

¿Compite la electricidad de biomasa con la solar fotovoltaica y la eólica?

Jorge Tomás Lodos-Fernández

Instituto Cubano de Investigaciones de los Derivados de la Caña de Azúcar (ICIDCA)

Vía Blanca No. 804 y Carretera Central, San Miguel del Padrón. La Habana, Cuba.

jorge.lodos@correo.azcuba.cu

RESUMEN

Se discuten inversión y costo de electricidad de las fuentes de energía renovables: biomasa cañera, solar fotovoltaica y eólica, durante 25 años de vida útil de instalación, con una misma base de cálculo. La solar fotovoltaica y la eólica tienen una alta inversión por kW operacional, pues su intermitencia determina un bajo factor de capacidad, elemento no cuantificado usualmente. Del análisis para reembolso, en 10 años, del préstamo para el total de la inversión, que pudiera ser factible, resulta que la inversión unitaria por kW vendido es casi el doble en solar fotovoltaica y eólica que en biomasa y esta produce el doble de energía, con igual inversión y costo del kWh. En los 15 años restantes el costo del kWh de biomasa es casi 5 veces mayor que el de solar fotovoltaica y eólica. Si se reembolsa el préstamo en 25 años, lo cual parece poco factible, el costo del kWh solar fotovoltaico y eólico resulta 40 % menor que el de biomasa. Las energías solar fotovoltaica y eólica no necesitan almacenar el portador energético, pero no son “despachables”; mientras que la biomasa lo almacena y es “despachable”.

Palabras clave: central azucarero; biomasa; eólica; solar fotovoltaica.

ABSTRACT

Investment and power costs for cane biomass, solar photovoltaic and wind renewable energies are discussed based on the same data for 25 years operation of the utility. Operational investment for solar photovoltaic and wind energies is very high according to its intermittence and low operational factor, which is usually not taking into account. When the loan for the total investment is reimbursed in 10 years, that is a real possibility, unitary investment for delivered solar photovoltaic and wind power is almost two times higher than for biomass that also produces two times more power with the same investment and kWh cost. During the remained 15 years biomass kWh cost is almost 5 times higher than solar photovoltaic and wind ones. When loan is reimbursed during 25 years, that is a dubious possibility, solar photovoltaic and wind kWh costs are 40 % lower. Solar photovoltaic and wind energies do not need to store an energy carrier but they are not continuously produced and they are not direct grid-acceptable, whereas biomass has to be stored but the energy is continuously produced and it is accepted by the grid.

Key words: Sugar Mill; Biomass; Solar Photovoltaic; Wind energy.

INTRODUCCIÓN

Es conocido el esfuerzo que el país hace para incrementar la participación de las fuentes renovables de energía (FRE) en la generación nacional de electricidad. Se espera que, en el 2030, la biomasa contribuya con 755 MW, la solar fotovoltaica con 700 MW y la eólica con 656 MW, y llegarán a cubrir el 24 % de la generación nacional en ese año. Se prevé que ese desarrollo se realice con predominio de inversión extranjera como fuente de financiamiento (1). Sin embargo, las bases de cálculo que se utilizan en el análisis de las FRE no favorecen su comparación pues la inversión de

las energías solar fotovoltaica y eólica se refiere a la potencia instalada y no a la vendida, que son bien diferentes; mientras que, en la FRE de biomasa son similares (2). También, en el cálculo del costo no incluyen, como regla, el reembolso de la inversión, que si se incluye en la FRE de biomasa.

El objetivo del trabajo es comprender cómo se cogenera y genera en las bioeléctricas cañeras y cómo se compara la producción de electricidad de biomasa (3) con la solar fotovoltaica (4) y la eólica (5), sobre bases comunes, según la experiencia cubana.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para poder comparar diferentes FRE, es necesario uniformar las bases de cálculo que, actualmente, se prestan a gran confusión. Para ello, solo se analizarán grandes instalaciones (“utilidades”) de 62 MW; no se considerarán incentivos fiscales o de otro tipo y la electricidad se entregará al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) a la salida del generador. En todos los casos la inversión se ejecuta en 2 años, su vida útil es 25 años, no se considera el pago del impuesto sobre las utilidades y no se incluyen ingresos por equipos de segunda mano al finalizar la vida útil de cada instalación. Para ejecutar la inversión se recibe un préstamo, que se reembolsa en cuotas iguales durante 10 o 25 años, con un interés de solo 5 % de la deuda existente en cada momento, que se reduce con cada reembolso. Para facilitar el análisis, el interés se “normalizará”, con la suma de sus valores y división por 10 o 25 años, según el caso, todas las cifras aparecen en centavos (ϕ) o dólares de EE.UU. (USD) y se “redondearán”. Se utilizarán los siguientes indicadores:

- Factor de capacidad: La potencia instalada menos el consumo propio y el tiempo perdido por diversas causas de cada instalación, referida en por ciento a la potencia instalada.
- Potencia operacional: La realmente disponible, calculada como generada de forma continua.
- Inversión: La necesaria para disponer de un kW de potencia operacional. No incluirá la conexión al SEN, que depende de la ubicación de la instalación y del centro conector.
- Costo del kWh: El de operación y mantenimiento (O&M), que existe todo el tiempo, y el del reembolso de la inversión y su interés, mientras exista la deuda durante 10 o 25 años.
- No se analiza la disminución de la contaminación ambiental ni de la emisión de CO₂, ni el ahorro y menor dependencia de combustible fósil en las termoeléctricas, por ser semejantes para las FRE.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El central tradicional con la producción de electricidad optimizada (3)

Una fábrica de azúcar tradicional tiene como objetivo producir azúcar, aun cuando cogenera y produzca electricidad para consumo propio y algún sobrante para el SEN. Esta fábrica es ineficiente termo-energéticamente pues no puede aprovechar todo el potencial energético del bagazo. Esto se debe a que tiene que balancear la cantidad de vapor de alta presión producida por la caldera con la cantidad de vapor de baja presión o de escape del turbogenerador, que consume el proceso. Si se produce un exceso de vapor de alta o baja presión, su manejo o el del bagazo sobrante es un problema. Por ello, no tiene sentido elevar significativamente la eficiencia de la caldera, por ejemplo, pues se corre el riesgo de alterar el mencionado balance. En este central, la eficiencia de la caldera ronda el 70 % y, si se reduce el consumo de vapor, se reduce la producción de electricidad.

No confundir lo anterior con la eficiencia de la cogeneración, o producción simultánea de energía térmica y eléctrica, en la que los productos azucareros líquidos condensan el vapor en los calenta-

dores, evaporadores y tachos y se calientan “de gratis”. El turbogenerador no necesita condensador, es de “contrapresión” y su costo es mucho menor que los que condensan.

A lo más que se puede aspirar en la fábrica tradicional, para incrementar la producción de electricidad, es a elevar la presión de la caldera para que, con la misma cantidad de vapor de escape, se “cogenera” más electricidad. El área termoenergética del central no puede operar fuera de zafra, por falta de un consumidor de vapor de escape. En este esquema, para 7 000 toneladas de caña diarias de capacidad (tcdc), se puede llegar a instalar 15 - 20 MW y, de ellos, vender la mitad, ya restados los consumos del central. La eficiencia de la caldera seguirá relativamente baja y el área termoenergética se mantiene como parte del central.

El central con la producción de electricidad maximizada (3)

Cuando el objetivo es maximizar la producción de electricidad, la situación cambia drásticamente y hay que instalar turbogeneradores de extracción - condensación. En este caso, se desearía elevar la eficiencia de la caldera (más vapor por unidad de bagazo), a la mayor temperatura y presión posibles (más kWh por unidad de vapor), reducir el consumo de vapor de proceso (más vapor para condensar), condensar todo vapor sobrante (más electricidad del vapor) y aprovechar al máximo la capacidad instalada (trabajar todo el año). La reducción de la presión, de unos 80 bares a 2, en el turbogenerador responde, aproximadamente, por el 60 % del total de la electricidad producida; mientras que condensar esa misma cantidad de vapor desde 2 bares, responde por el 40 %. Ya no se trataría de satisfacer las “modestas” necesidades de vapor y electricidad del central en zafra, sino las considerablemente mayores necesidades de electricidad del SEN.

El esquema termoenergético del central es totalmente diferente, con cogeneración y condensación en zafra y, solo condensación, si opera fuera de zafra, al igual que una termoeléctrica. El área termoenergética, constituida en una bioeléctrica, puede ser parte del central o ser una unidad independiente que compra bagazo y condensado y vende electricidad y vapor de escape al central en zafra. Puede operar fuera de zafra, si tiene un suministro adecuado de combustible, preferentemente biomasa, como bagazo sobrante de otros centrales, caña energética, desechos agroindustriales y plagas agrícolas, como el marabú, entre otras opciones (6), pues no depende de que exista un consumidor de vapor de escape, ya que lo condensa y genera electricidad.

Una bioeléctrica es un concepto totalmente nuevo que permite eliminar las restricciones que impone el proceso azucarero. Además, la energía producida es “despachable”, pues puede entregarse, en principio, como la entregan las termoeléctricas, durante todo el día y durante todo el año. La bioeléctrica “Biopower”, asociada a un central de 7 000 tcdc, puede generar 62 MW y, satisfechas las necesidades del central, vender al SEN 35 MW, en zafra, y 55 MW fuera de ella (7).

- El factor de capacidad de 87 % se calculó para la bioeléctrica Biopower, con un autoconsumo de 5 MW y una entrega del 95 % de la potencia restante, debido a paradas diversas.
- La potencia operacional es 54 MW (87 % de 62 MW) con una producción anual de 474 GWh.
- La inversión de Biopower, ajustada a la cosecha de caña energética, fue de 173 millones de USD (MMUSD). La Inversión nominal unitaria será de 2 790 USD/MW (173 MMUSD / 62 MW) y la operacional 3 200 USD/kW (173 MMUSD / 54 MW).
- El costo de O&M del kWh de biomasa, durante los primeros 10 años, es 24 MMUSD o 5.00 ¢/kWh, similar al obtenido en EE.UU. de 4.94 ¢ (4). En los siguientes 15 años el costo será de 5.90 ¢, por mayor mantenimiento y precio de la caña energética. El 85 % del costo se dedica a comprar la biomasa bagazo y caña energética. Reembolsar el préstamo en 10 años aporta 3.60 ¢ (1.50 ¢ en 25 años). El interés normalizado en 10 años aporta 1.00 ¢ (0.40 ¢ en 25 años). El costo total del kWh será de 9.60 ¢ los primeros 10 años, y 5.90 ¢ los restantes 15 años, si se reembolsa el préstamo en 10 años, y 7.40 ¢ todo el tiempo, si el reembolso es en 25 años.

La electricidad producida con la FRE solar fotovoltaica

La FRE solar fotovoltaica es la de más rápido crecimiento en el mundo y es de esperar que el costo de su inversión y kWh tienda a disminuir, al aumentar su potencia y eficiencia. Su desventaja es que genera corriente directa, discontinua, poco predecible y no “despachable”.

- El factor de capacidad de la FRE solar fotovoltaica se ha pronosticado para las condiciones de Cuba entre 15.5 % (obtenida en los parques existentes) y la pronosticada como alcanzable de 16.3 % (4), valor que se utilizará en el análisis.
- La potencia operacional será 10 MW (16.3 % de 62 MW).
- La Inversión nominal unitaria total más baja la tienen China y Alemania con 1 130 USD/kW y la más alta Japón, con 2 230 USD/kW (4). La inversión en el parque de la Zona de Desarrollo del Mariel fue de 1 290 USD/MW. Se plantea que se podrá llegar a 1 000 USD/kW con el desarrollo esperado de la tecnología, que será el valor que se utilizará en el análisis. La inversión operacional unitaria será de 6 100 USD/kW (1 000 / 16.3 %).
- El costo del kWh, frecuentemente mezcla costo de O&M con el reembolso de la deuda y su interés (4). Para poder comparar, es imprescindible diferenciar sus componentes. Se tomará como referencia el costo de O&M en EE.UU., que se reportó como 1.00 ¢/kWh (4). El reembolso del préstamo, en 10 años, aporta 7.00 ¢ (2.80 ¢ en 25 años), y el interés normalizado aporta 1.90 ¢ en 10 años (0.80 ¢ en 25 años). El costo total del kWh, mientras se reembolsa el préstamo, será de 9.90 ¢ (10 años) o 4.60 ¢ (25 años).

La electricidad producida con la FRE eólica

La generación de electricidad en parques eólicos ha tenido también un gran desarrollo. El costo de los aerogeneradores se ha reducido y su potencia unitaria se ha incrementado de menos de 1 MW a 8 – 10 (8). En la Cartera de Negocios de Inversión Extranjera 2018-2019, se proyectaban 11 parques eólicos de 51 MW y 2 de 36 MW de potencia nominal (1). Sus desventajas están relacionadas con la necesidad de grandes áreas, con vientos apropiados, aunque pueden ser de poco uso y porque la generación de electricidad es discontinua, no predecible ni “despachable” y puede ser rechazada por la comunidad.

- El factor de capacidad de la eólica debe estar entre 22 y 35 % (5). Para un parque de 51 MW del programa cubano (9) se considera un valor de 30.0 %; que será el utilizado.
- Potencia operacional. Su valor será 19 MW (30 % de 62).
- La inversión en equipos del parque eólico de 51 MW se estima en 90 MMUSD. Al sumarle la construcción, montaje, gastos previos, entre otros, durante la ejecución y las inversiones inducidas, puede llegar a 106 MMUSD y más (9). La inversión nominal unitaria será de 2 080 USD/kW (106 MMUSD / 51 MW) y la operacional 6 930 USD/kW (106 MMUSD / 15.3 MW).
- El costo O&M del kWh eólico se fijó en 1.30 ¢/kWh (4), mayor que en la FRE solar fotovoltaica porque los aerogeneradores tienen mayor mantenimiento. El aporte al costo del kWh del reembolso del préstamo en 10 años es de 7.90 ¢ (3.20 ¢ para 25 años). El aporte al kWh del interés normalizado en 10 años es de 2.20 ¢ (0.90 ¢ en 25 años). El costo total del kWh, mientras se reembolsa el préstamo, será de 11.40 ¢ (10 años) o 5.40 ¢ (25 años).

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En la tabla 1 se aprecia como la tan manejada baja inversión unitaria de las FRE solar fotovoltaica y eólica, comparadas con la FRE de biomasa, no se corresponde con la realidad, pues son los valores operacionales los que cuentan en el análisis. No se puede seguir diciendo que la inversión en parques solares fotovoltaicos es de 1 000 USD/kW, la tercera parte de la de biomasa, que se sitúa en alrededor de 3 000 USD/kW, porque se refieren a diferentes bases de cálculo.

Tabla 1. Comparación de inversión en FRE para utilidades de 62 MW

Indicador	Biomasa	Solar fotovoltaica	Eólica
Factor de capacidad, %	87	16.3	30
Potencia operacional, MW	54	10	19
Inversión nominal, USD/MW	2 790	1 000	2 080
Inversión operacional, USD/MW	3 200	6 100	6 930

Algo similar sucede con los costos del kWh, como aparece en la tabla 2.

Tabla 2. Comparación de costos de FRE para utilidades de 62 MW

Costo con reembolso del préstamo en 10 años		
FRE	1 a 10 años	11 a 25 años
Biomasa	9.60 ¢/kWh (45 % biomasa)	5.90 ¢/kWh (85 % biomasa)
Solar fotovoltaica	9.90 ¢/kWh	1.00 ¢/kWh
Eólica	11.40 ¢/kWh	1.30 ¢/kWh
Costo con reembolso del préstamo en 25 años		
Biomasa	7.40 ¢/kWh (65 % biomasa)	
Solar fotovoltaica	4.80 ¢/kWh	
Eólica	5.40 ¢/kWh	

Llama la atención: 1. El alto costo de la inversión por MW operacional en solar fotovoltaica y eólica, por su bajo factor de capacidad, elemento fundamental que no se ha discutido suficientemente, 2. El costo del kWh cuando se considera el reembolso del préstamo y su interés, otro elemento fundamental también discutido insuficientemente y 3. La importante influencia del costo de la biomasa en el costo del kWh, a lo que habrá que dedicarle la debida atención.

Cuando se considera el reembolso y el costo del préstamo para la inversión en 10 años, los costos totales del kWh de las FRE de biomasa (9.60 ¢) y solar fotovoltaica (9.90 ¢) son similares, mientras que el del kWh eólico se aleja un poco (11.40 ¢). Este cuadro cambia cuando el análisis se extiende a los siguientes 15 años. En este caso, predomina la influencia del costo de la biomasa en el costo de O&M, que es unas 5 veces superior al costo del kWh fotovoltaico o eólico.

En el caso de reembolsar el préstamo en 25 años, el costo total del kWh de biomasa (7.40 ¢) también es superior al costo del kWh fotovoltaico (4.80 ¢) o eólico (5.40 ¢). Evidentemente, las ventajas económicas de la FRE solar fotovoltaica y, en menor grado, de la FRE eólica se manifiestan más claramente a plazos mayores de 10 años.

Por otro lado, si se trata de inversión extranjera, que es la variante fundamental propuesta para el desarrollo de las FRE en Cuba (1), no es fácil conseguir un préstamo con reembolso en 10 años, y prácticamente imposible conseguirlo para 25 años. Además, el plazo de 10 años también es muy importante para el análisis, cuando se trata de maximizar la producción de electricidad, a corto plazo, para una misma disponibilidad de dinero. En otras palabras, si se tienen, por ejemplo, 173 MMUSD para invertir en FRE y se necesita, con urgencia, electricidad en los próximos 10 años; con biomasa se obtiene 54 MW operacionales y “despachables”, mientras que, con solar fotovoltaica y eólica, apenas se llega a la mitad, no son “despachables” y el costo de su kWh es similar en esos años.

Aunque no se discute, es conveniente señalar que los valores de derecho de uso de un metro cuadrado de área por 25 años, perjudican significativamente a la economía de la FRE de biomasa (35.70 USD para biomasa, 4.50 USD para solar fotovoltaica y 3.25 USD para eólica); pues, en los dos últimos casos, los precios fueron fijados conscientemente para que su pago no elevara el costo del kWh.

CONCLUSIONES

1. En el análisis del costo de la inversión y del kWh de las FRE, es imprescindible considerar la electricidad que entregan, que no depende de la potencia nominal sino de la operacional.
2. Las FRE solar fotovoltaica y eólica tienen una alta inversión por kW operacional, pues su intermitencia determina un bajo factor de capacidad, elemento no cuantificado usualmente.
3. Si el reembolso del préstamo es en 10 años, el costo total del kWh vendido de las FRE biomasa cañera y solar fotovoltaica, es similar y cercano a los 10 ¢ en ese plazo.
4. En los primeros 10 años de operación, la FRE basada en biomasa entrega casi el doble de energía “despachable” que las otras FRE, con la misma inversión.
5. Si el reembolso del préstamo es en 25 años, la FRE solar fotovoltaica es la mejor opción, seguida por la eólica, pero conseguir un préstamo con esas condiciones es muy difícil.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ProCuba. Centro para la promoción del Comercio Exterior y la Inversión Extranjera. <https://www.procuba.cu/cartera-de-oportunidades.pdf>, consultado en abril del 2022.
2. Bérriz, L. Las unidades de medida y las estadísticas en el futuro desarrollo energético del país. *Energía y tú* 92 (4): páginas 4 – 8, octubre-diciembre, 2020. ISSN 1028-9925.
3. Lodos, J.; Sbadí, R. y Rostgaard, L. Capítulo 11: La energía en el proceso azucarero. En Gálvez, L.; Lodos, J.; Díaz de los Ríos, M.; Casanova, E.; Carvajal, O. y Cordovés, M. Resultados de los institutos cubanos de I+D+i en las tecnologías sobre azúcar y derivados. 1ª edición, La Habana, Cuba. Editorial ICIDCA, 2020. Páginas 269 a 304. ISSN 978-959-7165-60-6.
4. Stolik, D. Energía fotovoltaica para Cuba. 1ª Edición. La Habana, Cuba. Editorial Cubasolar 2019. 533 páginas. p. 247; p. 313; pp. 231–236; pp. 228 –230; p. 171. ISBN: 978-959-7113-56-0.
5. Moreno, C.; Martínez, J.; Leiva, G.; Roque, A.; Novo, R.; Costa, A. *et al.* Diez preguntas y respuestas sobre energía eólica. 1ª Edición. La Habana, Cuba. Editorial Cubasolar 2007. 335 páginas. ; p. 218. ISBN 978 959-7113-34-8.
6. Lodos, J.; Vigil, E. y Campo Zabala, R. Estrategia para suministrar energía renovable todo el año a países cañeros. *Eco Solar* 69 (1): páginas 29 – 33, enero – marzo 2019. ISSN 1028 – 6004.
7. Biopower S. A. Ciro Redondo Biomass Power Generation Project. Volume 3 (2012): EPC Contract Package Technical and Functional Specification.
8. Moreno, C. El diámetro y la potencia de las turbinas eólicas: las turbinas eólicas más grandes del mundo. *Energía y tú* 92 (4): páginas 4 – 7, octubre-diciembre 2020. ISSN 1028-9925.
9. Delgado, M. del C. y Leiva, G. Organización general del proyecto del Parque de 51 MW La Herradura 1. *Eco Solar* 44 (2): páginas 52 – 60, abril – junio 2013. ISSN 1028 – 6004.