

ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN URUGUAY

R. CHAER y R. ZEBALLOS

Instituto de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería
MONTEVIDEO-URUGUAY
E-mail: rch@iie.edu.uy
FAX: (598-2) 71.74.35

RESUMEN

Se presenta el análisis de la posibilidad de aplicación de las tecnologías SOLAR y EÓLICA para la electrificación de pequeños consumidores rurales en el URUGUAY comparándolas con la alternativa de conectarse a la red eléctrica Nacional utilizando el más económico de los sistemas con retorno por tierra. Se realizó una recopilación de las alternativas existentes en ambas tecnologías y se construyó un simulador para evaluar el costo de cada una de ellas para una determinada CALIDAD DE SERVICIO. Con el costo de generación y con una clasificación, por nivel de consumo, de los potenciales usuarios se puede confeccionar un MAPA del URUGUAY que permita orientar sobre la solución a adoptar según el nivel de consumo, la distancia a la red eléctrica Nacional y según las características del viento en la ubicación geográfica del emplazamiento. Todos los sistemas se evaluaron sobre una base de funcionamiento de 20 años teniendo en cuenta los recambios de los materiales cuya vida útil es inferior. En este trabajo, se presentan los resultados de los estudios y se muestra la metodología seguida sobre un ejemplo concreto. -

1. Introducción.

El 95% de la población del Uruguay habita zonas que disponen de energía eléctrica. Sin embargo el 5% no electrificado habita una superficie mayor que aquellos que si lo están.

El área no electrificada corresponde al medio rural. Es medianamente ondulada sin accidentes geográficos relevantes. Está casi exclusivamente dedicada a la explotación pecuaria tradicional, actividad que no requiere un uso intensivo de la energía eléctrica.

Estas características llevan a que los problemas de abastecimiento de energía que se debe esperar se presenten, correspondan a bajos consumos, localizados a grandes distancias entre sí. Esta situación torna, en la mayoría de los casos, económicamente inviable la solución dada por los sistemas tradicionales de distribución trifásica.

El problema es entonces abastecer consumos del orden de 100kWh/mes, (consumo domiciliario rural) con densidades que van desde 30 a 5 Km/usuario.

También se debe tener en cuenta que la experiencia a mostrado, que en medios de característica como las descriptas, no es cierto que el consumo por usuario aumente, por lo menos en el mediano plazo, por disponer estos de energía eléctrica, más allá del consumo domiciliario inicial estimado.

Se trata entonces de comparar las diferentes opciones tecnológicas que puedan dar una solución razonable al problema.

A priori las opciones que se presentan como más atractivas son: sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, la combinación de ambos y el tendido de línea Monofilar con Retorno por Tierra (MRT) hasta la Red Eléctrica Nacional (REN).

La opción de utilizar grupos-diesel se ha descartado en virtud de los problemas de mantenimiento y operación de estos equipos, problema que se agrava en el ambiente rural.

Para comparar el costo de realizar una solución concreta, con las diferentes tecnologías, es necesario adoptar un criterio que permita medir la calidad del servicio logrado. En los sistemas MRT se puede medir la calidad del servicio sumando las horas de falta por año. Esta característica está en gran medida determinada por los planes de la empresa de electricidad. Se considera razonable realizar los diseños de los sistemas autónomos con similar calidad de servicio. La definición de lo que entendemos por "calidad de servicio" es objeto de la siguiente sección.

2. Desarrollo.

2.1. Medida de la seguridad de sistemas autónomos.

La seguridad de suministro de cualquier sistema eléctrico se mide evaluando la magnitud y la frecuencia de las interrupciones de energía que ese sistema tiene en el transcurso de un período de tiempo dado, usualmente un año.

Para el caso de un sistema eléctrico aislado de pequeño tamaño, en el cual se coloca una fuente para abastecer un consumo conocido, éste índice de seguridad se transforma en la práctica en la seguridad que la fuente tenga para funcionar de acuerdo a lo esperado durante todos los días del año.

En consecuencia no resulta difícil evaluar por ejemplo un sistema alimentado por una fuente diesel, puesto que si colocamos el equipo adecuado y prevemos un correcto mantenimiento, debemos esperar que la seguridad del suministro será alta restando solo ser correctamente previsores con el combustible. Incluso si queremos la prácticamente certeza, podemos duplicar la fuente.

Esta situación es sustancialmente diferente en un sistema basado en energías renovables, puesto que, éstas tienen un alto componente de aleatoriedad en sus valores instantáneos.

Esta situación obliga necesariamente a manejarse con técnicas estadísticas.

Si bien existen varias maneras clásicas de encarar estos problemas todas convergen en diseñar un modelo de comportamiento del recurso (irradiación solar, velocidad del viento, caudales de agua) construyendo lo que se llama una "fuente" sintetizadora de valores (horarios, minuto a minuto, etc) que se corresponden estadísticamente con series de datos reales.

Obtenida la fuente se simula el comportamiento de un sistema dado durante una serie importante de años utilizando las series sintetizadas por dicha fuente del recurso.

Para lograr medir los días de falta anuales equivalentes para los sistemas autónomos, se confeccionó el paquete de herramientas software SimEnerg, el cual es un simulador de sistemas energéticos[1].

La cantidad de años que deben ser simulados debe ser tal que el estadístico de resultados obtenido sea representativo. De esta forma es posible evaluar el déficit que el sistema bajo estudio presenta año a año y crear un estadístico de déficit.

Luego se podrá calcular la probabilidad que existe de que un cierto déficit anual no sea superado.

A efectos de clarificar lo expuesto, supongamos un sistema que simulo su comportamiento durante 150 años. Si no obtengo déficit en ningún año simulado, diré que ese sistema tiene la certeza de no tener déficit, o que no tendrá déficit con una esperanza del 100%.

Supongamos ahora que de los 150 años simulados resultó existir algún déficit en 15 años de la serie y ningún déficit en los 135 años restantes. Luego diré que ese sistema no tendrá déficit con una esperanza del 90%.

Pero además se debe agregar alguna medida del orden de magnitud del déficit. Para esto se toma como unidad de medida la energía media diaria que el sistema bajo estudio debe suministrar y los resultados se expresan entonces en "días de déficit".

En consecuencia la medida de la seguridad de los sistemas estará dada por la esperanza de que el déficit de energía no supere un cierto valor en días.

De los estudios realizados se concluye que la imposición de ésta magnitud influye decididamente en el tamaño del sistema.

Para una idéntica energía diaria dos sistemas pueden resultar sustancialmente diferentes en el porte del sistema de generación (ej. números de paneles y de baterías en un sistema solar) si varío la seguridad de suministro en ordenes de magnitud de 5 días al año con esperanza del 90 %.-

2.2. Evaluación del costo de un sistema fotovoltaico.-

Interesa estimar la evolución en cuanto a su costo que los sistemas tendrán cuando la carga (consumo) comienza a crecer.

Una de las características fundamentales de los sistemas fotovoltaicos es su modularidad.

Si por un momento obviamos los problemas que presentan la conexión de baterías, en paralelo, podemos concebir la unidad de aumento de generación de energía para un sistema fotovoltaico dado en: un panel del orden de 48Wp y una batería con 80-120 Ah de capacidad. Ambas unidades son las generalmente existentes en el mercado. Por otra parte, esta unidad de generación puede satisfacer un consumo energético correspondiente a 100Wh/día con una confianza de suministro aceptable, para el nivel de insolación del Uruguay.

Es tan pequeña esta cantidad de energía, que salvo aplicaciones muy específicas, para cualquier consumo típico puede considerarse como un incremental mínimo.

Se consideraron solamente los costos asociados al sistema de generación, pues a los efectos comparativos, entre tecnologías, el costo de la instalación eléctrica domiciliar es prácticamente el mismo. Por lo tanto para un incremento de 100 Wh/día del consumo, constante para todo los meses del año, será necesario agregar una unidad de generación al sistema y los costos se incrementarán en el precio de dicha unidad.

En consecuencia, la evolución de los costos ha medida que el consumo crece tendrá un andamiento

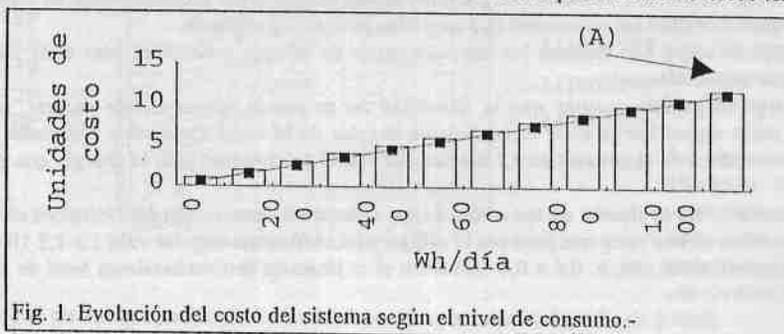


Fig. 1. Evolución del costo del sistema según el nivel de consumo.- como el que se muestra en la fig. 1.

Esta evolución la podemos aproximar por la recta que pasa por el origen y por el punto A. En

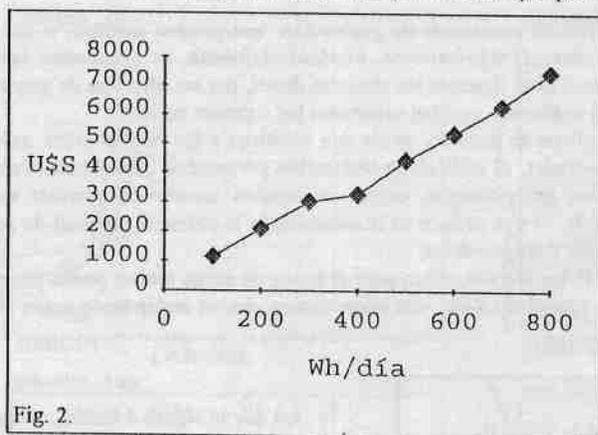


Fig. 2.

consecuencia la evolución del precio de los sistemas de generación fotovoltaicos es directamente proporcional a la energía consumida. Este resultado, que apriori no es evidente debido a las no linealidades introducidas en el sistema por los límites máximo y mínimo del estado de carga del banco de baterías, se puede demostrar en forma teórica y fue corroborado con las simulaciones realizadas cuyos resultados se muestran en la tabla 1.

La figura 2 muestra

gráficamente los resultados anteriores.

Tabla 1.
CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍA Y PANELES

consumo Wh/día	baterías AH	paneles módulos de 48Wp	costo U\$S
100	100	1	1160
200	150	2	2090
300	200	3	3020
400	250	3	3250
500	350	4	4410
600	400	5	5340
700	450	6	6270
800	550	7	7430

Cálculos para 10 días de déficit anual con confianza 90%. Valor actual del costo sobre un periodo de 20 años con recambios de baterías cada 6. No se incluye la instalación.

Con los precios actuales, en el mercado fotovoltaico del Uruguay, se puede estimar que el valor del kWh consumido está entre 1 a 1,2 dólares.

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario advertir que lo expuesto es cierto para incrementos de consumo constante para todos los meses del año, o, por lo menos, para los meses de invierno. No es cierto, si se considera incrementos de consumo de energía, ubicados en los meses de verano.

La razón es muy simple, para un consumo mensual constante, la generación de los sistemas fotovoltaicos son impuestos por la energía luminica que se tiene en el invierno.

Pero para esa instalación, como la energía luminica de verano crece sensiblemente, en esta estación se presenta una importante cantidad de excesos que muy bien pueden ser utilizada.

Si se utilizaran todos los excesos los nuevos valores de energía consumida para cada sistema de generación variarían sustancialmente.

Sin embargo es posible mostrar que la linealidad no se pierde, como era de esperar, pero baja sensiblemente el costo específico es decir el coeficiente angular de la recta. Este valor calculado en forma análoga al anterior se ubica en el entorno de 0,7 dólares el kWh, si se consume toda la energía que el sistema produce.

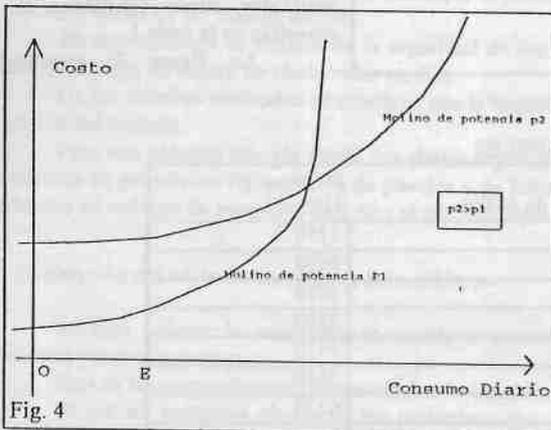
En conclusión. La evolución de los costos de los sistemas de generación fotovoltaicos en función de la energía consumida es una recta que pasa por el origen y su coeficiente angular vale 1 a 1,2 U\$\$/kWh si el consumo es constante en el año, o, 0,6 a 0,8 U\$\$/kWh si se tiene un aprovechamiento total de la energía generada.

2.3. Evaluación del costo de un sistema combinado eólico-fotovoltaico.

Se considera ahora otros sistemas autónomos de generación, que puedan sustituir, o competir, en bajos niveles de consumo, con los sistemas fotovoltaicos. Fundamentalmente, se encuentran los sistemas diesel, eólicos o combinación de ambos. Si se descarta los sistemas diesel, por ser otro tipo de generación con pocos puntos en común con lo se está evaluando, quedan solamente los sistemas eólicos.

Básicamente, los sistemas eólicos de pequeña escala son idénticos a los fotovoltaicos, salvo que se sustituye los paneles por un eólo-generador, el resto de la instalación permanece incambiada. Pero, cambia también su modularidad, salvo casos excepcionales, carece de sentido económico ampliar un sistema agregando molinos de idéntica potencia, lo que se hace es ir aumentando la potencia nominal de aquellos en función del incremento de consumo que debe atenderse.

Si calculamos los costos de la instalación eólica para el rango de carga que se puede atender con la misma, en el marco de seguridad de suministro dada, nos encontramos con un andamio como el indicado en la figura 4.



Lo que la figura 4 indica, es que existe un valor de costo aproximadamente constante para un rango de energía (OE en el dibujo) pero si se incrementa comienza a crecer el banco de baterías necesario para asegurar el suministro con lo cual los costos crecen rápidamente.

Naturalmente, lo que debe hacerse es que en ese punto debe incrementarse la potencia del molino como indica la segunda curva, y así sucesivamente.

Para estimar el costo de los sistemas combinados (solar-eólicos) se utilizó el siguiente procedimiento.

Se consideró un consumo de energía diario, constante a lo largo del año, distribuido

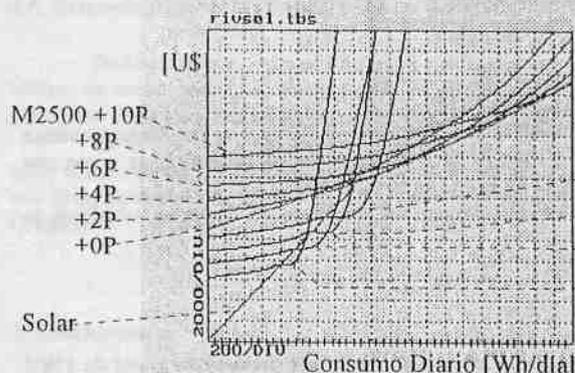
en 25% diurno y 75% nocturno, dentro del rango de 0 a 4000Wh/día.

Se selecciona un cierto tipo de generador eólico y de paneles solares.

Simulando varios años (100) se calculó la capacidad de baterías necesaria para obtener un déficit del sistema igual a 10 días del consumo dado con 90% de confianza.

El procedimiento anterior se repite, con el consumo fijo, para todas las combinaciones posibles de generador eólico y paneles solares de las cuales se disponía.

Se varía el consumo y se repiten los cálculos, en rangos de 500Wh/día hasta cubrir todo el segmento de 0 a 4000Wh/día.



(Figura 5).

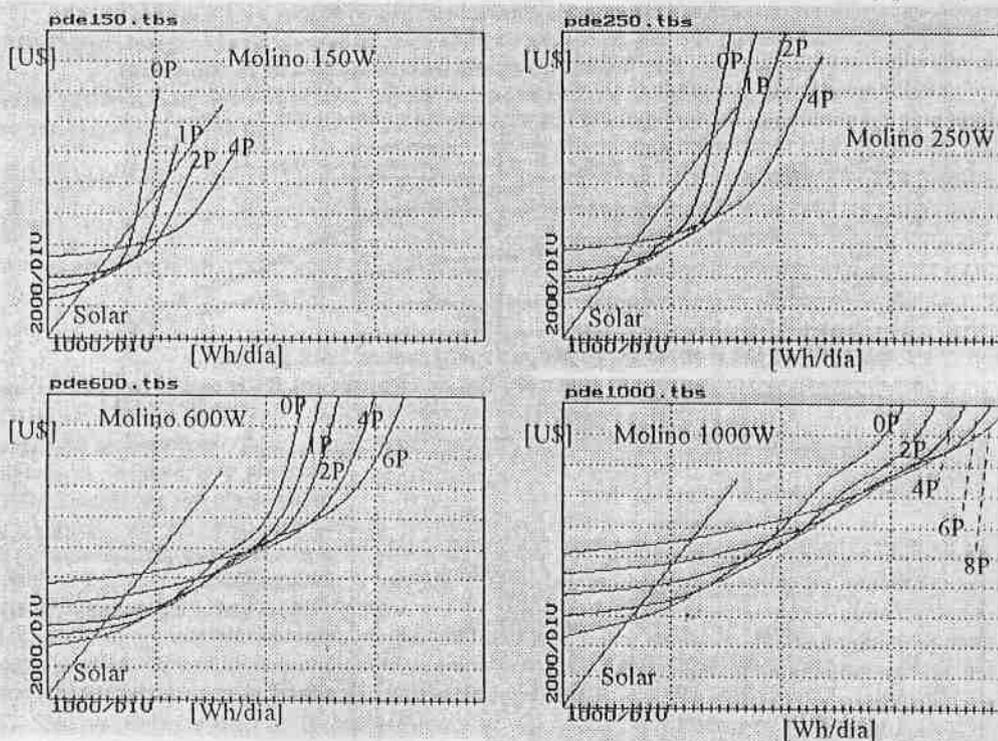
Se agrupan los resultados para cada valor de consumo en los valores de costo de inversión de cada sistema para una vida de 20 años. (Se supuso 0 el costo de mantenimiento en todos los sistemas).

Se modelan para dos lugares sensiblemente diferentes en cuanto a su potencial eólico, uno de ellos es la estación meteorológica de Rivera con una velocidad media de

3.18m/s y el otro es la estación de Punta del Este con una velocidad media de 5.6m/s

Los resultados son los indicados en las figuras 5 y 6.

En la figura 5 se muestra para la estación de Rivera, el andamio, en función del consumo, del costo de los sistemas estudiados. Indicándose por MXXX la potencia XXX en Watt del molino y por NP, el



(Figura 6).

número de paneles de 48W (nominales) que se agregan.

En la figura 6, se muestran resultados similares para la estación de Punta del Este.

Se obtiene de esta manera un catálogo de posibles sistemas a estudiar en función de la carga a suministrar.

Este estudio permite además, sacar algunas conclusiones de interés.

Para valores bajos de consumo (menos de 1000Wh/día), se tiene muy poca influencia de los sistemas eólicos de pequeña potencia (menos de 600W) con valores medios de viento como los de Rivera, para estos

Datos de la línea		
Conductor	Acero galvanizado 17/15	
resistencia[ohm/km]	33	ohm/km
resistencia de puesta a tierra total	30	ohm
Costo por km instalado	1100	U\$S/km

lugares los sistemas fotovoltaicos son francamente competitivos frente a los eólicos. Los resultados cambian radicalmente para estaciones del tipo de Punta del Este en la cual los sistemas fotovoltaicos puros son competitivos solo hasta valores de consumos muy bajos del orden de 300Wh/día.

Finalmente se puede observar que en un amplio margen del segmento de consumo estudiado la combinación eólica-fotovoltaica es la recomendada.

2.4. Evaluación del costo del sistema MRT.

Se consideró la solución de tendido de línea monofásica con retorno por tierra hasta la red de 15kV de distribución.

Dado que los consumos considerados en este trabajo, son de una magnitud reducida, se utiliza a los efectos de lograr una comparación razonable la opción más económica de línea.

Es importante hacer notar que se estudian los sistemas MRT desde el punto de vista del consumidor. Por lo que el mantenimiento de la línea de 15kV no está considerado como un costo. En Uruguay la empresa nacional se hace cargo del mantenimiento de las líneas. Se acotó la distancia desde la línea troncal según la potencia consumida por el ramal a 30km para una potencia máxima de 10kVA y a 15km para 30kVA.

Se considero la instalación más económica de MRT es decir línea de alambre galvanizado (17/15) y distancia entre columnas de 200m. Esto implicaría un costo de 1100 U\$S/km de línea instalada.

En la definición de la calidad de servicio, se asumió que por tratarse de servicios domésticos, no muy exigentes en cuanto a regulación de tensión la misma puede oscilar en un margen de 10%, mientras que en la

Datos del transformador		
Potencia nominal	3	kVA
Corriente de vacío:	0.02	A
Corriente de carga:	0.12830006	A
Perdidas en vacío	15	W
costo instalado	500	U\$S

seguridad de suministro se tolera un déficit equivalente a falta total en 7 días por año.

Para la zona rural (en Uruguay) se asume una tasa de descuento del 5% la cual es considerada como exigente.

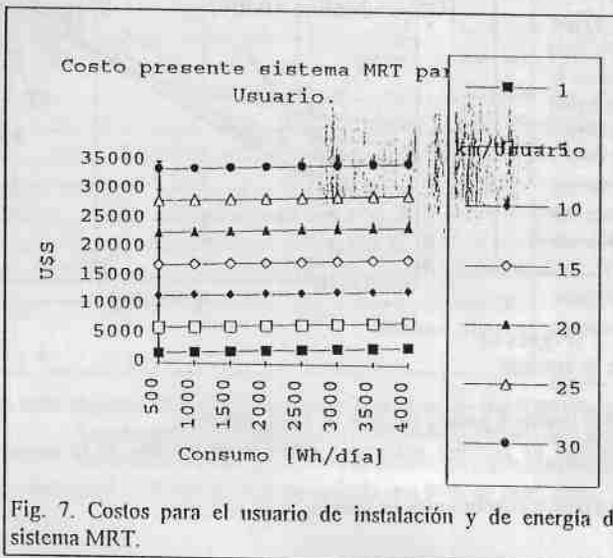


Fig. 7. Costos para el usuario de instalación y de energía del sistema MRT.

Se evaluarán la inversión necesaria y el costo de la energía suministrada por un sistema MRT en función de la energía y paramétrico en la distancia a la línea troncal.

Las siguientes tablas resumen los datos principales del transformador y de la línea considerados.

La figura 7 muestra los resultados de la evaluación económica del sistema en un período de vida de 20 años. Las diferentes curvas indican diferentes situaciones, de densidad de usuarios, expresadas en

km/Usuario. Básicamente el valor de km/Usuario indica cuantos kilómetros de la línea le corresponde pagar a cada usuario.

2.5. Determinación de las fronteras de tecnologías.

Para lograr una comparación que permita dar una base orientativa en la selección de la tecnología a utilizar en casos concretos, se superpuso en la fig 8 los resultados de la evaluación económica del sistema MRT, con el de los sistemas óptimos basados en energías renovables solar-eólica.

En la figura 8, se muestra con trazo grueso, el resultado de la evaluación económica de los sistemas solar-eólico optimizados como se describió en la sección 4, para dos velocidades medias de viento, una de 3,3 m/s (bajo potencial eólico), y otra de 5,6 m/s (alto potencial eólico), extremos estos que se encuentran en el Uruguay.

3. Conclusiones.

De los resultados obtenidos surge como conclusión más importante que, en el Uruguay y con la estructura de costos utilizada, los sistemas autónomos basados en energías renovables comienzan a competir con el MRT recién para densidades de 1/10 Usuario/Km siempre y cuando se esté, además, en una zona de

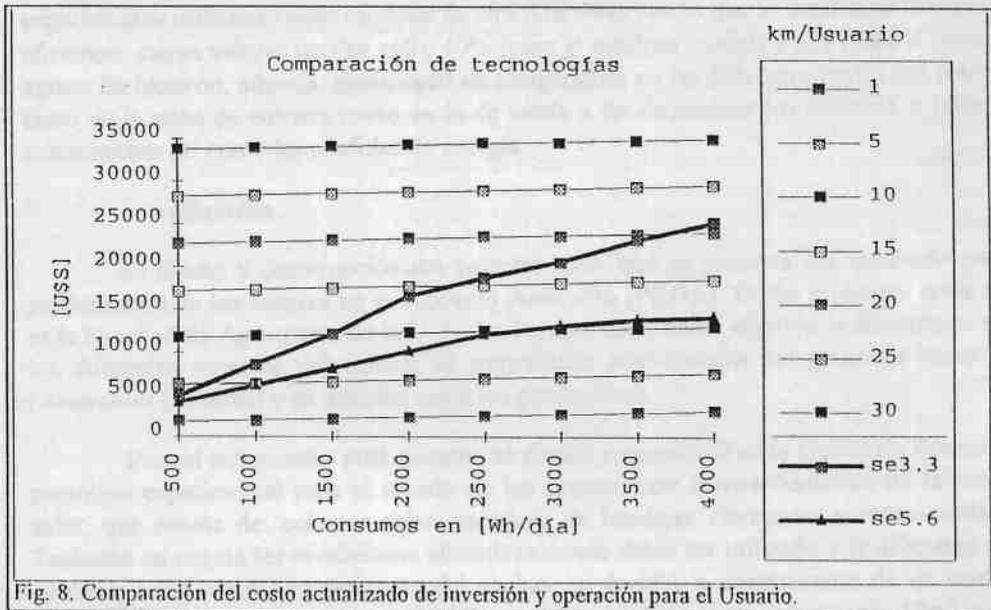


Fig. 8. Comparación del costo actualizado de inversión y operación para el Usuario.

buen potencial eólico (más de 5 m/s de velocidad media). Por otra parte en zonas de bajo potencial eólico es necesaria una distancia de 15 Km/Usuario para que la solución con energía renovables sea competitiva para satisfacer consumos del orden de 2200 Wh/día.

En base a los resultados presentados la utilización en mayor escala de sistemas autónomos solar, eólicos o combinados pasa por un cambio en la estructura relativa de precios, debiéndose en consecuencia esperar a una disminución de los costos de los sistemas renovables.

4. Referencias.

[1] R. Chaer, R. Zeballos, W. Uturbey and G. Casaravilla, "Simenerg: A novel tool for designing autonomous electricity systems". *European Community Wind Energy Conference and Exhibitions, Alemania, marzo de 1993.*