

# Arquitecturas híbridas para la evaluación económica de un sistema de energía eólico-solar a partir del análisis de las variables meteorológicas en la ciudad de Neiva

Hybrid architecture for financial assessment of wind-solar power system based on weather conditions in Neiva city

Arnold Ferney Torres Ome<sup>1</sup>; Ana Lucía Paque Salazar<sup>2</sup>; Fernand Díaz Franco<sup>3</sup>

1. Ing. Mg, Coordinador programa Ingeniería en Energías Renovables, CORHUILA, Neiva – Colombia.
2. Ing. Mg, Docente programa Ingeniería Industrial, CORHUILA, Neiva – Colombia.
3. Ing. Mg. PhD, Docente programa Ingeniería Industrial, CORHUILA, Neiva – Colombia.

## Resumen

El aumento de la población trae consigo un incremento en el consumo de energía y recursos básicos para la subsistencia. Uno de los servicios de vital importancia para el bienestar como para el desarrollo de actividades es el fluido eléctrico. Existen diversas fuentes para generar electricidad como las represas, el viento o el sol; esta última muy poco estudiada en nuestra región. El presente estudio presenta un análisis del comportamiento de las variables meteorológicas, una síntesis del requerimiento eléctrico y costos de energía para tres nodos de investigación en el área residencial de la ciudad de Neiva. La metodología incluye el análisis para cuatro arquitecturas. La evaluación técnica consiste en determinar la capacidad instalada del sistema para componente solar y eólico. Para la evaluación económica son utilizadas modelos como el costo nivelado de energía, el valor presente neto, periodo de recuperación de la inversión y tasa interna de retorno. Un escenario con beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 es presentado. El software HOMER es empleado para realizar análisis de confiabilidad mediante procesos de simulación, optimización y sensibilidad con técnicas LPSP y evaluación LCE. Se obtiene viabilidad para una configuración solo con módulos fotovoltaicos, imposibilitando la eólica por presentarse velocidades de viento menores a 2 m/s. Los resultados presentan una confiabilidad mayor para un sistema de fuente fotovoltaica con una energía eléctrica generada por año 7475 kWh, un costo de energía menor a 0,14 \$USD/kWh, así como el costo total bajo en \$1956 USD generando participación en el consumo diario del 65%.

## Abstract

The increase in population is an increase in the consumption of energy and basic resources for subsistence. One of the services of vital importance for the well-being as for the development of activities is the electrical fluid. There are several sources to generate electricity such as dams, wind or sun; the latter is little studied in our region. The present study presents an analysis of the behavior of meteorological variables, a synthesis of the electrical requirement and energy costs for three research nodes in the residential area of the city of Neiva. The methodology includes the analysis for four architectures. The technical evaluation consists of the installed capacity of the system for the solar and wind component. For the economic evaluation, models are used such as the level of energy cost, the net present value, the period of recovery of the investment and the internal rate of return. A scenario with tax benefits of Law 1715 is presented. The HOMER software is LPSP and LCE evaluation. Viability is obtained for a single sequence with photovoltaic modules, making the wind impossible by the new speeds of the lower ones at 2 m / s. The results present a greater reliability for a photovoltaic source system with an electric power generated per year 7475 kWh, an energy cost lower than 0.14 \$ USD / kWh, as well as the total low cost in \$ 1956 USD generating participation in the 65% daily consumption.

## Palabras Clave

Costos de energía, módulo fotovoltaico, simulación HOMER, Sistema híbrido eólico y solar.

## Keywords

HOMER simulation, cost of energy, Wind&solar renewable system, photovoltaic module

## Introducción

Existen diversas preocupaciones actuales de la población colombiana, como el cambio climático y las consecuencias ambientales que trae consigo para los diferentes ecosistemas del planeta tierra. Frente a esto, entidades gubernamentales están aunando esfuerzos para incluir en sus planes de desarrollo, actividades en pro de contribuir con la reducción de emisión de gases efecto invernadero asociados a la generación de energía que causan un incremento de la temperatura promedio anual mundial.

Aunque, según los estudios reportados en el atlas de radiación realizado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM [1-4], el departamento del Huila cuenta con abundancia del recurso solar, oscilando entre 4,5 y 5,0 kW/m<sup>2</sup> promedio diario mensual de energía disponible, no se conocen estudios a nivel de factibilidad para definir si la energía solar es favorable o no para la canasta energética diversificada y si esta contribuye con la mitigación al impacto ambiental. La misma situación se presenta para la energía eólica y la biomasa, así como para sistemas híbridos o combinados entre dichas fuentes de energía.

Autores en el ámbito internacional han realizado estudios de factibilidad técnica y económica de implementación de sistemas de energía híbridos eólico-solar, proporcionando técnicas de dimensionamiento óptimo que consideran los cambios en las condiciones meteorológicas locales como: radiación solar, temperatura y velocidad del vien-

to. Los métodos de evaluación económica y técnica incluyen análisis de confiabilidad (Reliability analysis), análisis de la probabilidad de pérdida de suministro de energía (Loss Power Supply Probability- LPSP), análisis de costos anualizados (Annualized Cost of System- ACS), análisis del costo nivelado de energía (Levelized cost of energy) y técnicas de optimización iterativas; todos ellos han sido empleadas para evaluación y simulación [5-19]. En Colombia por su parte, algunos investigadores han estudiado la viabilidad de implementar sistemas de energía de este tipo en zonas aisladas con el fin de identificar el potencial del recurso y los límites en su aprovechamiento [20-25].

El presente documento describe el proceso para evaluar el potencial del recurso renovable y la factibilidad técnica y económica de un sistema de energía eólico-solar residencial en Neiva. Las estadísticas fueron aplicadas para un periodo de 5 años (2010-2016), así como una metodología integrada, fruto de la síntesis de las técnicas más pertinentes analizadas de la literatura y simulaciones de casos de optimización utilizando el software HOMER, fueron realizadas para determinar la configuración más confiable.

## Materiales y Métodos

Ámbito de estudio: La ciudad de Neiva, capital del departamento del Huila, localizada en las coordenadas 2° 55' 39" N y 75° 17' 15" W, a una altura de 442 metros sobre el nivel del mar. Con una población de 345911 habitantes y una superficie de 1557 km<sup>2</sup> [2].

**Tabla 1.** Puntos examinados en la investigación

Puntos examinados	Latitud (°N)	Longitud (°W)	Altitud (m.s.n.m.)
Estación Hacienda Manila	3,1301	-75,0812	567
Estación La plata automática	2,3333	-75,8335	2.114
Estación Benito Salas	2,9493	-75,2936	446
Nodo Estudio	2,9509	-75,2957	442

Para el análisis de las variables climatológicas, se empleó la información proporcionada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, suministrada de las estaciones de monitoreo más cercanas al nodo de investigación. La tabla 1 presenta las coordenadas de los puntos examinados en la investigación.

## Metodología

El procedimiento a llevar a cabo para el análisis de viabilidad se compone de los siguientes pasos:

### Paso 1. Potencial de recurso renovable

Para la evaluación del potencial se tomó la información disponible en el IDEAM para un periodo de 5 años (2010 - 2016). El procesamiento de la información se realiza para las siguientes variables meteorológicas: radiación solar, velocidad del viento, temperatura, precipitación y brillo solar. En dichos datos se identifican patrones del área de estudio, así como tendencias medias útiles para el dimensionamiento del sistema híbrido.

### Paso 2. Requerimientos eléctricos

Para el nodo de estudio se realiza una caracterización de las tendencias relacionadas con el consumo eléctrico, la tarifa y el costo pagado por el mismo concepto. A partir de ello se pueden establecer los consumos medios mensuales y un perfil de carga eléctrica diario.

### Paso 3. Dimensionamiento del sistema

Para este caso, se considera un sistema compuesto de módulos fotovoltaicos y turbinas eólicas. Por consideraciones preliminares se determinó el no uso de almacenamiento para el sistema. Por consecuencia el sistema híbrido eólico-solar considerado es conectado a la red eléctrica convencional. Por esta razón las configuraciones propuestas no involucran baterías ni controlador, elementos comunes en un sistema de energía renovable independiente.

Las arquitecturas planteadas para el estudio se distribuyen así: opción 1 con 80% solar y 20% eólico, opción 2 de fuente 50% eólica y 50% solar, opción 3 de fuente eólica 100%, y la opción 4 fuente 100% solar fotovoltaica.

Para el dimensionamiento del componente solar, diversos autores presentan expresiones para el cálculo del número de módulos fotovoltaicos, necesarios para cubrir la demanda de energía requerida en las condiciones locales. En éstas, la intensidad de radiación máxima es tomada en  $1000 \text{ W/m}^2$  [5, 26].

Del mismo modo para dimensionar el componente eólico, existen ecuaciones que permiten definir la cantidad de turbinas y su potencia, a partir de la dirección y velocidad de viento, conociendo la frecuencia de la disponibilidad del recurso en el nodo de estudio [6].

Para el dimensionamiento de la capacidad del inversor, la literatura muestra dos opciones para su diseño. La primera se centra en tomar cada componente independiente con una carga individual, mientras que la segunda toma en conjunto las turbinas y los paneles para obtener una potencia híbrida para una sola carga [23, 27].

### Paso 4. Evaluación económica

El primer aspecto es determinar los costos totales del sistema híbrido. Estos se dividen en componente, instalación y otros. Los costos de los componentes se evalúan los módulos fotovoltaicos y las turbinas eólicas. La moneda de referencia utilizada son dólares puesto que los equipos se comercializan con esta referencia.

Los costos de la instalación relacionadas con la construcción, obra civil, ingeniería e imprevistos; los cuales son calculados a partir del 30% del costo de cada panel y turbina respectivamente [20].

Para los otros componentes como: el cableado, la estructura metálica, puestas a tierra, sistemas de

protección, pequeñas torres distribución y servicios de izaje; pueden ser estimados con el 10% del costo global [20].

Durante la operación y mantenimiento del sistema eólico-solar se considera como punto inicial el 1% para el componente fotovoltaico y 3% para las turbinas, valor equivalente al mantenimiento del primer año. El desmantelamiento es determinado a partir de la metodología de los costos nivelados de la International Energy Agency (IEA) donde se estiman en 5% del costo de instalación de paneles y turbinas respectivamente [20].

Así pues, el costo total del sistema se determina como la suma de cada uno de los aspectos mencionados como se puede observar en la expresión 1.

$$C_{hwfv} = C_{fv} + C_{wp} + C_{inst} + C_{O\&M} + C_{desm} \quad (1)$$

Para la evaluación económica se emplean técnicas como el costo nivelado de generación eléctrica, valor presente neto -VPN y el periodo de recuperación de la inversión.

Existen métodos para el análisis de costos del sistema eólico-solar como: el análisis del costo nivelado de generación eléctrica (Levelized cost of energy – LCE), definido como la relación del costo del sistema total anual y la energía generada por el sistema [15]. El costo de ciclo de vida anual (Annualized life cycle cost – ALCC) que incluye el costo del ciclo de vida (Life Cycle Cost – LCC) [19](4)(4).

El valor presente neto (Net present value – NPV), así como el valor presente total, el cual incluye el costo inicial del sistema, el costo de reparación y mantenimiento [7]. El NPV compara el valor presente con el valor futuro, de manera que se toma en cuenta la inflación. (Inflación para el estudio de 3.17%)

El periodo de recuperación de la inversión (Pay-Back Period – PBP) es calculado por medio costo de la inversión total dividido por los ingresos del

primer año por la energía ahorrada, desplazada o producida. En el análisis de periodo de recuperación de la inversión, la unidad de medida es el número de años para recuperar la inversión del costo total del sistema. Proyectos con periodos cortos son percibidos por tener bajo riesgo [27].

## Paso 5. Análisis de confiabilidad

El análisis de confiabilidad consiste en evaluar económica y técnicamente el sistema, así como también determinar si satisface los requerimientos de carga que va a hacer sometido durante su periodo de operación. Para este proceso, en ocasiones se utilizan la evaluación del LCE y la probabilidad pérdida de suministro de energía (Loss power supply probability – LPSP). Existen diversas metodologías para tal fin: probabilísticas, analíticas, iterativas, gráficas, de optimización técnica y multiobjetivo, y en general mediante el uso de herramientas computarizadas [5, 6, 12, 14, 15, 28].

El análisis LPSP consiste en evaluar la probabilidad pérdida de suministro de energía (Loss power supply probability – LPSP) estudiado en procesos de optimización y casos de estudios de sensibilidad haciendo uso de software HOMER (Hybrid Optimization Model of Electric Renewable) [15, 19, 29-31].

HOMER es comúnmente usado para el modelado de sistemas energéticos, en especial, sistemas de energía renovable. Con la información meteorológica del lugar, la carga eléctrica requerida por la vivienda y el diseño técnico-económico del sistema para luego proceder a validar el diseño propuesto.

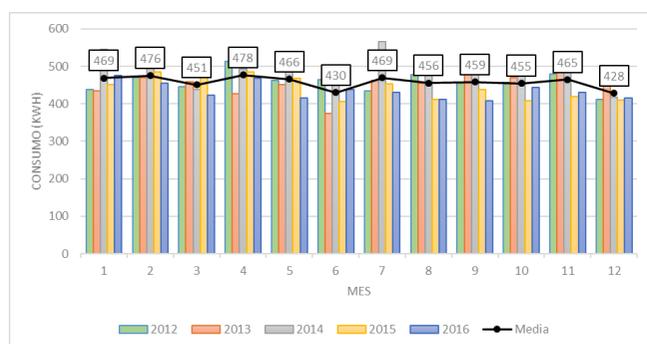
## Resultados

### Requerimientos eléctricos

La (figura 1), muestra la tendencia de los consumos energéticos en kWh, en la residencia objeto de estudio durante el periodo 2012 - 2016. Durante

este periodo se identificó que los meses con mayor consumo energético fueron Abril (478 kWh) seguido por el mes de Febrero (476 kWh), Enero (469 kWh) y Julio (469 kWh). Los meses con menor consumo fueron Junio (430 kWh) y Diciembre (428 kWh). Estos últimos podrían ser originados por el periodo de vacaciones y/o receso de los residentes.

**Figura 1.** Consumo eléctrico mensual periodo 2012-2016



Por otro lado, tomando como base el análisis de las tarifas, se puede inferir según la figura 2 que estas no son constantes. Se puede observar que a partir del año 2013 se viene presentando un aumento en las tarifas, que se hace más notorio entre los años 2015 y el 2016. Entre los años 2013 y 2014 se observa un incremento en la tarifa del 6%, entre 2014 y 2015 un valor de 4%, pero entre 2015 y 2016 aumentó en un 10% considerando solo el cambio anual, porque si se evalúa entre el 2013 y el 2016 se presenta un incremento del 25%.

La tarifa mensual promedio osciló entre un valor mínimo de \$407 COP /kWh y un valor máximo de \$433 COP/kWh. También se tiene que el valor promedio en los años estudiados es de \$420 COP/kWh / mes. Los costos pagados presentaron un valor medio de \$191.480 COP, siendo el máximo \$ 253.638 COP en el mes de Julio 2014.

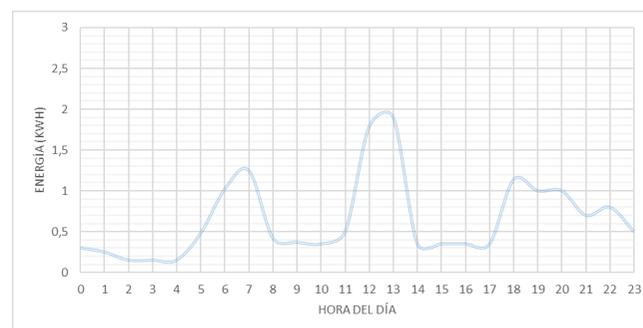
Uno de los métodos para la estimación de la demanda eléctrica, es por medio del histórico de las

facturas y un análisis diario realizado durante un mes a los consumos que se presentan en la vivienda; de esta forma se puede determinar el valor medio del consumo. Para este caso en un día el consumo es de 15,62 kWh-día considerando las horas picos donde se genera el mayor consumo que son a las 6 am, al medio día entre las 12 y las 2 pm, y en la noche a las 6 pm (Ver figura 3).

**Figura 2.** Historio de tarifa energía eléctrica periodo 2012-2016



**Figura 3.** Perfil de carga de la residencia periodo 2012-2016



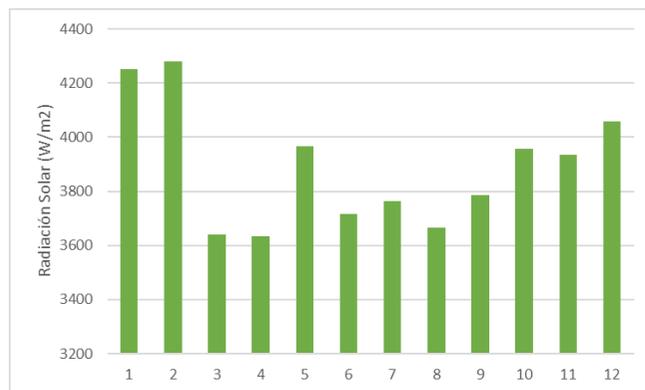
### Potencial Solar

La radiación solar fue analizada en los nodos obteniendo los valores medios que se presentan en la Figura 4. En general, los datos indican una tendencia con poca variación anual. Para la estación Hacienda Manila se obtuvo un promedio general diario de 4760 Wh/m<sup>2</sup> con un mínimo de 3537 Wh/

m<sup>2</sup> presentada en el mes de marzo del 2014, mientras que el mayor reporte se evidencia en febrero del año 2007 con un valor de 5810 Wh/m<sup>2</sup>.

En la estación La Plata, se encontró una radiación media de 3016 W-día/m<sup>2</sup> con valores mínimos y máximos de 843 Wh/m<sup>2</sup> y 4465 Wh/m<sup>2</sup> presentados en los meses de marzo de 2008 y enero de 2014 respectivamente. La Figura 4 presenta la media mensual de los valores de radiación solar durante el periodo 2012 - 2016 donde se observa una media de 3888 Wh/m<sup>2</sup> con un máximo de 4280 Wh/m<sup>2</sup> y un mínimo de 3640 Wh/m<sup>2</sup>.

**Figura 4.** Radiación Solar media periodo 2012 - 2016



### Potencial eólico

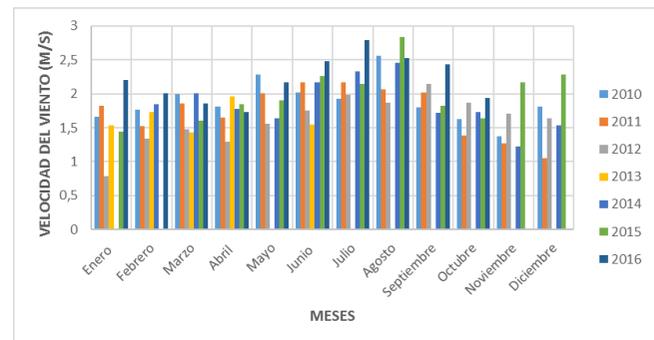
La velocidad del viento está influenciada por ciertos parámetros ambientales, alguno de ellos que se consideraron en el estudio fueron la temperatura ambiente y la precipitación. La temperatura ambiente presentó mínimos de 20 °C y 21 °C, máximos entre 35 °C y 38 °C; y medios cercanos a los 27 °C y 29 °C, para el periodo comprendido entre 2005 y 2016; los datos muestran un comportamiento con poca variación de la temperatura en el periodo de tiempo analizado.

Los datos de precipitación para el mismo periodo evidenciaron que en el mes de octubre 2007 se alcanzó la mayor cantidad de precipitación con

474.2 mm, mientras que el menor fue en diciembre 2015 con 0.6 mm. Adicionalmente, en noviembre 2010 se presentó la mayor cantidad de días de precipitación con 29 días, mientras en diciembre 2015 solo contó con un solo día.

Los valores promedio mensuales de velocidad del viento presentados en la Figura 5 mostraron una velocidad de viento más alta durante el mes de agosto del 2015, con un valor de 2,83 m/s; mientras que su mínimo se evidencio en el mes de enero del 2012, con un valor de 0,78 m/s.

**Figura 5.** Velocidad del Viento durante el periodo 2010 - 2016



### Dimensionamiento

En la tabla 2 se presentan los detalles de los componentes del sistema híbrido para las configuraciones 1 y 2 que corresponde a una distribución de carga diaria de 80/20 y 50/50 respectivamente para la relación PV/WP.

La configuración 1 presenta un sistema de 3,18 kW de potencia de instalación mientras que la segunda un sistema de 6,12 kW. Adicionalmente se puede observar que el rendimiento para un sistema fotovoltaico según el módulo empleado y las condiciones de Neiva fue de 19,69 kWh/kWp y para el recurso eólico 1,5 kWh/kWp considerando una turbina de 800W de potencia y vientos promedios entre 1,85 m/s y 2,39 m/s.

**Tabla 2.** Dimensionamiento Configuración 1 y 2

Configuración	1		2		Unidades
	PV	WP	PV	WP	
Tecnología	PV	WP	PV	WP	Unidades
Carga diaria	12,49	3,12	7,81	7,81	kWh-día
Potencia Nominal	260	800	260	800	W
Unidades	3	3	2	7	
Potencia Instalada	780	2400	520	5600	W
Rendimiento	19,69	1,5	19,6	1,5	kWh/kWp
Energía Generada	15,36	3,6	10,2	8,4	kWh-día
Potencia SHES	3,18		6,12		kW
Energía Generada	18,96		18,64		kWh-día
Rendimiento	5,96		3,05		kWh/kWp
Inversor					
Potencia Nominal	3,21		6,18		kW
Energía entrada inversor	19,45		19,12		kW
Factor potencia	99		95		%
Eficiencia	97,5		95		%
Máxima Potencia	3.300		18.000		W

**Tabla 3.** Dimensionamiento Configuración 3 y 4

Configuración	3		4		Unidades
	PV	WP	PV	WP	
Tecnología	PV	WP	PV	WP	Unidades
Carga diaria	15,62			15,62	kWh-día
Potencia Nominal	260			800	W
Unidades	4			14	
Potencia Instalada	1040			11200	W
Rendimiento	19,69			1,5	kWh/kWp
Energía Generada	20,48			16,8	kWh-día
Potencia SHES	1,04			11,2	
Energía Generada	20,48			16,8	
Rendimiento	19,69			1,5	
Inversor					
Potencia Nominal	1,0			11,2	kW
Energía entrada inversor	22,76			17,2	kW
Factor potencia	97,5			95	%
Eficiencia	90			97,7	%
Máxima Potencia	2,0			13,8	W

Se puede observar de igual forma, que la configuración 1 que tiene mayor número de módulos fotovoltaicos presenta una mayor energía generada. Debido a las condiciones de disposición solar, la configuración 3 que considera un sistema conformado solo por módulos fotovoltaicos, presenta una mayor generación de energía frente a la configuración 4 que considera un sistema solo con turbinas.

La tabla 3 muestra los detalles de las configuraciones 3 y 4, donde es importante resaltar 4 módulos fotovoltaicos y 14 turbinas eólicas, lo cual muestra una gran diferencia en unidades que más adelante influirá en una representativa diferencia en el costo.

### Evaluación Económica

Los costos del sistema híbrido eólico solar fueron obtenidos a partir de información suministrada por tres proveedores nacionales, un proveedor internacional, teniendo en cuenta la disponibilidad de envío a Colombia y el stock.

La configuración 1, fuente fotovoltaica 80% y fuente eólica 20%, presenta un costo inicial de USD \$5.713 que incluye:

Los componentes de mayor costo: módulos fotovoltaicos de 260W, turbinas eólicas, inversor híbrido.

Costos asociados con la instalación como obra civil asociada, transporte de los componentes y materiales.

Costos de otros componentes menores como el cable, sistema de protección y seguridad contra riesgo eléctrico.

El costo final del sistema en el ciclo de vida útil para la configuración 1 fue de USD \$7.457, teniendo en cuenta los costos relacionados con mantenimientos menores y el cambio del inversor.

Si se tiene en cuenta que un módulo fotovoltaico representa el 38% del costo de una turbina eólica, se espera que al aumentar el número de turbinas en una configuración como el caso del número 2, hay un aumento en el costo de los componentes en el inicio, así como también en las reparaciones menores. Por su parte, la configuración 2, con fuente fotovoltaica 50% y fuente eólica de 50%, presenta un costo inicial de USD \$9.946 que contiene 7 turbinas y 2 módulos fotovoltaicos, para un costo final de USD \$10.952. (Ver detalle Tabla 4)

**Tabla 4. Costos Configuración 1 y 2**

Componente / Sistema	Costo Unitario	Configuración 1		Configuración 2	
		# Uni	Costo	# Uni	Costo
Modulo FV 260W	287	3	861	2	574
Turbina eólica 800W	759	3	2.277	7	5.313
Inversor			1.200		1.549
Total componentes			4.338		7.436
Otros componentes			434		744
Instalación			941		1.766
Operación y mantenimiento			1.587		711
Desmantelamiento			157		294
Costo final tiempo vida útil			7.457		10.952

Sin embargo, al considerar una configuración 3 con solo módulos fotovoltaicos, 4 unidades, se tiene un costo inicial \$1.772 USD y costo total de \$1.956 USD. Por el contrario, un sistema basado 100% en fuente eólica

presenta un costo inicial de \$19.069 USD que incluye el uso de 14 turbinas de 800W para abastecer la demanda energética, obteniendo un costo final de \$20.964 USD. El detalle puede ser observado en la tabla 5.

**Tabla 5.** Costos Configuración 3 y 4

Componente / Sistema	Costo Unitario	Configuración 1		Configuración 2	
		# Uni	Costo	# Uni	Costo
Modulo FV 260W	287	4	1.148		
Turbina eólica 800W	759			14	1.0626
Inversor			150		3811
Total componentes			1.298		14.437
Otros componentes			130		1.444
Instalación			344		3.187
Operación y mantenimiento			126		1.364
Desmantelamiento			57		531
Costo final tiempo vida útil			1.956		20.964

En la tabla 6 se presenta la relación del LCE para cada una de las configuraciones del sistema híbrido eólico solar residencial con interconexión interna a red seleccionado de los propuestos. Además, se puede observar que la configuración 3 (100% foto-

voltaico) estima el menor costo LCE 0,26 \$USD/kWh mientras que la configuración 4 (100% eólico) el mayor en 3,42 \$USD/kWh. En el mismo sentido, la energía anual generada por el sistema es mayor en la configuración 3 y menor en la configuración 4.

**Tabla 6.** Costo nivelado de energía (LCE)

Configuración	Costo USD	Energía Día kWh	Energía año kWh	LCE (\$/kWh)
1	7.457	18,96	6.920,4	1,08
2	10.952	18,64	6.803,6	1,61
3	1.956	20,48	7.475,2	0,26
4	20.964	16,8	6.132	3,42

Otro factor importante para considerar en este apartado, es el beneficio económico que el estado otorga para quienes invierten en proyectos que involucren el empleo de tecnologías de energía renovable. Según la ley 1715 del 03 de mayo del 2014, quienes inviertan en fuentes no convencionales de energía podrán acceder a una serie de incentivos tributarios entre los más destacados se encuentra la excepción

del pago de IVA y la reducción de la declaración de renta hasta del 50%. Siendo este último predominante y de interés para aquellos contribuyentes que deben pagar sus impuestos por declaración de renta, pues según la reforma tributaria de la ley 1819 del 29 de diciembre del 2016 que entró en rigor desde el 01 de enero del 2017, todas las personas naturales o jurídicas que tengan a nombre propio

inmuebles que superen los \$143'000.000 COP deberán pagar impuestos por este concepto.

Frente a lo anterior expuesto, considerando que la residencia objetivo del diseño del proyecto, sobrepasa el valor estipulado, es decir, que el propietario debe pagar impuestos al estado por exceder dichos valores, es pertinente plantear un escenario donde se incluya el segundo beneficio en la evaluación económica del proyecto, ya que indirectamente presenta un ahorro al propietario del bien raíz.

La tabla 7 muestra el detalle de los cálculos que consideran el beneficio tributario del descuento del 50% de la inversión inicial, se puede detallar en la columna con encabezado “Desc ley 1715” así como el nuevo costo total final de cada una de las configuraciones propuestas. Por su parte la tabla muestra también el nuevo cálculo del LCE con los nuevos costos definidos. Muestra que la configuración 3 sigue tomando el menor valor seguida de la configuración 1.

**Tabla 7.** Costos con beneficios de los Incentivos tributarios Ley 1715

Configuración	Costo Total USD	Costo Inicial	Desc ley 1715	Nuevo costo final	Nuevo LCE (\$/ kWh)
1	7457	5713	2856,5	4600,5	0,66
2	10952	9946	4973	5979	0,88
3	1956	1772	886	1070	0,14
4	20964	19069	9534,5	11429,5	1,86

Finalmente, el costo del kW instalado en USD para las cuatro opciones propuestas. Se destaca la configuración 4 por presentar el menor valor USD \$1702,6 /kWp seguido por la configuración 3 con USD \$1703,8 /kWp. Es posible notar que el bajo costo del kW instalado en la configuración 4 se justifica porque es la opción que mayor potencia presenta y pues en este caso obedece a la ley de oferta y demanda, a mayor cantidad menor precio.

Para el periodo de recuperación de la inversión (PBP) las 4 opciones propuestas de sistemas híbridos eólico solar fotovoltaico tienen valores superiores a 5 años a excepción de la configuración 3 que tiene un valor de 1,9 años. Para la aplicación con incentivos tributarios que la ley 1715 de 2014 se presenta que la opción 1 (PBP=4.8) y la opción 3 (PBP=1.0) podrían mostrar viabilidad.

Para el análisis LPSP, los cálculos para las 4 configuraciones propuestas muestran que los sistemas, a pesar de las variaciones del recurso eólico y solar durante el año, cumplen con el abastecimiento

energético, ya que presentaron valores entre 0 y 0,25, resaltando que la configuración 3 presentó el menor valor.

Simulación HOMER, sensibilidad y casos de optimización

Gracias a las versatilidades que HOMER presenta, variaciones de fuentes de energía en los diferentes escenarios de sensibilidad, solo se consideraron 2 casos. El primero donde se evalúa la configuración 1 híbrido y el segundo para la configuración 3 solo módulos fotovoltaicos.

*Simulación caso configuración 1*

En este escenario se ponen a consideración las combinaciones híbridas entre el recurso eólico y solar, adicionalmente se considera el aporte de la red y un generador Diesel. Algunas de las condiciones económicas iniciales son una tasa de descuento real de 2.74%, tasa de inflación de 3,17% y vida del proyecto 25 años.

El costo inicial se estima en \$6,078 USD y un costo final de \$8.403 USD por el periodo completo. La evaluación financiera presenta algunas variables de interés donde se destaca un periodo de retorno de inversión en 7,21 años y una tasa de retorno de inversión de 9,6%. Esto refleja un escenario poco favorable para esta solución. Las emisiones de gases efecto invernadero GEI que se estima que genera el sistema incluyen la emisión de dióxido de carbono 881 kg/yr, dióxido de azufre 3,82 kg/yr y óxidos de nitrógeno 1,87 kg/yr

### *Simulación caso configuración 3*

El parámetro para los casos de sensibilidad fue la tasa nominal de descuento, pues a pesar de que fue uno de los valores iniciales ingresados, el software lo usó para obtener las soluciones. La última con un valor COE de USD \$0,0515 /kWh representa la mejor solución por ser el menor costo de energía. Adicional a ello, presenta el menor NPC en \$8.537 USD y una fracción renovable de 65.2%, la más alta. La energía producida por año es de 6.207 kWh frente a 3.309 kWh comprados a la empresa electrificadora para abastecer el consumo durante las horas de la noche durante un año.

La evaluación financiera realizada por el HOMER presenta un retorno de inversión en 10,71 años con una tasa de retorno de 5,3%. La participación para el arreglo fotovoltaico fue del 65,2% y 34,8% para la red. Estos resultados fueron simulados considerando 4,38 horas de operación de los módulos y un COE de 0,07 \$/kWh y una producción anual de 6.207 kWh/yr. En el componente ambiental se presentó emisiones GEI: dióxido de carbono 2091 kg/yr, dióxido de azufre 9,07 kg/yr y óxidos de nitrógeno 4,43 kg/yr.

### **Discusión**

Se destaca una radiación promedio diaria de 3,8 kW/m<sup>2</sup> con máximos cercanos a 5,3 kW/m<sup>2</sup>, comprobando la viabilidad del potencial solar mientras

que para el recurso eólico presentó una condición poco favorable con una velocidad del viento media de 1,85 m/s con máximos cercanos a 2,83 m/s presentados con frecuencia en los días del mes de agosto del periodo estudiado. Es considerada negativa debido a que la velocidad mínima requerida para que cualquier turbina convencional inicie a girar está en 3 m/s, lo cual hace que se plantee una primera afirmación sobre la inviabilidad técnica de un sistema eólico independiente.

El consumo eléctrico del nodo de estudio presentó valores entre 375 y 566 kWh con una media de 458 kWh. En este punto el perfil de carga y un requerimiento energético diario permitió identificar un consumo de 15,62 kWh-día para un total mensual de 468 kWh. Por su parte, la viabilidad técnica se presenta para la configuración 1 y 3 pues son aquellas que presentan los menores costos y la mayor energía anual producida, caso que no se evidenció cuando se aumenta la fracción de recurso eólico, WP.

La evaluación financiera, un tema sensible, pero decisivo en el momento de realizar una inversión de grandes cantidades de dinero fue llevada a cabo mediante el análisis independiente y correlacionado de los siguientes parámetros económicos: el costo nivelado de energía (Levelized Cost of Energy LCE, COE), el costo del ciclo de vida anual (Annual Life Cycle Cost ALCC), el valor presente neto VPN, el periodo de recuperación de la inversión (PBP), la relación ahorro e inversión (SIR) y el costo kW instalado, dentro de los más representativos.

La configuración 3 presentó la mejor solución con un escenario económico favorable para implementación, pues tuvo el menor LCE en \$0.26 USD /kWh, un ALLC en \$108,61 USD /año y un costo futuro de \$ 2.159,1 USD. En cambio, la opción con 100% eólico mostró el comportamiento inverso con valores altos. El menor costo del kW instalado fue para la configuración 4, ya que ésta presentó la mayor potencia instalada en 11,2 kW (Turbinas eólicas).

Teniendo en cuenta los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014 como la reducción de los impuestos de declaración de renta para el propietario del sistema y la residencia, presentaron una reducción del 50% del costo inicial y un 5% adicional en el costo total del proyecto. El nuevo costo de energía calculado estuvo en USD \$0,14 /kWh para la configuración fotovoltaica y USD \$1,86 /kWh para la eólica. Adicionalmente, el PBP menor estuvo en 1,9 años para el arreglo fotovoltaico lo cual hace considerar a esta configuración como la más apropiada para el área de estudio.

## Conclusiones

Las condiciones climatológicas en la ciudad de Neiva presentan un comportamiento favorable para el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica frente a la eólica y como alternativa a la energía hidroeléctrica. Por el contrario, el recurso eólico no es adecuado para su aprovechamiento ya que no se presentan velocidades de viento altas y constantes para considerar su aprovechamiento e inclusión en la matriz energética del área.

La arquitectura híbrida óptima encontrada, aunque no corresponde a fuente 100% renovable, incluye fuente solar fotovoltaica y conexión a la red para abastecer el consumo energético con una distribución 65% y 35% respectivamente. La inclusión de los beneficios tributarios reflejó una relativa ventaja de un sistema fotovoltaico frente a la hidroeléctrica ya que presentó valores de costo de energía en \$0,0515 USD /kWh por debajo del costo medio de la energía hidroeléctrica en \$0,139 USD /kWh, sin incluir la tasa de incremento anual presentada entre el 6 y 7%.

Gracias a que el mayor consumo eléctrico se presenta entre las 6 am y 6 pm, permitieron que el perfil de carga fuera favorable para los cálculos técnicos y económicos. Los resultados de optimización obtenidos con el software HOMER resultaron ser muy pertinentes para el ejercicio pues proporcio-

naron herramientas sólidas para la evaluación financiera y ambiental de las configuraciones propuestas.

Como trabajos posteriores se puede realizar la instalación de estaciones meteorológicas automáticas en otros puntos de la ciudad. Esto con el fin de realizar una caracterización del potencial renovable, en nodos con condiciones geográficas diferentes a las locaciones del estudio. Adicionalmente, vectorizar los consumidores e identificar las zonas urbanas o rurales que mayor consumo presentan, ayudan para la ubicación estratégica de los equipos de medición que sirven para identificar sectores con necesidades energéticas grandes, que puedan ser abastecidas durante el día con la implementación de los módulos fotovoltaicos. La recolección de información proveniente de los sistemas de medición, permite realizar nuevas evaluaciones de viabilidad económica para los sistemas solares en la totalidad del territorio de Neiva.

## Agradecimientos

Los autores agradecen al laboratorio Nacional de energía renovable de Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory's – NREL) por proporcionar licencia libre del software HOMER para la evaluación del sistema y al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) por facilitar la información de las variables meteorológicas, ya que gracias a los aportes hicieron posible el desarrollo de este trabajo.

## Referencias

1. Gobernación del Huila, CAM, E3, USAID, FCMC. Plan cambio climático Huila 2050: Preparándose para el cambio climático. 2014;151.
2. Gobernación del Huila, Cámara de Comercio de Neiva. Agenda Interna-Plan Regional de Competitividad del Huila. 2015;305.
3. Congreso De Colombia. Ley 1715 Mayo de 2014. Pres la Repub [Internet]. 2014;(May):26. MAYO DE 2014.pdf

4. Instituto de hidrología meteorología y estudios ambientales (IDEAM). catálogo nacional de estaciones del IDEAM [Internet]. Datos abiertos gobierno digital colombia. 2017. Available from: <https://www.datos.gov.co/Ambiente-y-Desarrollo-Sostenible/Cat-logo-Nacional-de-Estaciones-del-IDEAM/hp9r-jxuu>
5. Sinha S, Chandel SS. Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2015;50:755–69. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>
6. Khare V, Nema S, Baredar P. Solar-wind hybrid renewable energy system: A review. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2016;58:23–33. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>
7. Esen M, Yuksel T. Experimental evaluation of using various renewable energy sources for heating a greenhouse. *Energy Build* [Internet]. 2013;65:340–51. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.06.018>
8. Al-Sharafi A, Sahin AZ, Ayar T, Yilbas BS. Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy systems for power generation and hydrogen production in Saudi Arabia. *Renew Sustain Energy Rev*. 2017;69(November 2016):33–49.
9. Korsavi SS, Zomorodian ZS, Tahsildoost M. Energy and economic performance of rooftop PV panels in the hot and dry climate of Iran. *J Clean Prod* [Internet]. 2018;174:1204–14. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.026>
10. Bhandari KP, Collier JM, Ellingson RJ, Apul DS. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2015;47:133–41. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
11. Khatib T, Ibrahim IA, Mohamed A. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. Vol. 120, *Energy Conversion and Management*. 2016. p. 430–48.
12. Ma T, Yang H, Lu L, Peng J. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong. *Renew Energy* [Internet]. 2014;69:7–15. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.028>
13. Bilir L, Imir M, Devrim Yi, Albostan A. An investigation on wind energy potential and small scale wind turbine performance at Incek region - Ankara, Turkey. *Energy Convers Manag*. 2015;103:910–23.
14. Devrim Y, Bilir L. Performance investigation of a wind turbine–solar photovoltaic panels–fuel cell hybrid system installed at Incek region – Ankara, Turkey. *Energy Convers Manag*. 2016;126:759–66.
15. Mahesh A, Sandhu KS. Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings. *Renew Sustain Energy Rev*. 2015;52:1135–47.
16. Mahesh A, Shoba Jasmin KS. Role of renewable energy investment in India: An alternative to CO2mitigation. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2013;26:414–24. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.069>
17. Diaf S, Diaf D, Belhamel M, Haddadi M, Louche A. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy*. 2007;35(11):5708–18.
18. Diaf S, Belhamel M, Haddadi M, Louche A. Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island. *Energy Policy*. 2008;36(2):743–54.
19. Diaf S, Notton G, Belhamel M, Haddadi M, Louche A. Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Appl Energy*. 2008;85(10):968–87.
20. Castillo A, Villada F, Valencia J. Diseño multiobjetivo de un sistema híbrido eólico-solar con baterías para zonas no interconectadas. *Tecnura* [Internet]. 2014;18(39):77–93. Available from: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=fua&AN=94712205&lang=es&site=ehost-live>
21. Muñoz Y, Guerrero J, Ospino A. Evaluation of a hybrid system of renewable electricity generation for a remote area of Colombia using homer software. *Tecciencia*. 2014;9(17):45–54.
22. Chávez-Ramírez AU, Vallejo-Becerra V, Cruz JC, Ornelas R, Orozco G, Muñoz-Guerrero R, et al. A hybrid power plant (Solar-Wind-Hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in Mexico. *Int J Hydrogen Energy*. 2013;38(6):2641–55.
23. Guerrero-Rodríguez NF, Rey-Boué AB, Reyes-Archundia E. Overview and comparative study of two control strategies used in 3-phase grid-connected inverters for renewable systems. *Renew Energy Focus*. 2017;19–20(June):75–89.
24. Guerrero Ayala LV. Revisión de las energías alternativas aplicadas en colegios y su influencia en la educación ambiental Colombiana. 2017;

25. Carrillo Medrano LM. Generación de energía con un sistema híbrido renovable para abastecimiento básico en vereda sin energización de Yopal - Casanare [Internet]. H. 2015. Available from: <http://www.bdigital.unal.edu.co/51040/>
26. Shukla AK, Sudhakar K, Baredar P. Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. *Energy Reports* [Internet]. 2016;2:82–8. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2016.04.001>
27. Shukla AK, Sudhakar K, Baredar P. Design, simulation and economic analysis of standalone roof top solar PV system in India. *Sol Energy*. 2016;136:437–49.
28. Tummala A, Velamati RK, Sinha DK, Indrajya V, Krishna VH. A review on small scale wind turbines. *Renew Sustain Energy Rev*. 2016;56:1351–71.
29. Bataineh K, Dalalah D. Optimal Configuration for Design of Stand-Alone PV System. *Smart Grid Renew Energy* [Internet]. 2012;03(02):139–47. Available from: <http://www.scirp.org/journal/doi.aspx?DOI=10.4236/sgre.2012.32020>
30. Bekele G, Palm B. Wind energy potential assessment at four typical locations in Ethiopia. *Appl Energy* [Internet]. 2009;86(3):388–96. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.05.012>
31. Bekele G, Palm B. Feasibility study for a standalone solar-wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia. *Appl Energy* [Internet]. 2010;87(2):487–95. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.06.006>