliza combustible alguno al emplear un recurso renovable, por lo que el costo variable no tiene un valor representativo; contrario a lo que sucede con el costo externo que incorpora la alta capacidad acumulada en los tres escenarios planteados.

En términos de la energía térmica a carbón, se propone la disminución en la generación mediante este recurso hasta cero MW en los escenarios 2 y 3, por tanto, la capacidad que se va a instalar es nula (tabla 5) con el fin de estudiar el impacto económico al reemplazar la generación térmica por las energías renovables estudiadas en este artículo.

Los costos fijos de esta energía se asocian a la operación y mantenimiento de las centrales térmicas instaladas antes del periodo de estudio. Por su parte, los costos externos son bastante altos, debido a la utilización de combustibles fósiles y a las consecuencias que estos tienen sobre el medio ambiente.

La figura 2 presenta la distribución de los costos con respecto al costo total por cada tipo de energía, donde los costos capital y fijo tienen una mayor proporción, con excepción de la energía térmica en los escenarios 2 y 3, por el desestímulo a la generación en este tipo de fuente no convencional. Es así como los costos de capital y fijo son los factores que más influyen en la construcción y funcionamiento de las centrales eléctricas durante el periodo de estudio. Es importante aclarar, sin embargo, que esta figura debe ser leída junto a los montos de costos totales presentados en la figura 1, con el fin de no incurrir en imprecisiones sobre el monto de cada costo.

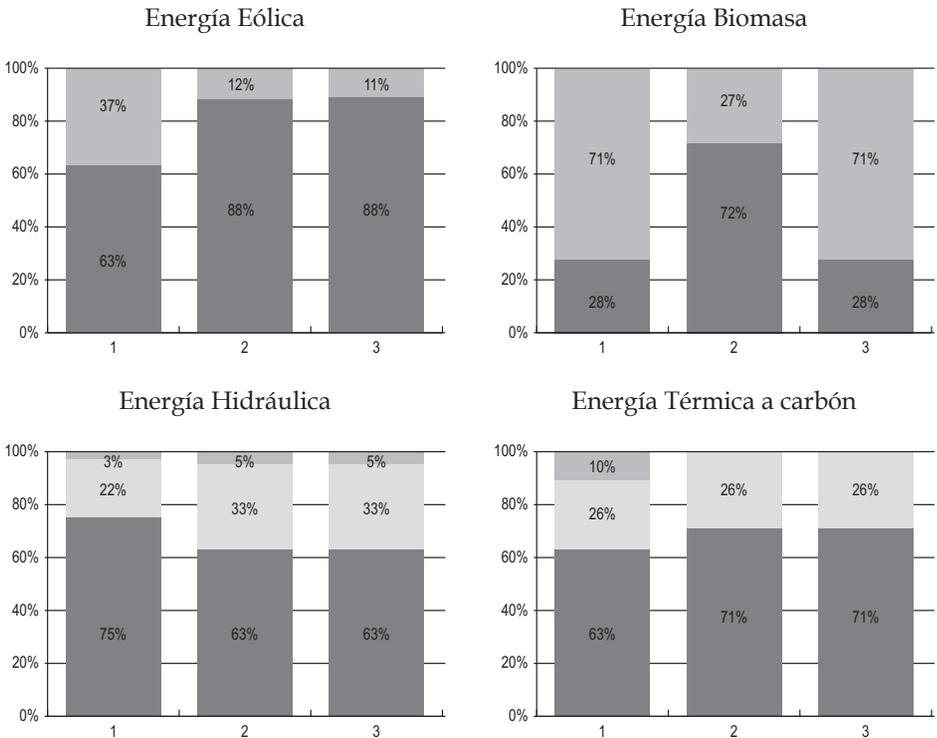
Para el caso de la energía biomasa, los costos fijos son los más representativos al momento de considerar su implementación como fuente de generación; contrario a lo que sucede con la energía hidráulica, en la que el costo de capital es proporcionalmente superior en el escenario 1 frente al 2 por el aumento de la capacidad acumulada, pero en el segundo y tercer escenario cambia la tendencia hacia costos fijos superiores por el impulso al uso de energías renovables.

En relación con la energía térmica a carbón, los costos de capital (en el escenario 1) y fijos (en los escenarios 2 y 3) son los más representativos, sin embargo, los costos implícitos en la generación de emisiones durante

la vida útil incrementan en un 16 % los costos externos en los escenarios 2 y 3 (figura 2).

### Análisis del Costo Total por escenario

Al realizar el análisis comparativo de los Costos Totales presentados en el escenario 1 se encuentra que los planes de expansión del Gobierno impulsan la generación mediante energías convencionales, incurriendo en altos costos, específicamente en la hidráulica y térmica a carbón, esta última por la utilización de combustible fósil (costos variables). Aunque la biomasa no varía en gran proporción su capacidad acumulada si posee un costo significativo a comparación de la energía eólica, la cual posee el menor costo total durante el periodo de estudio.



Fuente: elaboración propia.

**Figura 2.** Distribución de costos por tipo de energía

El costo de aumentar la capacidad acumulada total con la combinación de energías presentadas en el escenario 1 tiene un valor cercano a USD 578,1 millones, el cual corresponde al valor aproximado del plan de expansión (figura 1 y tabla 6).

Para el segundo escenario, la energía hidráulica permanece como una fuente energética importante, por lo que tiene un costo significativo. En los resultados se puede observar (figura 1) que el costo total de la biomasa es el más elevado por el gran peso del costo fijo con respecto a las demás energías; seguida por la energía hidráulica nuevamente por su alta capacidad acumulada.

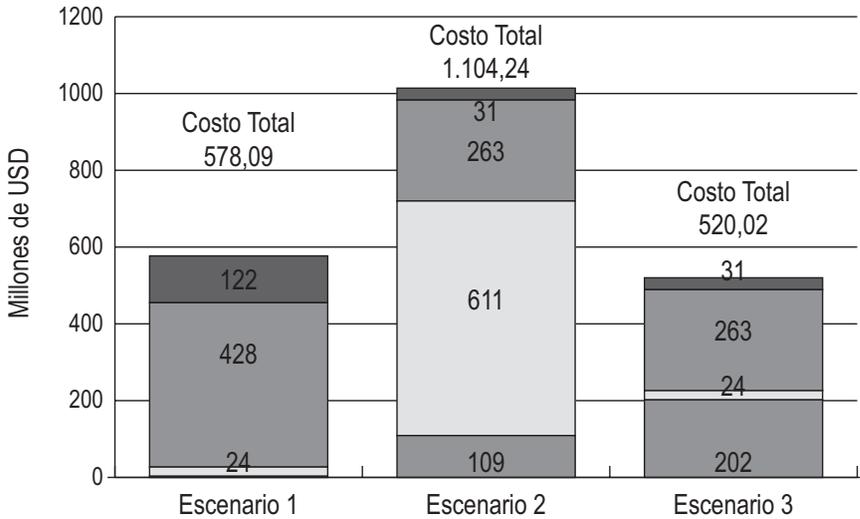
El costo por megawatio instalado con tecnología de energía biomasa es bastante alto. El costo total, es decir, el costo del plan de expansión para este escenario se eleva a USD 1014,2 millones, casi duplicando el monto requerido para el escenario, 1 de uso intensivo de energías convencionales.

Por último, el escenario 3 también presenta resultados no poco óptimos en relación con la energía biomasa, que aunque su capacidad acumulada es menor aproximadamente 43 veces en este escenario (tabla 4), sus costos fijos se acercan a los de la energía eólica. Ahora bien, llama la atención el alto costo de capital y fijo de las energías eólica e hidráulica (tabla 6), sin embargo, la energía térmica posee un costo variable bastante alto comparado con las otras energías si se tiene en cuenta que no aumenta su capacidad acumulada en este escenario, lo que se explica, como se indicó previamente, por el costo de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El costo total del plan de expansión del escenario 3 está alrededor de USD 520 millones, siendo el mejor proyecto para implementar desde el punto de vista del análisis del *Costo Total* al tener en cuenta la curva de aprendizaje.

### Implicaciones en el plan de expansión

En la figura 3 se presenta la información del costo total de los tres escenarios propuestos de cada plan de expansión teniendo en cuenta todas las variables analizadas anteriormente.



Fuente: elaboración propia.

**Figura 3.** Costo total del plan de expansión por escenario (2012 a 2031)

En el escenario 1 el costo total del plan de expansión considera una mayor participación de la energía hidráulica y térmica, considerando que no se plantea la implementación de las energías renovables ni la construcción de nuevas plantas de energía eólica y/o biomasa. Por su parte, en el escenario 2 se propone la implementación de estas energías renovables aumentando su capacidad instalada en igual proporción, con el fin de no seguir dependiendo de las fuentes convencionales. Es así como la energía biomasa tiene una alta participación en los costos totales (figura 3) a causa de los costos de capital (inversión inicial) y fijos (operación y mantenimiento), los cuales no disminuyen en el tiempo por la poca demanda que existe a nivel mundial en comparación con las otras energías, razón por la cual no sería rentable su implementación en Colombia. Al comparar únicamente estos dos escenarios se recomienda la implementación del escenario 1.

Ahora bien, en el escenario 3 se considera una alta tasa de crecimiento de la capacidad acumulada para la energía eólica y una baja tasa para la biomasa, lo que significó una disminución en los costos en comparación con el escenario 2 y, por consiguiente, una buena solución para expandir

el sistema eléctrico mediante el uso de energías renovables. Este escenario permite demostrar que aumentando la capacidad de las centrales eólicas e hidráulicas, y disminuyendo la capacidad acumulada de las centrales térmicas, disminuye el costo total del plan de expansión en casi un 10 % con respecto al escenario 1 (cerca de USD 58 millones en un periodo de 20 años). Es importante mencionar también que el no considerar la experiencia a lo largo del periodo de estudio, es decir, la curva de aprendizaje, incrementa el Costo Total en un 3 % para el escenario 1, 24 % para el escenario 2 y 29 % para el escenario 3.

Los anteriores datos permiten plantear como viable la inclusión de energías alternativas en el sistema eléctrico colombiano, mediante las cuales se puede generar la misma cantidad de energía que se proyecta a partir de las fuentes convencionales, con menores costos a largo plazo y un menor impacto en el medio ambiente en comparación con la generación de la energía eléctrica.

La implementación de las energías renovables en Colombia desde el punto de vista económico del costeo implica la reducción a largo plazo de los costos de generación, combustible y mantenimiento. En el escenario 3 se evidencia una reducción significativa en el costo total del plan de expansión con la implementación de las energías renovables, lo que conlleva a una reducción de los costos tarifarios de la energía.

## CONCLUSIONES

En síntesis, se puede concluir que los costos totales analizados en este trabajo son directamente proporcionales a la capacidad acumulada durante el periodo de estudio, en la que en principio obliga a los inversores de un país a analizar los costos de capital principalmente, los cuales para la energía a base de biomasa van a ser mayores respecto a los otros tipos de energía.

Entre las principales ventajas de implementar energías renovables, más allá de los beneficios ambientales, se encuentra el ahorro de combustible. El uso de combustibles fósiles a largo plazo incrementa los costos, pues al ser comparados con otras energías presentan una clara desventaja. Afortunadamente, en Colombia las centrales térmicas no tienen un funcionamiento constante, por lo que el costo asociado al combustible utilizado puede disminuir y, a su vez, decrecer el costo total.

Con respecto a la energía renovable a base de biomasa, los resultados del análisis económico para el escenario 2 demostraron que esta es bastante costosa para ser implementada por megavatio instalado con respecto a los otros tipos de energía renovable.

En este estudio se demuestra que la energía eólica puede competir con las energías convencionales. Desde el punto de vista económico es viable la utilización de energías alternativas en el país, principalmente la energía eólica. Aunque el precio del carbono no es muy alto en este momento, comparado con años anteriores, la venta de bonos de carbono podría ser un aspecto económico importante de considerar, además de los grandes beneficios ambientales que genera la utilización de energías alternativas.

Se demuestra que con la inclusión de la tasa de aprendizaje el modelo se hace más real, ya que mediante la reducción progresiva del costo de capital y el costo fijo, y la inclusión de la experiencia como factor de aprendizaje en la generación de energía, se asegura que en un futuro las energías renovables tendrán un costo más competitivo con respecto a fuentes más utilizadas como la energía hidráulica y térmica.

Una dificultad presentada a lo largo del estudio fue la limitada información que se posee con respecto a los costos de las energías alternativas en el país, lo cual condiciona la confiabilidad de los resultados presentados. La no disponibilidad de datos en el país obligó a usar datos de diferentes economías, entre ellos costos unitarios de cada uno de los tipos de energía, que para el caso colombiano podrían ser un poco más altos, lo cual influye en el costo unitario de capital, en el costo de inversión y, por supuesto, en los costos totales.

Los resultados de este trabajo son una base importante para tener una mayor comprensión y una visión más completa acerca de las energías alternativas y sus aspectos económicos desde el campo de la ingeniería eléctrica, debido a que los costos juegan un papel muy importante en el momento de decidir su implementación. Con base en esto se recomienda fomentar este tipo de fuentes secundarias y seguir conservando a la energía hidráulica como la gran base del sistema eléctrico colombiano por su gran eficiencia y confiabilidad.

## REFERENCIAS

- [1] H. Garcia *et al.*, "Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia". Bogotá, D.C.: Fedesarrollo, octubre de 2013.
- [2] Ali, D.M., "Energy capacity and economic viability assessment of the renewable hydrogen energy storage as a balancing mechanism in addressing the electric system integration issues inherent with variable renewable energy resources". In *IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011)*, vol. n° pp.1-7, 22-24 de noviembre de 2011 doi: 10.1049/cp.2011.0523(debe agregarse el volumen o el número segun corresponda)
- [3] H. Dagdougui, R. Minciardi, A. Ouammi, M. Robba, and R. Sacile, "A Dynamic Decision Model for the Real-Time Control of Hybrid Renewable Energy Production Systems". *IEEE Systems Journal*, vol. 4, n°3, pp.323-333, septiembre de 2010. doi: 10.1109/JSYST.2010.2059150
- [4] M. A. Gonzalez-Salazar, M. Morini, M. Pinelli, P. Ruggero Spina, M. Venturini, M. Finkenrath, and W. Roger Poganietz, "Methodology for biomass energy potential estimation: Projections of future potential in Colombia", *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 488-505, 2014. doi: 10.1016/j.renene.2014.03.056
- [5] Andrea Devis-Morales, Raúl A. Montoya-Sánchez, Andrés F. Osorio, Luis J. Otero-Díaz, "Ocean thermal energy resources in Colombia", *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 759-769, 2014. doi: 10.1016/j.renene.2014.01.010
- [6] H. Rodríguez *et al.*, "Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia", vol. 1. Bogotá, D.C.: Corpoema-UPME, diciembre de 2010.
- [7] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *Revisión y actualización de la proyección de precios*, 2010 Available: <http://www.simco.gov.co>
- [8] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *Atlas de viento y energía eólica en Colombia*, 2006. Available: [http://www.upme.gov.co/Atlas\\_Viento.htm](http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm)
- [9] K. Jamin, P. Kyungtae, S. Dongil , "Economic evaluation of renewable energy systems under varying scenarios and its implications to Korea's renewable energy plan", *Applied Energy*, vol. 88, p. 2254-2260, 2011. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.12.063
- [10] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 - 2024". Bogotá, D.C.: UPME, noviembre de 2010.

- [11] M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, "Integrating Load Reduction Into Wholesale Energy Market With Application to Wind Power Integration", *IEEE Systems Journal*, vol. 6, n°1, pp.35,45, March 2012. doi: 10.1109/JSYST.2011.2162877
- [12] G.A. Pagani, M. Aiello, "Generating Realistic Dynamic Prices and Services for the Smart Grid", *IEEE Systems Journal* vol. 9, n° 1, pp.191,198, March 2015. doi: 10.1109/JSYST.2014.2320800
- [13] J. A. Carta González et al. *Centrales de energías renovables generación eléctrica con energías renovables*, Madrid: Pearson Educación, 2009.
- [14] Bolsa Española de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono-SEND-ECO2. *Sistema electrónico de negociación de derechos de emisión de dióxido de carbono-SENDEO2*, 2013. Available: <http://www.sendeco2.com/index.asp>
- [15] International Energy Agency (IEA), *Technology roadmap wind energy*. París: IEA, 2013.
- [16] U. S. Department of Energy, "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants" ., Washington: EIA, April, .
- [17] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable energy technologies: cost analysis series-Hydropower*, vol. 1. IRENA, June 2012.
- [18] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable energy technologies: cost analysis series-Wind Power*, vol. 1. IRENA June 2012.
- [19] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable energy technologies: cost analysis series-Biomass for Power Generation*, Vol. 1. IRENA, June 2012.
- [20] International Energy Agency (EIA), "Energy technology perspectives: scenarios and strategies to 2050". IEA, June 2010.
- [21] K. Holbert. *Electric energy economics*, 2011. Available: <http://holbert.faculty.asu.edu/eee463/ElectricEnergyEconomics.pdf> .
- [22] J. M. Areiza Ortiz. *Evaluación del impacto de la penetración de energía eólica en el sistema interconectado nacional de Colombia-SIN: Analisis eléctrico y energético*, 2010. Available: <http://www.jornadastecnicasisa.co/Historico/2010/Investigacion/1893579.pdf>.
- [23] XM S.A. E.S.P. *Descripción del sistema electrico colombiano*, 2013. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- [24] Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. *Atlas del Potencial Energetico de la Biomasa Residual en Colombia*. Available: [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia\\_.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia_.pdf)., 2010.