



TRABAJO TEÓRICO EXPERIMENTAL

Diseño de microrred eléctrica para la comunidad cocodrilo de la Isla de la Juventud, Cuba

Micro grid design for the Cocodrilo community on the Isla de la Juventud, Cuba

Manuel Alejandro Soto Calvo ¹, Miriam Vilaragut Llanes ^{2,*}, Miguel Castro Fernández ²

¹ Unión Eléctrica (UNE), Dirección de Generación con Fuentes Renovables de Energía (DGFRE). La Habana, Cuba.

² Universidad Tecnológica de la Habana (CUJAE). La Habana, Cuba.

*Autor de correspondencia: miriamv@electricidad.cujae.edu.cu

Recibido: 1 de marzo del 2021 Aprobado: 30 de junio del 2021

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional



RESUMEN/ABSTRACT

Actualmente la mayoría de los sistemas eléctricos aislados que incluyen fuentes de generación basadas en combustibles fósiles están siendo modificados por esquemas de generación híbridos, aprovechando los recientes avances en el área de las fuentes renovables de energía que reducen el impacto ambiental y la dependencia de la incesante fluctuación de los precios de los hidrocarburos. El presente trabajo se enmarca en el ámbito de las microrredes eléctricas sin conexión a la red de distribución, también llamadas microrredes aisladas. Comienza con una caracterización del panorama eléctrico existente en la comunidad en la que se desarrolla el proyecto de microrred, así como una caracterización de la comunidad en sí. Se desarrolla el caso de estudio de la viabilidad técnico-económica de la implementación de una microrred en la comunidad Cocodrilo, enclavada en una zona aislada perteneciente al Municipio Especial Isla de la Juventud. Este estudio permite identificar la variante de suministro eléctrico y despacho energético más conveniente para las condiciones existentes en la comunidad objetivo. Por último, se validan eléctricamente los resultados obtenidos.

Palabras clave: Microrred (MR), sistema fotovoltaico (SFV), fuentes renovables (FRE), sistemas de energía híbridos.

Currently, most isolated electrical systems that include generation sources based on fossil fuels, are being modified by hybrid generation schemes, taking advantage of recent advances in the area of renewable energy sources that reduce environmental impact and reduce dependence. from the incessant fluctuation of hydrocarbon prices. This thesis work is framed within the field of electrical microgrids without connection to the distribution network, also called isolated microgrids. The work begins with a characterization of existing electrical panorama on the community that project is develop. Meanwhile, is done a characterization of the community in deed. Next, the case study of the technical economic feasibility of the implementation of a microgrid in the Cocodrilo community is developed, located in an isolated area belonging to the Isla de la Juventud Special Municipality. This study makes it possible to identify the most convenient variant of electricity supply and energy dispatch for the existing conditions in the target community. Finally, the results obtained are electrically validated

Key words: Distributed generation (GD), micro-grid (MR), photovoltaic system (SFV), generator set (GE).

INTRODUCCIÓN

El uso de la energía eléctrica juega un papel muy importante en el desarrollo socioeconómico de la población, por ello existe una creciente demanda energética tanto en zonas urbanas como rurales alrededor del mundo, la cual se debe satisfacer a través del incremento de la capacidad de generación. El consumo de energía eléctrica ha presentado un incremento significativo, considerando el tamaño de la población, el acelerado crecimiento industrial y otros factores que inciden de forma directa en este fenómeno. Para el año 2018 se obtuvo un consumo de energía eléctrica superior a los 69 GWh con un crecimiento mayor al 3% con respecto al año anterior [1].

Cómo citar este artículo:

Manuel Alejandro Soto Calvo y otros. Diseño de microrred eléctrica para la comunidad Cocodrilo de la Isla de la Juventud, Cuba

2021, vol. 42, n. 3, septiembre/diciembre. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

Sin embargo, algunas zonas rurales no cuentan con suministro energético, así que se requiere extender la red de potencia hasta estos lugares, o cuando esta opción es inviable, se realiza la implementación de sistemas de generación locales compuestos típicamente por generadores térmicos a base de combustibles fósiles [2]. Para el año 2014, aproximadamente el 61 % de la energía generada en el mundo provenía de la quema de combustibles fósiles (gas natural y petróleo) [2]. Sin embargo, estos combustibles son la principal causa de contaminación ambiental, la cual está generando un cambio climático a nivel mundial, además de consumir recursos naturales limitados que en algún momento serán insuficientes para cubrir la demanda energética. Tanto así, que para el año 1990 el incremento anual de las concentraciones de CO₂ eran de 0.44% mientras que a partir del año 2000 este promedio se incrementó a 0.55% anual, llegando a 400,8 partes por millón en el año 2016, la mayor concentración desde el inicio de la era industrial [3]. Por lo tanto, se ha convertido en una prioridad, utilizar fuentes renovables de energía en la generación de energía eléctrica como alternativa para combatir el cambio climático [4]. La necesidad actual de desarrollar estrategias sostenibles para suplir los requerimientos energéticos de las zonas no interconectadas, ha supuesto un desafío tanto para investigadores como para entidades gubernamentales [5]. Surgen así las microrredes como posibles soluciones energéticas, particularmente para las zonas no interconectadas a la red de potencia, las cuales minimizan el impacto ambiental de los sistemas de generación mediante la inclusión de fuentes renovables de energía disponibles en la zona, tales como el agua, el viento, la radiación solar y la biomasa [4].

Una micro red es un sistema de energía integrado que consta de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida [6], conectable y operable en isla, caracterizada por ser altamente observable y controlable, teniendo la capacidad de proveer de energía a pequeñas cargas eléctricas, cuyo tamaño puede ser variable (generalmente se considera una microrred si el tamaño es menor de 500 kW y microsistema si el tamaño es menor de 50MW) [7]. Así mismo, las redes inteligentes o Smart Grid se integran a las micro redes a través de procesos de comunicación bidireccional entre los proveedores de servicios y los usuarios conectados a la red [8]. Estos son sistemas completamente integrados y automatizados con el objetivo de reemplazar las estructuras tradicionales y contribuir con la expansión de la red eléctrica y el incremento de su eficiencia [9], así como una respuesta a la necesidad de modernizar la red eléctrica, articulando los procesos de control y monitoreo con tecnologías ecológicas [10].

Las micro redes surgen como un sistema que beneficia la operación y cobertura de los sistemas de potencia para economías en desarrollo [11]. Se enmarcan en el entorno de la generación distribuida, donde las fuentes de energía utilizadas pueden ser tanto de carácter renovable (generadores eólicos, tecnología fotovoltaica y fototérmica, biomas, etc.) como de carácter no renovable (generadores diésel o de gas natural, pilas de combustible, etc.), todas ellas trabajando junto con equipos de almacenamiento como bancos de condensadores o baterías [12]. Por lo tanto, el diseño de microrredes aisladas debe realizarse teniendo en cuenta la gestión e integración de los diferentes sistemas de generación y almacenamiento, a fin de cumplir con los requerimientos de demanda y calidad en el servicio, [6].

En la literatura existen diversas metodologías de diseño que buscan cumplir con este objetivo; algunas de ellas se basan en el uso de métodos de optimización, otras emplean herramientas de simulación o análisis probabilístico de las variables involucradas en el diseño [7]. Entre las principales oportunidades que las microrredes introducen en el mercado energético, es importante destacar que suponen un aumento de la eficiencia energética, reducen las emisiones de CO₂, aumentan la penetración de las renovables y reducen el costo energético [8]. Además, dado que la generación se realiza de forma local, se reducirían las pérdidas de energía en las grandes líneas de distribución. Como complemento a las ventajas medioambientales, las microrredes también presentan numerosas ventajas técnicas y económicas que serán desarrolladas a lo largo del documento.

Las microrredes no constituyen un concepto nuevo. Si se aplica literalmente la definición de microrred, la primera instalación de generación de energía eléctrica de Thomas Edison emplazada en Pearl Street, Manhattan, supone la primera micro red de la historia [9]. No obstante, el verdadero concepto de microrred se desarrolló en sus orígenes con el fin de aislar y mantener en operación a una red de distribución de baja tensión en caso de fallas aguas arriba del transformador BT/MT [10]. Así mismo, en caso de fallo generalizado del servicio eléctrico, las microrredes podrían ayudar al proceso de restablecimiento de este [11]. Las microrredes aparecen también en el escenario de las zonas rurales remotas [12]. En dichos casos, llevar el suministro eléctrico supone un alto costo ya sea por las condiciones geográficas de la zona, porque la instalación de la red de distribución sería compleja o porque el suministro no sería fiable. En este último escenario se enmarca el presente trabajo.

Caracterización de la comunidad y su sistema eléctrico

La carga eléctrica correspondiente a la comunidad está conformada por 110 viviendas con 352 habitantes mas cinco servicios estatales. Los servicios estatales corresponden a una estación de tele-enlace de ETECSA con climatización 24 horas al día para proteger los servidores y demás equipamiento de transmisión y recepción de señales, con un refrigerador, una nevera, dos televisores, un módulo de cocción eléctrica, un microondas, tres ventiladores y ocho luminarias de 36 W, con un consumo de 22 kWh/día. Como cargas importantes se consideran también la panadería-dulcería existente, que cuenta con tres hornos, de los cuales actualmente solo se utiliza uno a la vez, para este servicio se calculó un consumo de 36 kWh/día. Se tuvo en cuenta, además, la emisora de radio local con un consumo de 10 kWh/día y una demanda de energía realizada por la dirección municipal de Pesca de 36 kWh/día para la rehabilitación del centro de acopio y conservación de pesca “Los Caguamitos”. Además, se consideró la estación de bombeo de agua de 12 kW, que bombea 6 horas por día. Actualmente, la comunidad cuenta con una red radial aislada local con una extensión de 2.37 km.

La red eléctrica se encuentra establecida a una tensión de 13,8 kV con conductor de aluminio trenzado de 70 mm², soportado por estructuras de hormigón tipo A, B y remate. Se utilizan aisladores tipo pedestal de cerámica y poliméricos en los pararrayos de los bancos de transformación. Existen un total de 10 bancos de transformadores a lo largo de la red, utilizando transformadores monofásicos de 13,8 kV a 240-480 V, de 50, 25, 15 y 10 kVA. Esta planta se encuentra en el extremo oeste de la red y cuenta con tres grupos electrógenos diésel de emergencia, marca Denyo 100ES, de 100 kVA y una planta de Biomasa Forestal que alimenta un grupo electrógeno Denyo Power SP de combustible dual de 75 kVA. La comunidad recibe actualmente servicio eléctrico 24 horas mediante el uso de los grupos diésel, consumiendo aproximadamente unos 200 litros de diésel que tienen que ser reabastecidos semanalmente por un transporte con un índice de consumo a plena carga de 1,8 km por litro de diésel, utilizando mensualmente alrededor de 348 litros en la operación. Los grupos electrógenos (GE) no poseen medios de sincronización, por lo que, para realizar el cambio de suministro, la red debe apagarse completamente durante unos 6 minutos para sincronizar el grupo de reemplazo, este tipo de operación se realiza 2 veces en el día porque los GE se operan en ciclos de 12 horas de trabajo.

La demanda energética a la red se encuentra limitada para cada usuario, permitiendo solamente los equipos electrodomésticos básicos en un hogar. La comunidad se encuentra a 52 km del punto de conexión al sistema eléctrico de la Isla de la Juventud más cercano por tierra y a 22 km de la subestación Colony, 34,5 kV, atravesando la bahía del Colony.

En la comunidad se identificó un área para la construcción de parques fotovoltaicos (PFV), con orientación noroeste 342°, y pendiente de -6° con orientación este 82°, ubicada a 550 metros de la posición actual de los GE. En la zona existe potencial fotovoltaico identificado [13] que garantiza el correcto funcionamiento de este tipo de tecnología, tal como se muestra en la figura 1. Por lo tanto, se presenta una oportunidad ya que la tecnología fotovoltaica ha disminuido considerablemente su costo en comparación con otras tecnologías de generación de electricidad [14], además de que la generación fotovoltaica exhibe ventajas frente a otros tipos de tecnologías de Fuentes Renovables de Energía, debido especialmente a su fácil instalación y flexibilidad.

Como parte de este trabajo se realizaron mediciones cada hora entre febrero del año 2019 y febrero del año 2020 que permitieron conformar la curva de carga residencial identificándose un pico máximo de 88,08 kW y un mínimo de 27,18 kW, con una demanda promedio de 53,26 kW y un consumo total de 773,86 kWh/día. La carga estatal, por su parte, tuvo un pico máximo de 13,6 kW y un mínimo de 3,6 kW con una demanda promedio de 7,05 kW y un consumo diario de 169,38 kWh/día. Por último, el bombeo de agua se trató como una carga diferible en función de la disponibilidad energética de la microrred, por lo que permite desplazar en el tiempo su uso. Este bombeo tiene un pico de 12 kW (sin considerar la corriente de arranque) y un consumo diario de 72 kWh/día. En la carga la presencia de equipos de alumbrado, refrigeración, transmisión de señales, cocción de alimentos y bombeo de agua. El factor de coincidencia de carga se fijó en 0,6, siendo esto una práctica internacional. Así mismo, se identificó abril como el mes de mayor demanda energética con una aleatoriedad de la carga medida de un 6,074 %. En la comunidad no existen potenciales eólicos identificados para la generación de electricidad, a la par de que, siendo una zona llana, no existe potencial hidráulico.



Fig.1. Potencial fotovoltaico de la zona objetivo. Fuente [13].

A continuación, se analizan tres configuraciones de microrred.

RESULTADOS y(o) DISCUSIÓN

Se diseñaron cinco posibles escenarios para electrificación de la comunidad Cocodrilo. En cada uno de estos escenarios se realizó un análisis de su comportamiento técnico-económico, con el fin de hallar la variante más factible para la electrificación de esta comunidad. Estos escenarios fueron:

1. Escenario 1: Generación a través de un Parque Fotovoltaico con una potencia de 540 kWp, utilizando acumulación en baterías con una potencia de 151 kW y 2,453 kWh, para una autonomía de 46.4 horas.
2. Escenario 2: Generación a través de un Parque Fotovoltaico con una potencia de 360 kWp y un Grupo Electrónico con una potencia de 100 kVA. Se utiliza almacenamiento en baterías con una potencia de 77.5 kW y 943 kWh con una autonomía de 16.6 horas.
3. Escenario 3: Generación a través de un Parque Fotovoltaico con una potencia de 308 kWp, un Grupo Electrónico con una potencia de 100 kVA y un generador de biomasa forestal con una potencia de 75 kVA. Se utiliza almacenamiento en baterías con una potencia de 84.1 kW y 943 kWh con una autonomía de 17.8 horas.
4. Escenario 4: Interconexión de la comunidad al punto más cercano del Sistema Eléctrico nacional, mediante la construcción de una línea eléctrica con una extensión de 52 km.
5. Escenario 5: Interconexión de la comunidad al punto más cercano del Sistema Eléctrico nacional, mediante la construcción de una línea eléctrica con una extensión de 52 km y la construcción de un Parque Fotovoltaico en la comunidad que sea capaz de suplir la demanda eléctrica diaria de la comunidad.

Una vez realizada la evaluación de cada escenario se seleccionó al Escenario 3 como variante de microrred más factible. En este se considera la participación de un Grupo Electrónico Denyo 100ES con operación optimizada en función del balance energético más favorable económicamente. Además, se incluye en el mix de generación un Gasificador de 60 kW de potencia con un límite de consumo de biomasa forestal de 400 kg/día según la disponibilidad de recurso aprobada por los organismos pertinentes.

El gasificador se opera en un régimen base optimizada, con una mezcla de 80% biogás y un 20% de diésel. En la figura 2, se muestra el esquema general del escenario analizado.

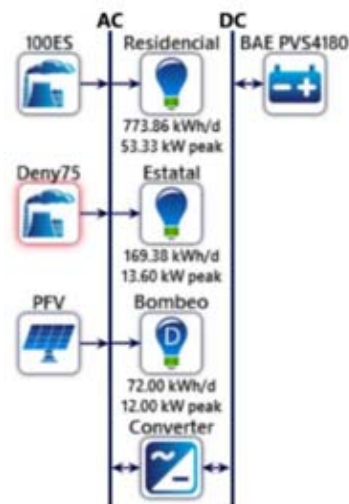


Fig.2. Esquema general del escenario analizado. Fuente: Realización propia.

En esta variante la micro-red estará compuesta por un PFV de 308 kWp conectado al bus AC a través de inversores de conexión a red SMA Sunny Tripower 30000TL y un sistema de almacenamiento en 120 baterías estacionarias OPZv de 4000Ah 2V controladas por un clúster de 14 inversores de batería SMA Sunny Island 8.0H con una potencia conjunta de 84.1 kW, como se muestra en la tabla 1. En la variante de análisis se incluyeron \$10,000.00 por concepto de modernización y reparación del gasificador existente el cual durante el levantamiento técnico realizado se dictaminó la necesidad de reparación de algunos elementos del sistema.

Tabla 1. Composición del Sistema. Fuente: Elaboración Propia.

Componente	Nombre	Tamaño	Unidad
Generador	Denyo 100ES	80	kW
Generador	Denyo Power SP	60	kW
Baterías	BAE PVS 4180	120	U
Inversor de baterías	Sunny Island 8.0H	84.1	kW
Generador fotovoltaico	PFV	308	kWp

El valor actual de esta variante es de \$499,235.00 y corresponde a la diferencia entre el modelo en estudio y el costo que tendría el suministro eléctrico a la comunidad con el caso base. Se aprecia que con esta variante se logra un mayor ahorro con respecto a los escenarios 1 y 2, como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Resumen económico de la variante. Fuente: Elaboración Propia.

Métrica	Valor
Valor actual (\$)	\$499,235
Valor anual (\$/año)	\$38,618
Recuperación de la inversión (%)	9.6
Tasa interna de recuperación (%)	13.4
Recuperación simple (año)	7.41
Recuperación descontada (año)	9.40

El presupuesto necesario para la adquisición de la tecnología sería de \$652,599.00 correspondiente al costo capital y se necesitarán \$604,747.81 en 25 años por conceptos de O&M y aporte del recurso energético, como se muestra en las tablas 3 y 4. Esta variante económicamente resulta más favorable que el resto de los escenarios analizados, obteniéndose un mayor valor actual y menor costo nivelado de la energía. Asimismo, resulta significativo el ahorro monetario en cuanto al recurso energético consumido con respecto al escenario 2.

Será necesario reponer el sistema de almacenamiento tres veces durante los 25 años de duración del proyecto, estos momentos de reposición serían durante los años 7, 13 y 20. Así mismo, bajo este régimen de explotación el gasificador debería ser sustituido una vez, durante el año 17 de los 25 años del proyecto, con un costo de reposición de \$225,000.00.

Tabla 3. Costos de la variante con capital incluido. Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Capital	Operación	Reposición	Salvas	Recurso	Total
BAE PVS 4180	\$168,000	\$6,205	\$254,460	-\$2,773	\$0.00	\$425,892
Denyo 100ES	\$50,000	\$25,023	\$0	\$15	\$0	\$75,038
Denyo Power SP	\$10,000	\$37,895	\$86,649	-\$26,624	\$120,393	\$228,313
PFV	\$368,354	\$29,762	\$0	\$0	\$0.00	\$398,116
Sunny Island 8.0H	\$56,245	\$54,371	\$23,863	-\$4,491	\$0.00	\$129,988
Sistema	\$652,599	\$153,256	\$364,972	-\$33,873.19	\$120,393	\$1,257,347

Tabla 4. Costo anualizado. Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Capital	Operación	Reposición	Salvas	Recurso	Total
BAE PVS 4180	\$12,996	\$480	\$19,684	-\$214.50	\$0	\$32,945
Denyo 100ES	\$3,868	\$1,936	\$0	\$1.15	\$0	\$5,804
Denyo Power SP	\$773.54	\$2,931	\$6,703	-\$2,059	\$9,313	\$17,661
PFV	\$28,494	\$2,302	\$0	\$0	\$0	\$30,796
Sunny Island 8.0H	\$4,351	\$4,206	\$1,846	-\$347.42	\$0	\$10,055
Sistema	\$50,481	\$11,855	\$28,232	-\$2,620	\$9,313	\$97,261

Análisis del comportamiento del sistema

La energía excedente en el sistema se reduce con respecto a la Escenario 2 como se muestra en la tabla 5, hasta llegar a los 14.7% del total de energía. El generador asociado al gasificador aporta el 14% de la energía total generada en la microrred con la entrega de 68,839 kWh al año, como se muestra en la tabla 6.

Tabla 5. Exceso y faltante de energía en el sistema. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Energía excedente	72,651	kWh/año
Energía no servida a carga	0	kWh/año

Tabla 6. Resumen de la generación. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Producción (kWh/año)	Porcentaje
Denyo 100ES	0	0
Denyo Power SP	68,839	14
PFV	424,429	86
Total	493,268	100

La energía entregada por el PFV resulta ampliamente mayoritaria en el balance energético de la generación, cubriendo el 86% de la necesidad energética de la comunidad. Mientras, el grupo electrógeno no trabaja en condiciones normales, se quedaría de respaldo para condiciones de contingencia o mantenimientos.

Generador: Denyo Power SP (Combustible Dual)

El gasificador, entrega una potencia total 68,839 kWh/año. Realiza una entrega promedio de 38.3 kW de potencia. Mientras, opera un total de 1,797 horas al año en 391 arranques para un factor de capacidad de 13.1% con un promedio de operación de 4.5 horas por arranque. Estas estadísticas pueden observarse en la tabla 7.

Tabla 7. Denyo Power SP. Resumen eléctrico de su funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Producción eléctrica	68,839	kWh/año
Entrega promedio	38.3	kW
Entrega eléctrica mínima	18	kW
Entrega eléctrica máxima	60	kW

Dado que el gasificador opera con combustible dual, este consume 11,641 litros anuales de diésel, con un consumo específico de 0.16 kg/kWh como se muestra en la tabla 8. Mientras tanto en la tabla 9, se observa que el gasificador opera unas 1,797 horas al año para un factor de capacidad de 16.7% con un total de 391 arranques. Cabe señalar que la operación del gasificador está optimizada a lograr un costo nivelado de la energía lo más bajo posible priorizando la generación fotovoltaica.

Tabla 8. Denyo Power SP. Resumen de combustible consumido. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Consumo de combustible	11,641	L/año
Consumo específico	0.169	kg/kWh
Entrada energética	196,503	kWh/año

Tabla 9. Denyo Power SP. Estadísticas de operación. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Horas de operación	1,797	h/año
Número de arranques	391	arranques/año
Vida útil	16.7	años
Factor de capacidad	13.1	%
Costo fijo de generación	8.76	\$/horas
Costo marginal de generación	0.0333	\$/kWh

Resulta evidente que la participación del gasificador en el balance energético de la comunidad es importante, ocupando una buena parte de las horas de la noche y madrugada mientras el generador fotovoltaico se encarga de suministrar energía durante el día. Sin embargo, ante una avería temporal, el resto de las fuentes de generación pueden asumir la demanda eléctrica durante un período de tiempo suficiente para solucionar dicha avería. Para esto, el GE deberá dejar de utilizado como reserva fría, de forma que asuma el régimen base de la generación de la microrred. Cabe señalar, que este modo de operación incrementaría en un 80% el consumo de diésel de la comunidad.

Sistema de almacenamiento de energía: BAE PVS 4180

El sistema de acumulación de energía estará compuesto por 120 baterías, agrupadas en 5 strings de 24 baterías cada uno, conectados a una tensión de 48V de corriente directa como se muestra en la tabla 10. Se extrae de esta configuración del sistema de acumulación una energía total de 153,973 kWh al año como se muestra en la tabla 11. Así mismo, la autonomía del sistema de almacenamiento se reduce a 17.8 horas y la vida útil se incrementa a 9.6 años como se observa en la tabla 12.

Tabla 10. Composición del sistema de acumulación BAE PVS 4180. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Baterías	120	U
Tamaño del string	24	baterías
String en paralelo	5	Strings
Tensión del bus	48	V

Tabla 11. BAE PVS 4180. Resultados del funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Costo promedio de la energía	0	\$/kWh
Energía entrante	166,421	kWh/año
Energía saliente	141,956	kWh/año
Autodescarga	541	kWh/año
Pérdidas	25,005	kWh/año
Rendimiento anual	153,973	kWh/año

Tabla 12. BAE PVS 4180. Estadísticas del funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Autonomía	17.8	horas
Costo del uso del almacenamiento	0.186	\$/kWh
Capacidad nominal	943	kWh
Capacidad nominal utilizable	755	kWh
Rendimiento de vida útil	979,200	kWh
Vida útil esperada	6.36	año

En la figura 3, se aprecia que la utilización de las baterías es ligeramente menos intensiva que en los escenarios 1 y 2. Sin embargo, el comportamiento característico ocurre entre el 34.2% y el 67.1% DOD, lo que significa un régimen de uso aceptable para la vida útil de la batería.

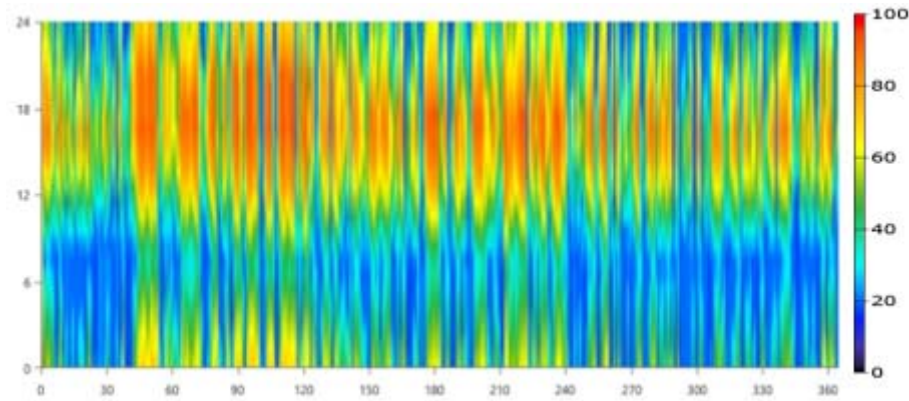


Fig. 3. Mapa de densidad energética del sistema de almacenamiento (%). Fuente: Elaboración propia.

Inversores de baterías: Sunny Island 8.0H

En la tabla 13 se muestran los resultados principales del comportamiento eléctrico del clúster de inversores de baterías en este escenario. Para el correcto funcionamiento de la microrred, es necesaria la instalación de dos clústeres de inversores de baterías de 84.1 kW de potencia. Estos clústeres se conformarán con 14 inversores SMA Sunny Island 8.0H o equivalentes. La entrega máxima de potencia del inversor será de 67.3 kW mientras que la del rectificador será de 84.1 kW, con una entrega promedio en cada caso de 15.4, como se aprecia en la tabla 14.

Tabla 13. Sunny Island 8.0H. Resumen eléctrico de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Horas de operación	3,899	h/año
Energía saliente	134,859	kWh/año
Energía entrante	141,956	kWh/año
Pérdidas	7,098	kWh/año

Tabla 14. Sunny Island 8.0H. Estadísticas de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Capacidad	84.1	kW
Entrega promedio	15.4	kW
Entrega mínima	0	kW
Entrega máxima	53.9	kW
Factor de capacidad	18.3	%

Parque Fotovoltaico

El parque fotovoltaico estaría conformado por 12 inversores de 20 kW y 903 paneles fotovoltaicos de 340 Wp agrupados en 51 mesas. Entregará una potencia máxima de 245 kW con 4,234 horas de operación al año, como puede apreciarse en la tabla 15.

Tabla 15. Resumen eléctrico del PFV. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Salida mínima	0	kW
Salida máxima	245	kW
Horas de operación	4,234	h/año
Costo nivelado	0.0726	\$/kWh

En esta configuración el PFV tendrá una potencia instalada en corriente directa de 307 kWp, logrando una entrega energética diaria de 1,163 kWh y un factor de capacidad de 19.8. Estos resultados de funcionamiento pueden apreciarse en la tabla 16.

Tabla 16. Estadísticas del PFV. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor	Unidad
Capacidad nominal	84.1	kW
Entrega promedio	15.4	kW
Factor de capacidad	0	kW
Producción total	53.9	kW

Resumen de combustible

Esta configuración demanda 11,641 litros anuales de combustible. Esto representa un ahorro de 12,543 litros anuales con respecto a las condiciones de explotación de la Escenario 2. Con el funcionamiento de este sistema se emitirán 40,440 kg de dióxido de carbono, lo que significan 23,438 kg menos que en el escenario 2.

Comparación entre las variantes diseñadas

En la figura 4 se muestra la comparativa del comportamiento económico de cada una de las variantes analizadas para implementar en la comunidad de Cocodrilo.

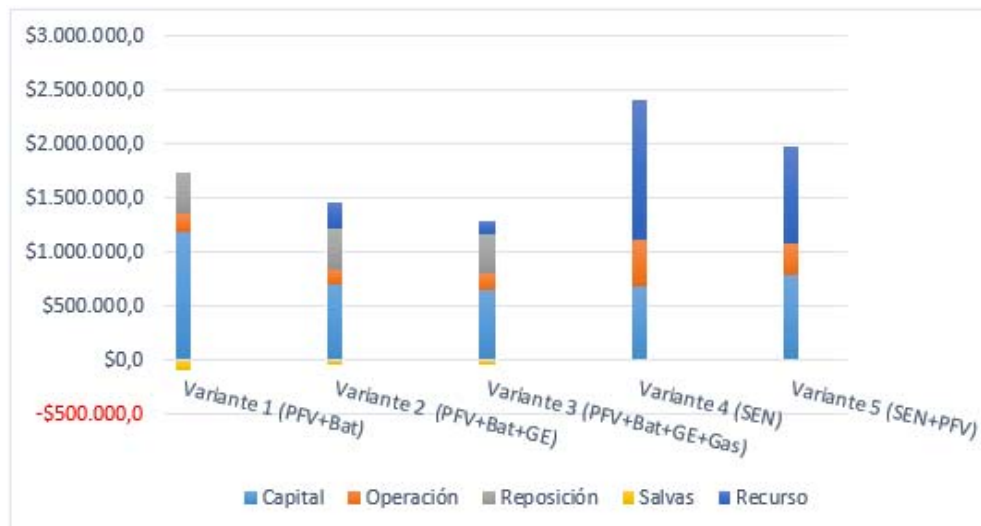


Fig.4. Comparación entre las variantes diseñadas. Fuente: Elaboración propia.

1. La variante 1 arroja los mayores gastos capitales inducidos por la adquisición de mayores volúmenes de equipamiento para la generación y almacenamiento de la energía. Con esta variante se logra no consumir diésel en todo el año, volviendo la comunidad autosustentable. Esta variante induce el menos monto de gastos de sostenibilidad del proyecto, los cuales deberán ser cubiertos durante los 25 años considerados en la vida útil del equipamiento.
2. La variante 2 reduce los costos capitales y totales con respecto a la variante 1, a la vez que otorga mayor robustez y seguridad a la microrred. Se incrementa el costo de sostenibilidad del proyecto a ser cubierto en los 25 años considerados en la vida útil del equipamiento y del proyecto.
3. La variante 3 ofrece mayores costos capitales con respecto a la variante 2. Sin embargo, se obtienen ahorros considerables por concepto de recurso energético, a la vez que se logran menores costos totales del proyecto.
4. La variante 4 resulta ser la que mayores costos totales arroja con \$2,406,871 en 25 años, provocado esto por la construcción de una larga línea de conexión a 34,5 kV de más de 52 km.
5. La variante 5 incrementa los costos capitales con respecto a la variante 6 y es la segunda más costosa en cuanto a costos totales durante la vida útil del proyecto. Sin embargo, se logra una reducción de los costos totales debido al aporte energético del PFV incluido en la variante, lo que permite reducir los gastos relacionados con el aporte del recurso energético.

CONCLUSIONES

Se obtuvo un diseño de microrred optimizado y acorde con las realidades sociales, geográficas y financieras del proyecto. Además, se demostró que el proyecto es factible económicamente en los escenarios modelados, garantizando ahorros significativos con respecto al estado actual de suministro eléctrico a la comunidad.

Se demostraron las conveniencias y necesidades de utilizar sistemas de acumulación de energía en las microrredes eléctricas, sobre todo cuando se tiene una participación mayoritaria de Fuentes Renovables de Energía. Esta necesidad se vuelve imperiosa en sistemas con predominio de tecnologías de generación intermitentes o sistemas con generador con ciclos de funcionamiento forzado, los cuales seguramente producirán un excedente de energía que, de no almacenarse, será desperdiciado o se convertirá en perturbaciones a la estabilidad de la microrred.

El estudio permitió demostrar las conveniencias, beneficios y bondades de las microrredes eléctricas ante la construcción de redes eléctricas tradicionales para suministrar energía a zonas aisladas. Se demostró que ante determinadas longitudes geográficas y densidades de cargas resulta inviable la construcción de líneas de interconexión debido a los elevados costos y las dificultades técnicas que acarrea.

REFERENCIAS

- [1] Y. M. Ladeuth, D. D. López, y C. A. Socarrás. "Diagnóstico del consumo de energía eléctrica en la planificación de un sistema de gestión y norma técnica de calidad ISO 50001:2011". *Inf. tecnol.*, vol. 32, n. 1, p. 101-112, feb. 2021, doi: 10.4067/S0718-07642021000100101. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7764795>
- [2] C. A. G. Montoya, J. M. López-Lezama, y T. G. S. Román. "Estimación del costo de distribución de la energía eléctrica en Colombia considerando generación distribuida fotovoltaica". *Inf. tecnol.*, vol. 32, n. 1, p. 79-88, feb. 2021, doi: 10.4067/S0718-07642021000100079. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642021000100079&lang=pt
- [3] G. D. Valdés-González, *et al.* "Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos como fuentes de energía distribuida en la ciudad de Arica, Chile". *Inf. tecnol.*, vol. 31, n. 3, p. 249-256, jun. 2020, doi: 10.4067/S0718-07642020000300249. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642020000300249&lang=pt
- [4] J. Alaminos, E. Alcor, y M. Asensio. "Estudio sobre las Microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales aisladas". [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: <https://www.scribd.com/document/415362151/Microrredes-y-Aplicacion-a-Proyectos-de-Electrificacion>
- [5] D. González-Montoya, *et al.* "Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia". *TecnoL.*, vol. 21, n. 43, p. 71-89, sep. 2018, doi: 10.22430/22565337.1057. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiExY7RpDhXAhXHnGoFHQmTB58QFnoECAIQAA&url=https%3A%2F%2Fwww.redalyc.org%2Farticulo.oa%3Fid%3D344256704005&usq=AOvVaw3H8UwsJGLc-mm_Hv3mUIJm
- [6] D. N. G. Cely, A. M. Rincón, y M. B. López. "Análisis de expansión de una microrred en una zona no interconectada". vol. 24, n. 63, p. 17, 2020. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0123-921X2020000100040&script=sci_abstract&tlng=es
- [7] G. Barrales-Alcain. "Micro-Redes aisladas: un desafío para los DSO". 2016, [En línea]. [accedido dic. 16, 2020]. Disponible en: <https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/14405/1/TFG000712.pdf>
- [8] I. León-Trigo Luz, *et al.* "Smart Grids en México: Situación actual, retos y propuestas de implementación". *Ingeniería Investigación y tecnología*, vol. 20, n. 2, p. 12, 2019, doi: <http://dx.doi.org/10.22201/ifi.25940732e.2019.20n2.015>. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432019000200003&lang=pt
- [9] R. Franco-Manrique, E. Gómez-Luna, y C. A. Ramos-Sánchez. "Smart grid analysis and management in Colombia towards ETAP Real Time solution". *Ingeniare. Rev. chil. ing.*, vol. 26, n. 4, p. 599-611, dic. 2018, doi: 10.4067/S0718-33052018000400599. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0718-33052018000400599&lng=e&nrm=iso
- [10] V. A. Gómez, C. Hernández, y E. Rivas. "Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)". *Inf. tecnol.*, vol. 29, n. 2, p. 89-102, mar. 2018, doi: 10.4067/S0718-07642018000200089. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0718-07642018000200089&lng=pt&nrm=iso
- [11] H. Louie. "Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries". Springer International Publishing, 2018. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: <https://www.springer.com/gp/book/9783319918891>
- [12] J. R. Ducoy. "Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoníaco". *Ingeniería Industrial*. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5145>
- [13] «Global Solar Atlas». [accedido dic. 16, 2020]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map?c=20.03529,-80.452881,7&s=21.514407,-83.0896&m=site>
- [14] U. S. T. Ramírez Murillo, C. A. Torres-Pinzón, y E. F. Forero-García. "Estimación del potencial fotovoltaico mediante minería de datos en cuatro ciudades de Colombia". *TecnoL.*, vol. 22, n. 46, p. 77-97, sep. 2019, doi: 10.22430/22565337.1345. [Consultado 16 de diciembre del 2020]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/3442/344261485007/html/>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Manuel Alejandro Soto Calvo: <https://orcid.org/0000-0003-4312-6300>

Diseño de la investigación, recolección de datos y modelación matemática. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Miriam Vilaragut Llanes: <https://orcid.org/0000-0002-5453-1136>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Miguel Castro Fernández: <https://orcid.org/0000-0002-3983-469x>

Diseño de la investigación, análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.