



Las fuentes alternativas y la pequeña hidroenergía en Cuba Un análisis económico

Juan Boza Valerino
Aldo Luis Caballero

Enero del 2001

Resumen / Abstract

En este artículo se expone un análisis general de la composición del costo de la energía eléctrica. A partir de dicho análisis se desarrolla el concepto de "costo unitario de la potencia utilizada" y se formulan algunos lineamientos básicos para la evaluación económica de proyectos energéticos.

Por último, considerando la realidad actual de Cuba, los conceptos desarrollados se aplican a las Fuentes Energéticas Alternativas y, particularmente, a las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

A general analysis about of composition of the electric energy cost is presented. On the basis of this analysis, the concept of "unit cost of the power used" is developed and some basic guidelines for economic evaluation of energy projects are formulated.

Lastly, keeping in mind the present reality of Cuba, the concepts developed are applied to Alternative Energy Sources and, particularly, to Small Hydroelectric Plants.

Palabras Claves: costo unitario, fuentes energeticas.

Key Words: per unit cost, energetical sources

Introducción

Los problemas relacionados con la energía y la tecnología no pueden enfrentarse sin atender a la realidad del contexto en que ellos ocurren. Basta con comparar los indicadores económicos de países con diferentes niveles de desarrollo, sus índices energéticos y sus respectivos grados de tecnificación, para verificar tal afirmación. Esta relación se da, inclusive, para diferentes regiones dentro de un mismo país.

En este marco conceptual, para la evaluación económica de instalaciones energéticas resulta apropiado recurrir a un método que, además de ser técnicamente riguroso, permita considerar las características y particularidades del entorno de aplicación.

Composición del costo de la producción de energía

El costo anual total de un proyecto energético está conformado por el costo anual de la inversión y por los costos anuales de explotación.

Considerando un período de amortización de n años, a una tasa anual de descuento unitaria r [1/año], el factor de recuperación de la inversión 1, 2, 3, 4 es:

$$(1) \quad f_a \left[\frac{I}{\text{año}} \right] = \frac{r \cdot (I+r)^n}{(I+r)^n - I}$$

Si se instala una potencia P_i [kW], con un costo unitario c_{pi} [\$/kW] y un valor residual unitario o valor de liquidación c_r [\$/kW], el costo anual de la inversión 1, 2, 3, 4 está dado por:

$$(2) \quad C_i \left[\frac{\$}{\text{año}} \right] = \left[f_a \cdot (c_{pi} - c_r) + r \cdot c_r \right] \cdot P_i$$

Los costos de explotación pueden desagregarse en dos partes, una correspondiente al costo del combustible y otra determinada por los costos de operación y mantenimiento.

El producto entre el factor de utilización de la instalación f_u y la potencia instalada, multiplicado por 8760 [hs/año] es la energía anual producida. Entonces, si el consumo específico medio es g_e [kg/kWh], y el combustible utilizado tiene un costo unitario C_c [\$/kg], el costo anual en combustible viene dado por:

$$(3) \quad C_c \left[\frac{\$}{\text{año}} \right] = 8760 \cdot g_e \cdot c_c \cdot f_u \cdot P_i$$

Los costos de operación y mantenimiento están determinados por el personal necesario, lubricantes, piezas de reparación, infraestructura administrativa, etc. Ellos son función del tipo y la calidad de la tecnología empleada y de cuán racional sea el uso de la instalación. También dependen de la legislación de cada país (salarios, beneficios sociales, impuestos, etc.). A los efectos de facilitar el análisis, puede definirse un factor que contemple la fracción que los costos de operación y mantenimiento representan en relación con el costo de la inversión, esto es:

$$(4) \quad f_{om} = \frac{C_{om}}{C_i}$$

Sobre la base de las consideraciones precedentes, la expresión del costo anual total de la instalación puede escribirse como:

$$(5) C_a = \left((I + f_{om}) \cdot \left[f_a \cdot (c_{pi} - c_r) + r \cdot c_r \right] + 8760 \cdot g_e \cdot c_c \cdot f_u \right) \cdot P_i$$

El "costo unitario de producción de la energía" está definido por la relación entre el costo anual total de la instalación y la energía anual producida. Ya que, en general, las instalaciones energéticas se construyen para ser usufructuadas durante toda su vida útil, el valor residual o de liquidación c_r es despreciable, (excepto en casos especiales de instalaciones de carácter temporario cuya consideración carece de interés para los objetivos de este trabajo). El costo de la energía producida puede, en consecuencia, calcularse como:

$$(6) \quad C_{EP} \left[\frac{\$}{kWh(\text{prod.})} \right] = \left[\frac{(I + f_{om})}{f_u} \cdot c_{pi} \right] \cdot \frac{f_a}{8760} + g_e \cdot c_c$$

Nótese que, hasta aquí, se ha hablado de costo de producción de la energía y no, como es usual, de costo de generación. Se procedió de este modo para destacar que el costo de producción, tal como fue desarrollado, puede aplicarse a cualquier punto del sistema. Para ello, basta con referir al punto considerado los factores y costos unitarios que intervienen en su expresión. Cuando se habla de costo de generación, generalmente, se hace referencia al costo de la energía en barras de salida de las plantas.

El costo de la potencia utilizada

Puede verse en la expresión del costo de la energía producida (6), que el costo unitario de la potencia instalada aparece afectado por los factores de operación y mantenimiento y de utilización. Por las respectivas definiciones de ambos factores el valor resultante puede denominarse "costo unitario de la potencia utilizada":

$$(7) \quad c_{pu} = \frac{(I + f_{om})}{f_u} \cdot c_{pi}$$

Conceptualmente, C_{pu} puede interpretarse como un índice representativo del costo de la instalación por unidad de potencia que, además de tener en cuenta la inversión inicial, considera los costos de operación y mantenimiento y el uso que se hace

de la potencia instalada. En virtud de ello, cuando se trata de comparar diferentes opciones energéticas, es un indicador económico más apropiado que el costo unitario de la potencia instalada. Por supuesto que, en tales comparaciones, no puede dejar de considerarse el combustible el que, en muchos casos, puede ser decisivo. Por esa razón su costo se mantuvo en un término separado.

Con la definición precedente el costo de producción de la energía puede escribirse:

$$(8) \quad C_{EP} = \frac{f_a}{8760} \cdot c_{pu} + g_e \cdot c_c$$

Composición del costo de la energía utilizada

También es de interés el costo de la energía que realmente puede ser utilizada, considerando como tal a aquella que efectivamente se suministra a los usuarios. En este sentido, si η_{td} es la fracción de la energía producida que verdaderamente puede utilizarse (eficiencia media de transmisión y distribución), el "costo de la energía utilizada" es:

(9)

Téngase en cuenta que, cuando se hace referencia a energía utilizada, se está incluyendo la transmisión y distribución, no solamente en lo referente a las pérdidas, sino también a los costos de instalación, operación y mantenimiento de las redes, los que deben tenerse en cuenta al cuantificar el costo unitario de la potencia utilizada para aplicar la expresión (9).

Aplicación a las fuentes alternativas en la realidad actual de Cuba

En Cuba, por cada \$11 que pagan los usuarios del Sistema Energético Nacional -SEN- en concepto de uso de la energía, el país debe invertir US\$8,50 para producir la energía utilizada, con un cuadro tarifario como el que se da en la Tabla 1. Puesto que en la información disponible no se especifica a cuántos kWh corresponden los \$11 de referencia, a fin de realizar una primera estimación aproximada, se considera la situación extrema más desfavorable para las fuentes alternativas. Es decir, de acuerdo al cuadro tarifario vigente, se supone la mayor cantidad de energía posible en relación con los US\$8,50 que invierte el estado en producirla, y el costo de la energía utilizada deducido a partir de esta consideración se toma de referencia. Para las fuentes alternativas (que prescinden de combustible oneroso) el término correspondiente al combustible en la expresión (9) se anula y, por lo tanto, la condición que deben verificar dichas fuentes para conducir a costos menores que el SEN es:

Consumo [kWh]	Precio [\$/kWh]
hasta 100	0,09
entre 100 y 300	0,20
más de 300	0,30

Tabla 1

$$\frac{1}{\eta_{td}} \cdot \frac{f_a}{8760} \cdot c_{pu} < US \$8,50 \cdot \frac{0,09 \$/kWh}{\$11} \equiv 0,0695 \frac{US \$}{kWh}$$

En el Gráfico 1 se muestra la relación entre el costo máximo admisible de la potencia utilizada y el factor de pérdidas de transmisión y distribución como función de la tasa anual de descuento r , expresada en %/año, y para períodos de amortización entre 5 y 30 años. Este gráfico surge de la desigualdad antes planteada. Las curvas indican el límite en el cual los costos de la energía proporcionada por cualquier fuente que no utilice combustible costoso y la del SEN se igualan, en la situación más desfavorable para las fuentes alternativas. Es decir que, para lograr costos menores, la relación entre el costo de la potencia utilizada y la eficiencia de la transmisión y distribución debe estar por debajo de las curvas dadas en el gráfico.

Por ejemplo, si se tratase de abastecer a una zona rural aislada con alguna fuente alternativa, pudiéndose obtener el dinero para la inversión con una tasa $r = 12\%$ /año y un período de amortización $n = 10$ años, del Gráfico 1, se obtiene $(c_{pi}/\eta_{td})_{\max}[12\%, 10 \text{ años}] \approx 3440 \text{ US\$}/\text{kW}$. De acuerdo con esto y considerando la expresión (7), para el costo máximo de la potencia instalada, puede escribirse:

$$(c_{pi})_{\max} = 3440 \left[\frac{US \$}{kW} \right] \cdot \frac{\eta_{td} \cdot f_u}{(1 + f_{om})}$$

En el Gráfico 2 se ha representado, para el caso planteado, el máximo costo admisible de la potencia instalada, dado por esta última expresión, en función del factor de utilización y tomando $f_{om} = 0,1-0,2$ y $f_u = 0,8-0,9$. Puede observarse que $(C_{pi})_{\max}$ varía sensiblemente con f_u . La importancia de f_u crece cuando mejora el factor de utilización aunque, para el rango considerado, su influencia no es tan significativa como la de f_u .

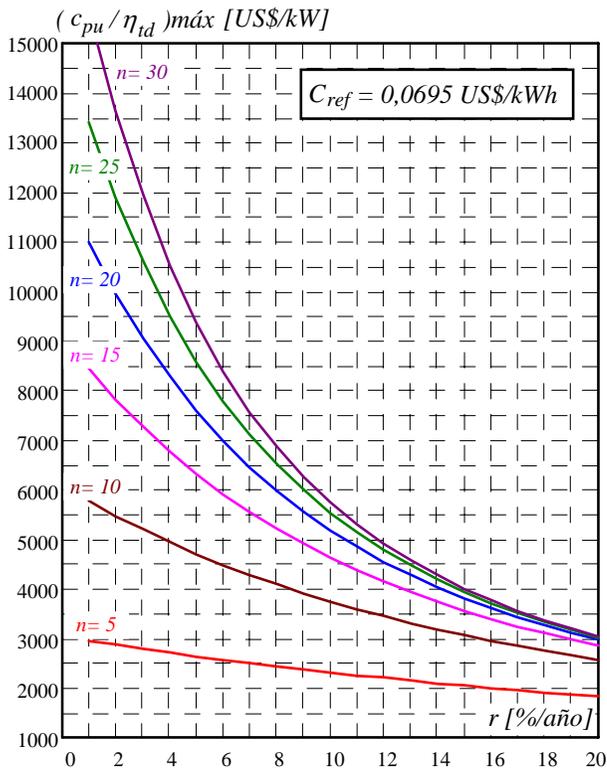


Gráfico 1

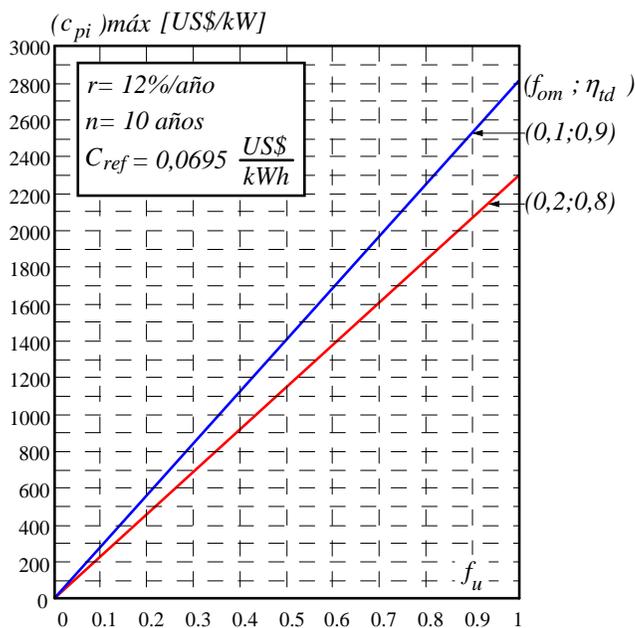
 $(c_{pu} / \eta_{id})_{\text{máx}}$ 

Gráfico 2

En pequeños sistemas aislados el factor de carga tiende a ser reducido. Esto se debe principalmente a que, en este tipo de sistemas, el uso de la energía casi siempre se limita a aplicaciones domésticas^{3,6,7}. El factor de carga puede aumentarse implementando, conjuntamente con el abastecimiento de energía, medios para su uso productivo.

Además, cuando se proyectan instalaciones energéticas basadas en recursos naturales renovables, es común la tendencia a tratar de explotar al máximo el recurso instalando la mayor potencia posible y, con ello, reducir su costo unitario. Pero, si esa potencia instalada no es utilizada anualmente en una fracción importante, eso se traduce en una significativa porción improductiva de la inversión y la energía resulta finalmente muy costosa. El dimensionamiento de la potencia instalada constituye un problema que debe resolverse no solamente atendiendo a la disponibilidad de los recursos naturales, sino también a las características de la carga y su posible evolución y crecimiento futuro.

Un mejor aprovechamiento de la potencia instalada se consigue cuando las centrales de baja potencia operan en paralelo con grandes redes. De ese modo, en horas de demanda local muy reducida, el excedente se aporta al sistema^{3,7}.

En otro sentido, aún cuando la estimación del potencial de un determinado recurso natural lleve a la conclusión de que el mismo es insuficiente para satisfacer la demanda local, esa fuente no debe ser descartada a priori. Pueden darse combinaciones de co-generación con otras fuentes y/o con extensiones de grandes redes que conduzcan a la mejor configuración técnico-económica.

La pequeña hidroenergía en la situación cubana actual

Los estudios realizados sobre el potencial hidroenergético bruto de Cuba muestran que, el mismo, es del orden de 14.600GWh/año, estimándose que puede aprovecharse entre 15% y 20%⁸.

En lo que se refiere específicamente a Pequeños Centrales Hidroeléctricas -PCHE- (con potencias inferiores a 5MW) existen actualmente en explotación 164 instalaciones, con una potencia instalada de 13,2MW y una capacidad de generación de 25,86GWh/año⁸.

Según las evaluaciones hasta ahora realizadas (pero que no deben tomarse como definitivas), se considera que es factible la construcción de otras 185 con una potencia instalada total de 50MW y una capacidad de generación estimada de 160GWh/año⁸. Este tipo de centrales son particularmente interesantes porque no implican obras e inversiones de gran magnitud y, proyectadas y planificadas con los criterios adecuados, pueden ejecutarse con recursos nacionales.

En el Gráfico 3 se ha representado la variación del costo de generación estimado C_{EG} con el factor de utilización, para diferentes costos unitarios de la potencia instalada y con un factor de operación y mantenimiento típico de 10%. Considerando la realización de estas obras con recursos financieros propios, se ha tomado una tasa anual de descuento de 8%/año y, se ha supuesto una vida útil promedio de las instalaciones de 30 años. Con $C_{EG(SEN)}$ se indica el costo actual de generación del SEN, que es de 0,0425US\$/kWh⁹. El subíndice "EG" se ha usado para indicar que se trata de la energía en barras de salida de las plantas.

Del gráfico en cuestión surge que las PCHE pueden conducir a costos de generación inferiores al actual del SEN, si el costo unitario de la potencia utilizada es lo suficientemente reducido (factor de utilización elevado y costo aceptable de la potencia instalada).

Si debiera suministrarse la energía utilizando una fuente basada en petróleo, con un consumo específico medio de 0,25kg/kWh y a un costo de 0,1US\$/kg, solamente el combustible representaría casi el 60% del costo de generación.

Sin embargo, de los estudios del potencial hidroenergéticos antes mencionados se desprende que el factor de utilización de las plantas actualmente en explotación es aproximadamente 0,223, mientras que el estimado resultante para el conjunto de las PCHE que se han identificado como factibles es del orden de 0,365. Ambos son valores muy bajos según las condiciones expuestas en el Gráfico 3. Esto sugiere revisar los criterios de evaluación, estudiar las posibilidades de incrementar la utilización de las plantas y efectuar las investigaciones y desarrollos necesarios para disponer de la tecnología local que permita aprovechar los beneficios que la pequeña energía hidráulica y otras fuentes renovables pueden proporcionar.

Conclusiones

El análisis efectuado pone en evidencia que la evaluación económica de proyectos energéticos no puede basarse exclusivamente en el costo unitario de la potencia instalada, ya que en la composición del costo de la energía intervienen, además de él, otros factores que no pueden dejar de considerarse. Entre ellos es acentuadamente preponderante el factor de utilización. Una instalación energética de muy bajo costo unitario de la potencia instalada, aún en el caso de no requerir combustible oneroso, si su factor de utilización es muy bajo, puede implicar costos elevados de la energía. En virtud de ello, el costo unitario de la potencia utilizada es un indicador económico más representativo que el costo unitario de la potencia instalada.

Para las fuentes renovables en general, y en particular para las PCHE, una concepción general apropiada al contexto puede conducir a bajos costos de producción y, por lo tanto, constituyen una opción que debe tenerse muy en cuenta.

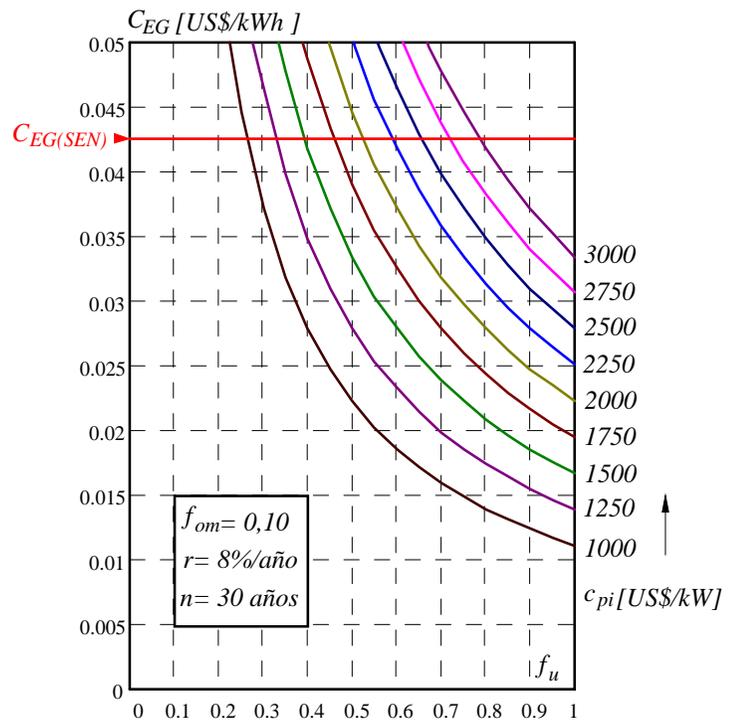


Gráfico 3

El costo de producción de las fuentes de baja potencia puede disminuirse sensiblemente mediante el uso intensivo de la potencia instalada. Su puesta en paralelo con grandes sistemas permite un mejor aprovechamiento de las instalaciones.

Referencias

1. Skrotzki, B. G. A., Vopat, W. A. Power Station Engineering and Economy. Mc Graw-Hill Book Company, Inc. New York, 1994.
2. Barish, N. N. Economic Analysis for Engineering and Managerial Decision-Making. Mc Graw-Hill Book Company, Inc. 1962.
3. Chapallaz, J. M., Dos Ghali, J., Eichenberger, P., Fischer, G. Manual on Induction Motors Used as Generator. Chapter 7, Economic considerations. Branschweig, Vieweg, 1992.
4. Caballero, A. L. Complejo Hidráulico El Tigre, Solicitud de Crédito CFI. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Misiones y Gobierno de la Provincia de Misiones. Misiones, Argentina, 1992.
5. Programa de Ahorro de Electricidad en Cuba -PAEC-. Boletín informativo. Cuba, 1998.
6. Meier, U. Aprovechamiento de Energía Hidráulica. SKAT, CEPAL. St. Gallen, Suiza y Valparaíso, Chile, 1984.
7. Caballero, A. L. Ventajas de la Implementación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Misiones. Centro Regional de Desarrollo de Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos - CREDPHI-. Misiones, Argentina, 1992.
8. Salé Herrera, G., Boza Valerino, J. Incremento de la Generación de Energía en los Pequeños Aprovechamientos

Hidroenergéticos del Valle de Caujerí. Tesis de Maestría. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas -CIPEL-, ISPJAE. La Habana, Cuba, 1997.

9. **Cobas Pereyra, M. F.** Planeamiento de Sistemas de Distribución. Curso de Maestría. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas -CIPEL-, ISPJAE. La Habana, Cuba, 1998.

Otras fuentes consultadas

Ministry of Water Conservation. Chinese Experiences in Mini-Hidropower Generation. United Nations, 1985.

UNIDO, Miny Hydro Power Stations (a manual for decision makers). New York, United Nations, 1981.

Muñoz, H. E., Kairiyama, J. C., Caballero, A. L. Proyecto de Automatización y Telecontrol del Complejo Hidráulico Saltito, Solicitud de Crédito FEDEI. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Misiones y Agua y Energía Dos de Mayo, Cooperativa Ltda. Misiones, Argentina, 1996.

Autores

Dr. Juan Boza Valerino

Centro de Investigaciones y Pruebas
Electroenergéticas -CIPEL-
Cuba

Ing. Aldo Luis Caballero

Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de Misiones
Argentina