



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis técnico económico de
una micro red DC en la Isla de
Janitzio**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Eléctrica Electrónica

P R E S E N T A

Gloria Sarahí Aguayo Tapia

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

RESUMEN

En este trabajo se realizó la propuesta de diseño de una micro red en CD para la Isla de Janitzio, ubicada en lago de Pátzcuaro, perteneciente al estado de Michoacán, México. La generación eléctrica es en CD, puesto que esta se basa en sistemas fotovoltaicos; las cargas, en su mayoría residenciales, son consideradas también en CD. Con esto, se omitieron costos y pérdidas ocasionadas por la conversión de CD/CA de un sistema tradicional en CA. Se diseñó el convertidor de CD-CD requerido para el manejo de los módulos fotovoltaicos y el algoritmo MPPT para extraer la máxima potencia del arreglo. Para compensar la intermitencia en la generación y proveer horas de autonomía se incluyó un sistema de almacenamiento de energía, controlado a través de un algoritmo PI. El análisis de la micro red está enfocado en su operación aislada de la Red principal.

La simulación de los elementos se realizó en *MATLAB/Simulink*®. Con este software se analizó el comportamiento de cada elemento de manera aislada y posteriormente el sistema completo. Información requerida para la simulación, como irradiancia y temperatura, fue obtenida de mediciones reales. El dimensionamiento del sistema conforme al área disponible en Janitzio fue realizado a través de mediciones con la herramienta *Google Earth*; la instalación de los paneles se propone sea en los techos de casas.

La optimización de costos se llevó a cabo a través del software *HOMER Pro*®, el cual, por medio de algoritmos internos, provee información acerca de la mejor opción en cuanto a eficiencia del sistema y sus costos, al igual que diferentes alternativas de combinaciones de elementos. Del resultado de la optimización, se presentaron datos de utilidad para la evaluación de proyectos, como el valor presente neto del proyecto y el costo nivelado de generación.

AGRADECIMIENTOS

Primero, deseo reconocer especialmente a mi familia, por el cariño que me han brindado, quienes siempre han respaldado mis decisiones y me han apoyado en cada idea que tengo. A mi madre, por acompañarme en todo y darme su confianza, a Poncho, por preocuparse siempre por mí, y a Abraham, por impulsarme a alcanzar mis metas por más lejanas que estas parezcan. A mi padre, entre muchas otras cosas, por heredarme uno de mis más grandes gustos: el de la lectura.

A Gerardo Ávalos, quien, sin su apoyo en todos los aspectos, seguramente no hubiera terminado siquiera el primer semestre en la UNAM; gracias por todos los años de risa y diversión que hicieron llevadera mi estancia en la Facultad de Ingeniería.

A los profesores de la UNAM que me hicieron despertar el interés en esta área, entre los cuales destaco a mi asesor Mario Paternina, siempre con la mejor actitud hacia los alumnos, y quien siempre nos impulsa a hacer las cosas con pasión y buscando ser mejores. De igual forma, quisiera agradecer al Dr. Alejandro Zamora Méndez, por su ayuda en la realización de esta tesis.

Al profesor Alberto Mondragón y las personas con quien compartí el tiempo en que desarrollé esta tesis, los cuales hicieron la convivencia muy amena en el espacio que convivimos.

A los profesores de la preparatoria Emiliano Zapata de la BUAP que me han inspirado a lo largo de mi vida académica, en especial a Luis Ángel Aguilar y Miguel Cabrera.

A Melissa, por ser mi amiga por correspondencia durante todos estos años en que estuve lejos de Puebla.

CONTENIDO

Resumen.....	1
Agradecimientos	3
1 Introducción	9
1.1 Planteamiento del problema.....	10
1.2 Estado del arte	10
1.3 Objetivos generales.....	12
1.4 Objetivos específicos	12
1.5 Justificación.....	12
1.6 Impactos	13
1.6.1 Económico.....	13
1.6.2 Social	13
1.6.3 Ambiental	14
1.7 Organización de la tesis	14
2 Marco teórico	15
2.1 Micro redes.....	15
2.1.1 Micro redes en CD.....	15
2.2 Convertidores	16
2.2.1 Convertidor <i>boost</i>	17
2.2.2 Convertidor <i>buck-boost</i>	18
2.3 Sistema fotovoltaico	20
2.3.1 Celdas, módulos y arreglos	21
2.3.2 Seguimiento del punto de máxima potencia.....	23
2.4 Sistemas de almacenamiento de energía	26
2.4.1 Baterías de plomo ácido.....	26
2.4.2 Carga de las baterías	27
2.4.3 Autonomía	30
3 Diseño y simulación de los elementos de la micro red	31
3.1 Convertidores	31
3.2 Arreglo fotovoltaico	34
3.2.1 Seguimiento del punto de máxima potencia.....	36
3.3 Baterías.....	39

4	Análisis técnico económico de la micro red de CD en la Isla de Janitzio	41
4.1	Análisis técnico	41
4.1.1	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	41
4.1.2	Dimensionamiento del BESS.....	46
4.1.3	Caso de estudio 1: suplir 40% de la demanda	48
4.1.4	Caso de estudio 2: suplir el 30% de la demanda	59
4.2	Elementos para el análisis económico	61
4.2.1	Factor de Valor Presente.....	61
4.2.2	Costos de operación y mantenimiento (O&M)	61
4.2.3	Valor Presente Neto	62
4.2.4	Costo Nivelado de Generación	62
4.2.5	Tasa Interna de Retorno	63
4.3	Análisis económico.....	64
4.3.1	Caso de estudio 1: abasteciendo el 40% de la demanda	66
4.3.2	Caso de estudio 2: abasteciendo el 30% de la demanda	71
4.4	Discusión.....	72
5	Conclusiones y trabajos futuros.....	74
5.1	Conclusiones	74
5.2	Trabajos futuros.....	75
6	Anexos	76
6.1	Código implementado en <i>MATLAB/Simulink</i> del algoritmo P&O.	76
6.2	Hoja de datos del panel PV	60
6.3	Hoja de datos de la batería.....	61
6.4	Familiarización con el entorno de <i>HOMER Pro</i>	62
	Referencias.....	70

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1. Generación eléctrica con base en fuentes renovables, primer semestre del 2017. Disponible en [3].	10
Fig. 1.2. Evolución histórica de la generación eléctrica en México a partir de sistemas PV. Disponible en [3].	13
Fig. 2.1. Esquema de una micro red de CD aislada basada en generación PV.	16
Fig. 2.2. Forma de onda del voltaje de salida de un convertidor de CD/CD.	17
Fig. 2.3. Modelo del convertidor boost.	18
Fig. 2.4. Comportamiento de los componentes del convertidor boost. Disponible en [20].	18
Fig. 2.5. Modelo del convertidor buck-boost.	19
Fig. 2.6. Comportamiento de los componentes del convertidor buck-boost. Disponible en [20].	20
Fig. 2.7. Modelo de dos diodos de un panel PV.	22
Fig. 2.8. Representación de un arreglo, un módulo y una celda.	22
Fig. 2.9. Curvas I-V ante cambios en los módulos en serie de un arreglo PV.	23
Fig. 2.10. Curvas I-V ante cambios en los módulos en paralelo de un arreglo PV.	23
Fig. 2.11. Punto de máxima potencia.	24
Fig. 2.12. Lógica del algoritmo perturba y observa, acorde a [12].	25
Fig. 2.13. Modelo de Thévenin de la batería.	27
Fig. 2.14. Batería Trojan SSIG 06 290.	27
Fig. 2.15. Acciones de control con base en el SOC, acorde a [12].	28
Fig. 2.16. Control PI en Simulink.	30
Fig. 3.1. Inductancia mínima requerida para operación continua del convertidor boost.	31
Fig. 3.2. Diseño del convertidor boost en Simulink.	32
Fig. 3.3. Resultados de la simulación del convertidor boost.	32
Fig. 3.4. Inductancia mínima requerida para operación continua del convertidor buck-boost.	33
Fig. 3.5. Diseño del convertidor buck-boost en Simulink.	33
Fig. 3.6. Resultados de la simulación del convertidor buck-boost.	33
Fig. 3.7. Gráficas de salida del arreglo fotovoltaico bajo condiciones diferentes de irradiancia.	35
Fig. 3.8. Gráficas de salida del arreglo fotovoltaico bajo condiciones diferentes de temperatura.	35
Fig. 3.9. Arreglo fotovoltaico sujeto a análisis bajo distintas cargas.	35
Fig. 3.10. Gráficas de salida del arreglo fotovoltaico para una carga de 2.5, 3 y 5 Ω .	36
Fig. 3.11. Arreglo fotovoltaico, convertidor boost y MPPT conectados.	37
Fig. 3.12. Gráficas de salida del convertidor boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 2.5, 3 y 5 Ω .	37
Fig. 3.13. Arreglo fotovoltaico, convertidor buck-boost y MPPT conectados.	38
Fig. 3.14. Gráficas de salida del convertidor buck-boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 2.5 Ω .	38
Fig. 3.15. Gráficas de salida del convertidor buck-boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 3 Ω .	38
Fig. 3.16. Gráficas de salida del convertidor buck-boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 5 Ω .	39
Fig. 3.17. Modelo de batería en Simulink.	40
Fig. 3.18. Gráficas de salida del modelo de batería en Simulink.	40
Fig. 4.1. Medición de la Isla de Janitzio con Google Earth.	42
Fig. 4.2. Perfil de elevación de Janitzio.	42
Fig. 4.3. Vista desde el punto de mayor elevación de Janitzio.	43
Fig. 4.4. Mapa del potencial fotovoltaico en México. Disponible en [36].	43
Fig. 4.5. Mapa de la irradiancia normal directa en México. Disponible en [36].	44
Fig. 4.6. Curva de demanda durante un día de enero de 2017.	45
Fig. 4.7. Irradiancia en Janitzio durante un día de enero de 2017.	45
Fig. 4.8. Temperatura en Janitzio durante un día de enero de 2017.	45

Fig. 4.9. Metodología para el dimensionamiento de un sistema PV.	46
Fig. 4.10. Metodología para el dimensionamiento del BESS.....	47
Fig. 4.11. Perfil de carga al 40% de la demanda total.	48
Fig. 4.12. Esquemático de la micro red implementado en Simulink.	49
Fig. 4.13. Mediciones de la micro red en Simulink.	50
Fig. 4.14. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio a).	50
Fig. 4.15. Potencia bidireccional para el caso de estudio a).	51
Fig. 4.16. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio a).	51
Fig. 4.17. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio b).	52
Fig. 4.18. Potencia bidireccional del caso de estudio b).	52
Fig. 4.19. Voltaje en el bus de CD del caso de estudio b).	52
Fig. 4.20. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio c).	53
Fig. 4.21. Potencia bidireccional del caso de estudio c).	53
Fig. 4.22. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio c).	53
Fig. 4.23. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio d).	54
Fig. 4.24. Potencia bidireccional del caso de estudio d).	54
Fig. 4.25. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio d).	55
Fig. 4.26. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio e).	55
Fig. 4.27. Potencia bidireccional para el caso de estudio e).	55
Fig. 4.28. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio e).	56
Fig. 4.29. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio f).	56
Fig. 4.30. Potencia bidireccional para el caso de estudio f).	56
Fig. 4.31. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio f).	57
Fig. 4.32. Cambios en la irradiancia para el caso de estudio g).	57
Fig. 4.33. Potencia generada y potencia generada para el caso de estudio g).	58
Fig. 4.34. Potencia bidireccional para el caso de estudio g).	58
Fig. 4.35. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio g).	58
Fig. 4.36. Perfil de carga al 30 de la demanda total.	59
Fig. 4.37. Potencia al 30% de la demanda total.	60
Fig. 4.38. Tensión en el bus a 30% de la demanda total.	60
Fig. 4.39. Potencia bidireccional al 30% de la demanda total.	60
Fig. 4.40. Concepto de costo nivelado de generación.	63
Fig. 4.41. Esquemático del sistema en HOMER.....	64
Fig. 4.42. Irradiancia promedio e índice de claridad en la Isla de Janitzio.....	65
Fig. 4.43. Metodología para el uso de HOMER Pro.....	65
Fig. 4.44. Producción eléctrica promedio mensual del sistema PV.	67
Fig. 4.45. Flujo de efectivo para el caso de estudio 1.	68
Fig. 4.46. Perfil de potencia de salida del sistema PV.	69
Fig. 4.47. Perfil del estado de carga del BESS.	70
Fig. 4.48. Producción eléctrica mensual promedio del arreglo PV al 30% de la demanda.	71
Fig. 4.49. Flujo de efectivo del caso de estudio 2.	72
Fig. 6.1. Ventana principal de HOMER Pro.....	62
Fig. 6.2. Primer paso del modo wizard.	63
Fig. 6.3. Segundo paso del modo wizard.	63
Fig. 6.4. Tercer paso del modo wizard.	64
Fig. 6.5. Cuarto paso del modo wizard.	64
Fig. 6.6. Quinto paso del modo wizard.	65

Fig. 6.7. Sexto paso del modo wizard.....	65
Fig. 6.8. Ventana de previsualización del proceso de optimización.....	66
Fig. 6.9. Esquemático correspondiente al sistema del ejemplo 1.....	66
Fig. 6.10. Ventana de resultados de la optimización del ejemplo 1.....	67
Fig. 6.11. Resultados del balance financiero para la optimización del ejemplo 2.....	68
Fig. 6.12. Resultados de la generación promedio para la optimización del ejemplo 1.....	68
Fig. 6.13. Resultados del balance financiero por tipo de generación para la optimización del ejemplo 1.....	69

1 INTRODUCCIÓN

Las sociedades modernas dependen de un suministro eléctrico constante, lo cual ha hecho necesario el desarrollo y modernización de los sistemas actuales. Las redes eléctricas deben alinearse a los cambios en la tecnología, así como a los requerimientos económicos y ambientales de la sociedad. Por ello, es necesario estudiar nuevas formas de operación, seguridad, calidad de la energía, protección y eficiencia energética, además del uso de tecnología que demuestre confiabilidad, sustentabilidad y efectividad en costos [1].

El concepto de redes eléctricas inteligentes (REI) se refiere a la evolución de las redes eléctricas convencionales, donde una red eléctrica inteligente se define como una red que puede integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, con la finalidad de entregar de manera eficiente el suministro eléctrico, que sea sustentable, seguro y económico. Las redes eléctricas inteligentes incluyen monitoreo, control y tecnología que se auto gestiona; buscando resolver el problema de las fluctuaciones debido a los cambios climáticos en las fuentes renovables cuando están conectadas a un sistema de potencia [2].

Las redes de distribución están evolucionando de ser redes pasivas a redes activas, en el sentido de que la toma de decisiones y el control son distribuidos, y el flujo de potencia es bidireccional. La principal función de una red activa es de ligar la generación con la demanda, permitiendo a ambos decidir la mejor manera de operar en tiempo real.

Las redes activas de distribución requieren la implementación de un nuevo concepto de sistema. Una micro red es la estructura más prometedora para ello, la cual se basa en la capacidad de control en la operación de la red; esto permite a las micro redes operar de manera interconectada o de manera aislada de la red principal en caso de fallas u otro disturbio externo o desastre. Por lo que, la implementación del control es el elemento más importante que distingue a una micro red de las redes de distribución con generación distribuida.

Por otro lado, gracias a las reformas implementadas en el sector energético, México se ha fijado metas de corto y mediano plazo para la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. La capacidad instalada para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables fue de 18,786 MW al primer semestre del 2017, representando con ello el 25.37% de la capacidad instalada en el país; mientras que la generación bajo este mismo concepto fue de 24,793.69 GWh, correspondientes al 15.51% de la generación total. De este porcentaje, el 0.17%, equivalente a 273.45 GWh, proviene de sistemas fotovoltaicos, como se aprecia en la Fig. 1.1 [3]. Bajo este panorama, una micro red cuya generación esté basada en fuentes de energía renovables, es un sistema de especial interés por los beneficios que puede aportar al sistema y a las metas del país, sin embargo, esto conlleva también una serie de retos que deben ser estudiados a detalle.

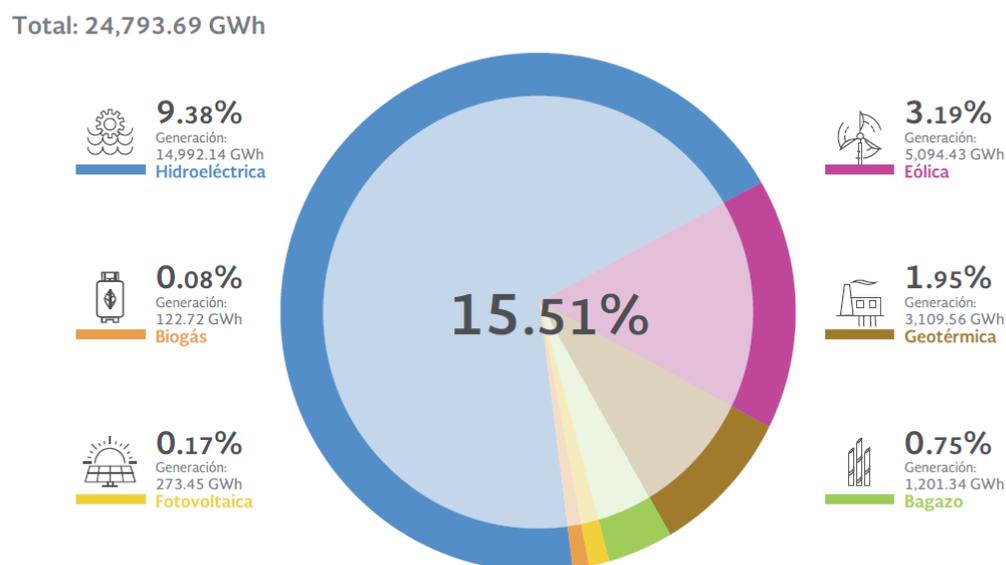


Fig. 1.1. Generación eléctrica con base en fuentes renovables, primer semestre del 2017. Disponible en [3].

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aprovechamiento de los recursos renovables para la generación eléctrica ha sido un tema de gran importancia en México, con la perspectiva de disminuir el uso de combustibles fósiles para el mismo propósito, los cuales son recursos no renovables, contaminantes y cada vez más costosos. Se ha identificado a la Isla de Janitzio como una locación donde es posible aprovechar la energía solar para generar electricidad que satisfaga la demanda local

Las metas establecidas en la Ley de Transición Energética requieren de una participación mínima de energías limpias, por lo cual es imperativa la continua instalación de sistemas fotovoltaicos (PV, del inglés *PhotoVoltaic*), entre otros tipos de tecnología que contribuyan a este propósito [3]. Sin embargo, la transición hacia el uso de energías renovables ha traído consigo diferentes complicaciones, entre las cuales sobresale la variabilidad en la generación. Por ello, ha sido necesaria la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía (ESS, del inglés *Energy Storage System*), y lo más importante, sistemas de control que realicen la toma de decisiones en el momento que se necesite para poder garantizar un suministro eléctrico constante. Este tipo de tecnología resulta muy costosa, por lo cual es de especial interés encontrar el balance entre cada uno de los elementos para obtener un sistema que opere de manera óptima desde el punto de vista técnico, como desde el punto de vista económico.

1.2 ESTADO DEL ARTE

El estudio de micro redes es un tema que ha sido abordado en diversas ocasiones, desde diferentes puntos de vista. A continuación, se mencionan algunos trabajos similares al presentado en esta tesis.

Lauren Schmitt *et al*, evidencian el papel de las micro redes en la transformación hacia las REI en Europa, exponiendo a las micro redes como elementos que han surgido con mayor frecuencia debido al aumento de la generación a través de fuentes

renovables, como consecuencia del deseo de disminuir emisiones de carbono. En este trabajo se muestran las aportaciones de las micro redes que se encuentran en la ciudad de Carros y en la localidad de Issy-les-Moulineaux, ambas en Francia [4].

Fengyan Zhang *et al*, muestran los retos de una micro red de CD basada en un sistema solar instalado en los techos de la Universidad de Xiamen, en China. Se demuestra la viabilidad de un sistema en CD para abastecer, en su mayoría, cargas provenientes de equipos de iluminación y se discute también el aspecto económico [5].

Ali Al-Karaghoul y L.L. Kazmerski, exponen el caso de estudio de un sistema PV para abastecer la demanda de una clínica ubicada en un área rural de Iraq. Además, se presenta la optimización de costos usando el software *HOMER Pro* [6].

M.H.F Ahamed *et al*, presentan el diseño y simulación de una micro red de CD basada en un sistema PV y un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS, del inglés *Battery Energy Storage System*) con la herramienta *PSCAD*, prestando mayor atención a mantener constante el voltaje en el bus de CD y protegiendo las baterías de una carga o descarga excesiva [7].

Srayashi Konar y Arindam Ghosh, exploran las ventajas de interconectar micro redes aisladas en CD para mejorar la confiabilidad del sistema, ofreciendo la oportunidad de que otras micro redes sostengan la demanda de aquella que experimente una falla [8].

Johannes Hofer *et al*, discuten la oportunidad de integrar la generación mediante fuentes de energía renovables al mercado actual y los tipos de carga existentes, proponiendo para ello una micro red basada en un sistema PV y un BESS [9].

C. Phurailatpam *et al*, presentan el modelado y simulación de una micro red de CD autónoma, basada en una turbina eólica, un arreglo PV y cargas en CD, en conjunto con un BESS; la simulación fue realizada con la herramienta *MATLAB/Simulink* bajo diferentes condiciones de carga, irradiancia y velocidad de viento [10].

Mahesh Kumar *et al*, proponen el diseño de una micro red de CD inteligente aislada, basada en una turbina eólica, un sistema PV, celdas de combustible, un BESS y cargas de CA y de CD; para ello, proponen estrategias de control y someten al sistema a diferentes condiciones operativas [11].

Jordon Grant, exhibe el diseño y simulación de una micro red en Cayo Chapel, en Belice; a través de la herramienta *MATLAB/Simulink* realiza la simulación de cada elemento que compone a la micro red y posteriormente el sistema en su totalidad, mientras que con la herramienta *HOMER Pro*, lleva a cabo la optimización del sistema y una comparación económica entre la micro red de CD, de CA e híbrida [12].

Con lo mencionado anteriormente, es evidente que el estudio de las micro redes es un tema de interés mundial. La principal aportación de este trabajo consiste en conjuntar el análisis técnico con el análisis económico para brindar un panorama más amplio al proyecto, mostrando la viabilidad de un sistema de esta naturaleza en México.

1.3 OBJETIVOS GENERALES

Realizar el diseño de una micro red de CD aislada en la Isla de Janitzio, así como el análisis técnico-económico con el fin de cuantificar su factibilidad y viabilidad.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Proponer cada uno de los elementos de la micro red de CD con base en información real de la isla.
- Diseñar cada elemento y analizar su comportamiento por separado, al igual que de manera interconectada con los otros elementos.
- Realizar un análisis económico para seleccionar la topología más adecuada y eficiente.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Las micro redes tienen un solo punto de conexión a la red, por ese motivo, es importante contar con un sistema de generación en caso de que ese punto no esté disponible u ocurra una falla. Por ello, se propone el diseño de una micro red de CD con la capacidad de operar aislada de la red principal cuya generación esté basada en sistemas fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de energía. La Isla de Janitzio es adecuada para un sistema de esta naturaleza, ya que cuenta con las condiciones suficientes de radiación, brillo solar, horas de sol y temperatura para implementar un sistema fotovoltaico.

Durante los últimos años la generación eléctrica con base en energías renovables ha ido en aumento, como parte de las Metas de Energías Limpias del gobierno mexicano [3]. Particularmente, la generación con base en energía solar y eólica ha crecido notablemente debido a que las condiciones en México son favorables para ello. La evolución histórica del aprovechamiento de la energía fotovoltaica se ilustra en la Fig. 1.2, donde se observa un crecimiento notable durante los últimos 4 años. Se espera, además, que al cierre del 2019 se adicionen 5,400 MW de capacidad.

Adicionalmente, el avance en recientes años de la electrónica de potencia ha hecho posible el resurgimiento de los sistemas en CD. En la Isla de Janitzio, las cargas son en su mayoría residenciales, por lo cual un sistema en CD es adecuado para satisfacer la mayor parte de la demanda.

Por otro lado, el concepto de REI se ha establecido como la meta a lograr en el futuro de las redes eléctricas convencionales; las micro redes son consideradas piezas clave para ello, puesto que facilitan el paso hacia un sistema descentralizado. Las micro redes son un objeto de estudio e interés por conjuntar los beneficios en cuanto al uso de energías renovables, pero también como parte de la transición hacia las REI.

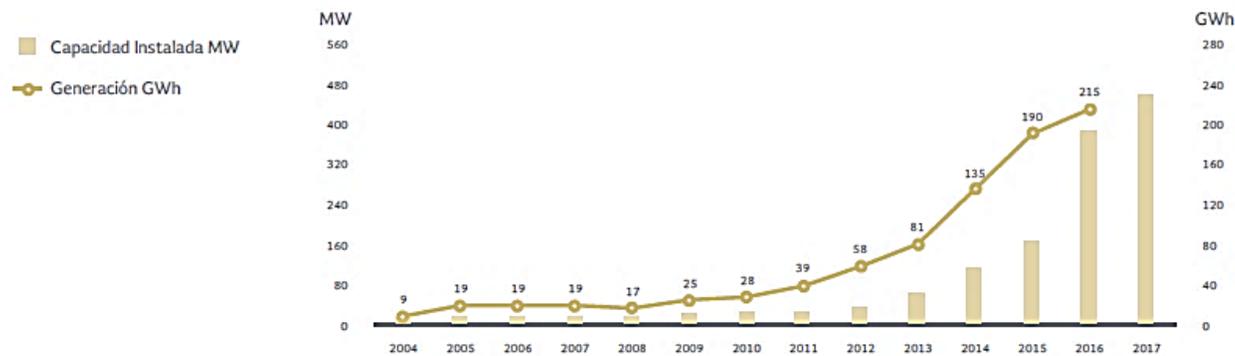


Fig. 1.2. Evolución histórica de la generación eléctrica en México a partir de sistemas PV. Disponible en [3].

1.6 IMPACTOS

De acuerdo con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), en sus pilares estratégicos [13], como parte de la identificación de estrategias a seguir para alcanzar sus objetivos, se menciona la sustentabilidad económica, social y de medio ambiente. Dentro de este aspecto, se menciona el impulso al desarrollo de fuentes renovables de energía, lo cual está plenamente alineado con esta tesis.

A continuación, se mencionan los impactos económico, social y ambiental de este trabajo de tesis.

1.6.1 Económico

La transmisión en CD favorece a la disminución de costos, en el sentido de que las pérdidas son menores que en un sistema CA. Adicionalmente, la generación con base en paneles PV es en CD, lo cual permite que el sistema prescindir del uso de inversores.

El hecho de que la generación esté cerca del consumo, como en el caso de una micro red, hace que este sistema sea más efectivo y menos costoso. Ha sido demostrado, con ayuda de numerosos proyectos piloto, las ventajas de una transmisión en CD: la eficiencia energética es mayor en un 15% y los costos son menores en un 10% que un sistema tradicional en AC [14].

1.6.2 Social

El acceso a la energía eléctrica es indispensable para el desarrollo y mejora de la calidad de vida en las comunidades más lejanas al sistema de transmisión eléctrica. La Secretaría de Energía (SENER), con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, busca dar cobertura eléctrica al 99% del país. Se explica que, el 75% de esta población, será atendida a través de la extensión de líneas de distribución que se encuentren a menos de 5 km de estas, mientras que el resto será atendida mediante la implementación de sistemas aislados basados en paneles PV [15].

Si bien Janitzio es una locación que puede ser abastecida de energía con el sistema de transmisión tradicional, la metodología mostrada en esta tesis, permite marcar un antecedente para la realización de proyectos en locaciones alejadas que

cuenten con un potencial solar similar al de esta isla. Janitzio puede beneficiarse de este proyecto con la generación de empleos locales para el mantenimiento de los paneles, el acceso a la energía eléctrica generada directamente el centro de consumo, y, en muchos casos, la instalación de este tipo de tecnología promueve el turismo, como en el caso de los parques eólicos en Oaxaca.

1.6.3 Ambiental

Es bien conocido que, alrededor del mundo, se busca incrementar la generación de energía con base en fuentes renovables. Este deseo ha surgido a partir de la preocupación por el cuidado del medio ambiente y por la inevitable extinción de los combustibles fósiles de los cuales se genera la mayor parte de la energía demandada.

La micro red propuesta en la Isla de Janitzio, contribuye a la explotación del recurso solar que se tiene en México. Los sistemas PV tienen como ventaja que no generan ruido, el mantenimiento necesario es mínimo, y pueden ser instalados, en este caso, en techos. Las baterías de ácido-plomo tienen una vida útil corta; sin embargo, al final de ésta, las baterías son recicladas, por lo que el impacto ambiental del BESS es poco.

1.7 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

En el capítulo 2, correspondiente al marco teórico, se muestran los conceptos más importantes de este trabajo, entre ellos, el concepto de micro red, los sistemas PV, los convertidores de CD/CD y el BESS con su respectivo control. Además, se incluyen ecuaciones necesarias para el desarrollo de la tesis.

En el capítulo 3, se presenta el diseño y simulación de los elementos de la red usando *MATLAB/Simulink*, se muestra el comportamiento de manera aislada y posteriormente el sistema conectado en su totalidad. En esta sección se detalla cómo se realizó el diseño de la micro red; además, se especifica el modelo de panel PV y batería con sus respectivos elementos de control.

En el capítulo 4, se muestran y discuten los resultados del sistema diseñado bajo condiciones reales de la isla; en el aspecto económico, se expone el resultado de la optimización realizada en *HOMER Pro*. En ambos casos, el sistema fue analizado bajo dos casos de estudio, con la finalidad de comparar los efectos de satisfacer un menor porcentaje de la demanda total.

En el capítulo 5, se presentan las conclusiones de esta tesis, resaltando los resultados y el alcance de los objetivos establecidos inicialmente.

2 MARCO TEÓRICO

A continuación, se presentan los conceptos más importantes que serán estudiados en esta tesis, incluyendo expresiones matemáticas y figuras que resulten favorables a la comprensión de éstos.

2.1 MICRO REDES

Una micro red se conforma por fuentes de energía distribuidas, como: microturbinas, paneles fotovoltaicos, entre otros; en conjunto, se incluyen sistemas de almacenamiento de energía para proveer horas de autonomía. Este tipo de sistemas pueden ser operados de forma autónoma, en caso de que esté desconectado de la red principal, o de forma no- autónoma si no está conectado; las micro redes deben ser capaces de operar de las dos maneras, aunque la mayor parte del tiempo tienden a estar conectadas a la red. Con la finalidad de satisfacer la demanda a largo plazo, estas deben cumplir con ciertos requerimientos en cuanto al tamaño de los sistemas de almacenamiento [16]. A diferencia de sistemas a gran escala que tienen grandes reservas, en el caso de las micro redes las reservas son provistas por baterías. Incrementar la reserva puede aumentar la confiabilidad; sin embargo, esto aumenta el costo del sistema [17].

El enfoque de las micro redes es satisfacer la demanda local, de modo que éstas tienen, usualmente, una capacidad instalada inferior a los niveles de MW.

2.1.1 Micro redes en CD

Las micro redes en CD se prefieren a las de CA en diferentes aspectos, en especial por su eficiencia y flexibilidad. Además, en este tipo de sistemas, la integración de fuentes renovables puede realizarse de manera más sencilla [18].

Debido a que las fuentes de energía renovable son de naturaleza intermitente y las cargas pueden cambiar de manera súbita, un sistema de almacenamiento de energía dimensionado adecuadamente es de suma importancia. La principal función de un ESS en una micro red de CD es la regulación de voltaje del bus de CD; otro de los beneficios que ofrece es el aplanamiento de picos de demanda.

El esquema de la Fig 2.1 muestra la forma en que se constituye una micro red de CD aislada.

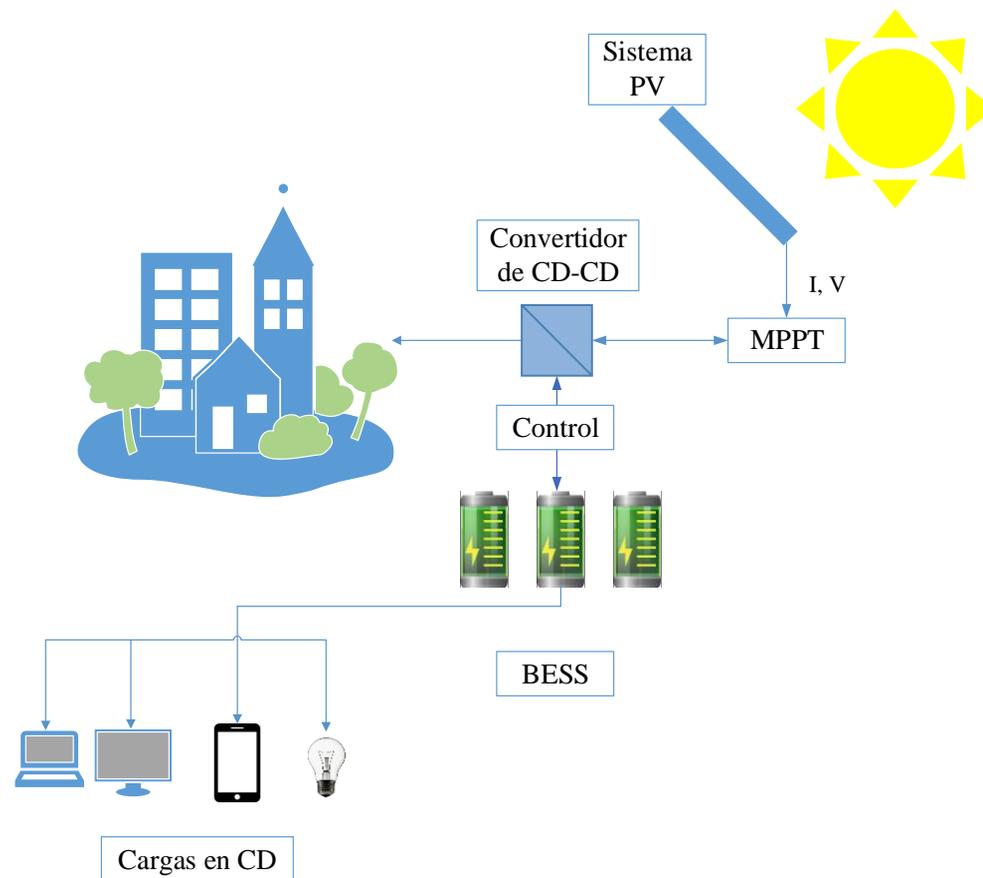


Fig. 2.1. Esquema de una micro red de CD aislada basada en generación PV.

2.2 CONVERTIDORES

Los convertidores de CD/CD son circuitos electrónicos de potencia que ofrecen una salida de voltaje regulado; éstos convierten un nivel de voltaje de CD a otro nivel de voltaje de CD [19].

Los convertidores conmutados son una alternativa eficiente a los reguladores lineales; se usan en niveles altos de potencia y alcanzan altas eficiencias debido a que existe sólo una pequeña pérdida de energía entre los cambios de estado. En este tipo de circuitos, el transistor opera como un interruptor electrónico, en estado encendido o apagado. Los interruptores electrónicos de potencia modernos pueden operar a altas frecuencias, y esto contribuye a reducir el tamaño de transformadores, inductores y capacitores a usar en el convertidor. Además, las características dinámicas de los convertidores mejoran cuando se incrementa la frecuencia de operación, permitiendo así alcanzar una respuesta dinámica a cambios rápidos en la carga y/o en el voltaje de entrada [20].

El voltaje de salida de un convertidor de CD es controlado al ajustar el tiempo (en estado analógico) en alto V_s , como puede verse en la Fig. 2.2, el cual en consecuencia ajusta el ancho del pulso de voltaje a la salida. Esto es llamado también control por modulación por ancho de pulso (PWM, del inglés *Pulse Width Modulation*). Las topologías básicas de un convertidor de CD son

las siguientes: *buck*, *boost* y *buck-boost*. Sin embargo, para los propósitos aquí presentados, se analizarán únicamente las topologías *boost* y *buck-boost*. El ciclo de trabajo se representa por la letra D .

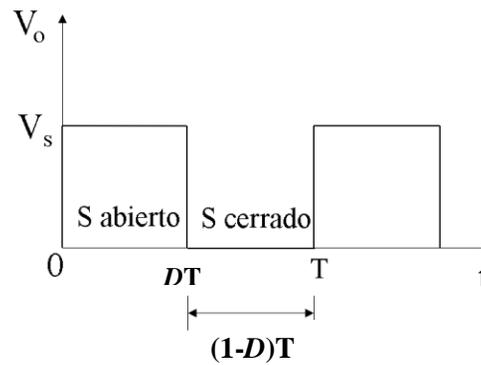


Fig. 2.2. Forma de onda del voltaje de salida de un convertidor de CD/CD.

2.2.1 Convertidor *boost*

Este tipo de convertidor se compone de una fuente de CD de voltaje de entrada V_s , un inductor L , un interruptor controlado S , un diodo d , un capacitor C de filtrado, y una resistencia de carga R . Este convertidor se ilustra en la

Fig. 2.3. Cuando el interruptor S está cerrado, la corriente en el inductor incrementa linealmente. El diodo d está apagado en ese tiempo. Cuando el interruptor S es abierto, la energía almacenada en el inductor se libera a través del diodo al circuito RC de entrada. Las gráficas de este comportamiento se ilustran en Fig. 2.4 [20]. Dado que el voltaje promedio del inductor debe ser cero en operación periódica, se expresa el voltaje promedio del inductor durante un periodo de conmutación de la siguiente forma:

$$V_L = V_s D + (V_s - V_o)(1 - D) = 0 \quad (2.1)$$

A partir de (2.1), se determina que:

$$V_o = V_s \frac{1}{1-D} \quad (2.2)$$

En este tipo de convertidores, el voltaje de salida siempre es mayor que el voltaje de entrada.

El inductor de trabajo, para la operación del convertidor en corriente continua, se calcula mediante (2.3).

$$L = \frac{(1-D)^2 DR}{2f} \quad (2.3)$$

Además, el mínimo valor del capacitor de filtrado que resulta en un voltaje de rizo V_r , está dado por (2.4).

$$C_{min} = 1/V_r \frac{DV_o}{RF} \quad (2.4)$$

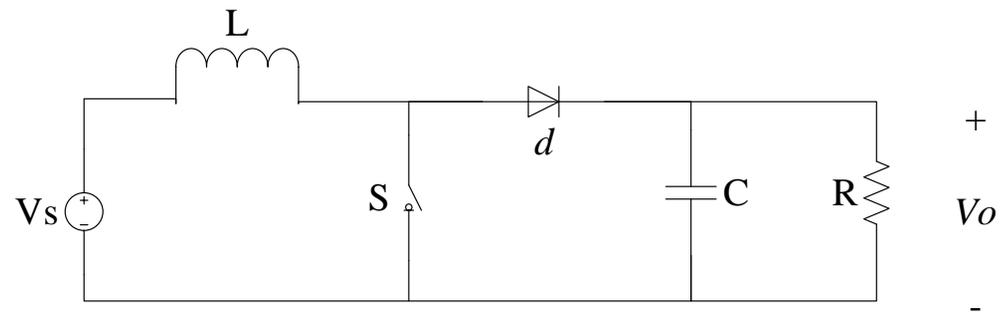


Fig. 2.3. Modelo del convertidor boost.

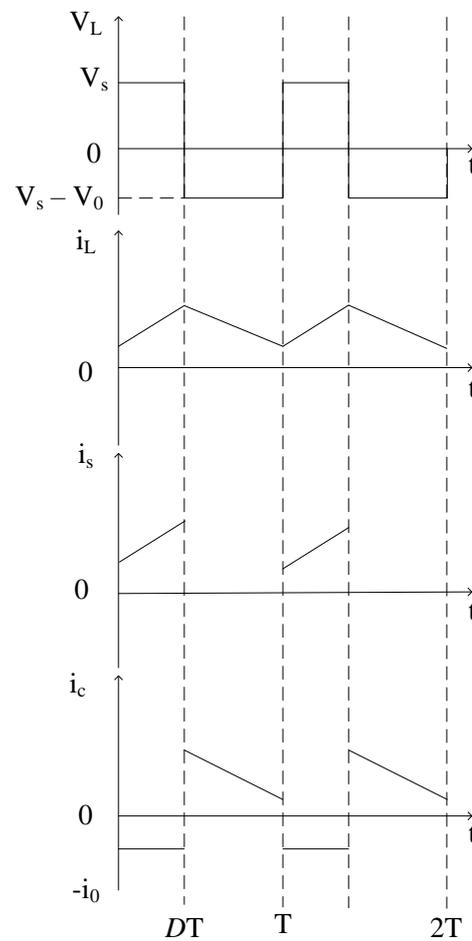


Fig. 2.4. Comportamiento de los componentes del convertidor boost. Disponible en [20].

2.2.2 Convertidor *buck-boost*

La topología del convertidor *buck-boost* se muestra en la Fig. 2.5. Este tipo de convertidor consiste en un voltaje de entrada en CD, V_s , un interruptor controlado S , un inductor L , un diodo d , un capacitor de filtrado C , y una resistencia de carga R . Con el interruptor cerrado, la corriente del inductor incrementa mientras que el diodo se mantiene apagado. Cuando el interruptor se abre, el diodo provee un camino para la corriente del inductor. Debido a la polaridad del diodo, la corriente es drenada de la

salida. Las gráficas de este comportamiento son mostradas en la Fig. 2.6 [19]. El voltaje promedio del inductor es cero en operación periódica, resultando en:

$$V_L = V_s D + V_o(1 - D) = 0 \quad (2.5)$$

Resolviendo para V_o se tiene que:

$$V_o = -V_s \left(\frac{D}{1-D} \right) \quad (2.6)$$

El valor del inductor que determina el límite entre el funcionamiento en corriente continua o corriente discontinua está dado por (2.7).

$$L = \frac{(1-D)^2 R}{2f} \quad (2.7)$$

La magnitud del voltaje de salida del convertidor puede ser menor o mayor que la de la alimentación, dependiendo del ciclo de trabajo del interruptor. Si $D > 0.5$, el voltaje de salida es mayor que la entrada; y si $D < 0.5$, la salida es menor que la entrada. Por lo tanto, este circuito combina las propiedades de los convertidores *buck* y *boost*.

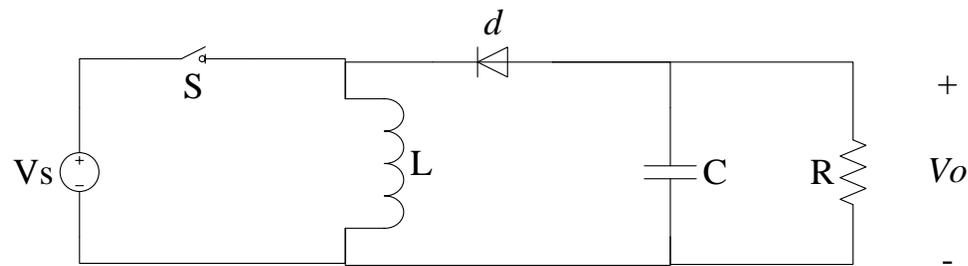


Fig. 2.5. Modelo del convertidor buck-boost.

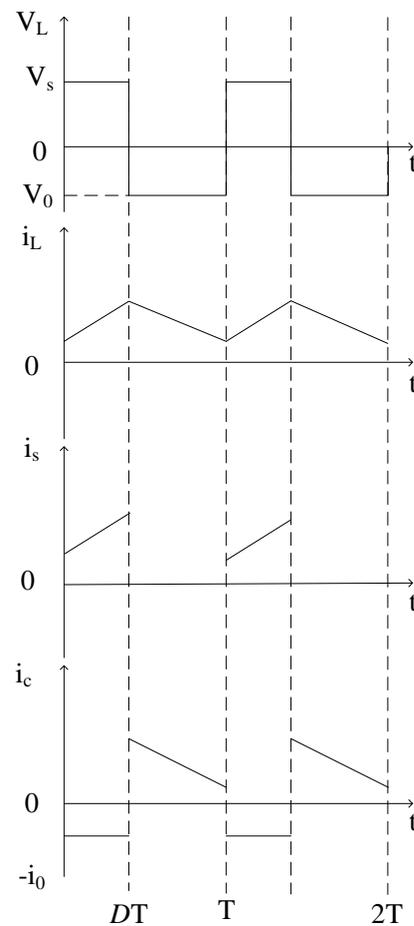


Fig. 2.6. Comportamiento de los componentes del convertidor buck-boost. Disponible en [20].

2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

La energía solar no contamina la atmósfera, es inagotable y autónoma. Esta energía es convertida directamente en electricidad a través de módulos consistentes de varias celdas fotovoltaicas. Estos son dispositivos semiconductores capaces de convertir la energía del sol incidente en corriente directa, cuya eficiencia está entre el 3% hasta el 31%, dependiendo de la tecnología, el espectro de luz, temperatura, diseño, y el material de la celda solar.

Los sistemas fotovoltaicos aislados pueden ser muy efectivos desde el punto de vista económico en locaciones remotas, donde las únicas alternativas serían generadores que requieren el uso de combustible costoso y mantenimiento constante, o extender las líneas de transmisión hasta donde son requeridas, lo cual podría costar miles de dólares por kilómetro. En este tipo de sistemas, se suelen incluir ESS e inversores que conviertan el voltaje de CD de las baterías en voltaje de CA para alimentar cargas de esta naturaleza, sin embargo, en sistemas simples, todo puede ser operado en CD y de esa forma, no sería necesario el uso de inversores. Con el propósito de implementar un sistema eléctrico de potencia completo, es necesario incluir equipo de acondicionamiento basado en electrónica de potencia, sistema de almacenamiento y monitoreo, y sistemas de protección [21].

El diseño de sistemas fotovoltaicos depende de mediciones realizadas en un periodo largo de tiempo, puesto que ninguna aproximación puede alcanzar predicciones exactas acerca de la cantidad de luz del sol que incidirá en una determinada superficie,

en un determinado lugar. Los sistemas fotovoltaicos se diseñan con base en la celda fotovoltaica, de la cual se hablará a continuación [22].

Entre las desventajas de los sistemas fotovoltaicos podría mencionarse que este tipo de sistemas sufren de bajas eficiencias, incluyendo pérdidas en las baterías y el hecho de que éstos operan usualmente fuera de su punto de operación más eficiente. Además, la baja eficiencia frecuentemente es incrementada al montar los arreglos con una inclinación excesiva para entregar cantidades de energía relativamente uniformes, en lugar de elegir un ángulo que resulta en una mayor cantidad de energía entregada al año.

2.3.1 Celdas, módulos y arreglos

Con la finalidad de obtener un voltaje de salida adecuado, celdas fotovoltaicas se conectan en serie para formar un módulo. Los módulos suelen ser diseñados para tener una operación óptima en los sistemas PV, que son operados comúnmente en múltiplos de 12 V. Estos son protegidos en cápsulas especiales contra daños ocasionados por condiciones climáticas [23].

Un módulo PV puede ser representado con el modelo de dos diodos, ilustrado en la Fig. 2.7. En principio, una celda PV es un diodo de silicio a gran escala. Durante la oscuridad, las curvas I-V de este diodo corresponden a las de un diodo tipo p-n, en el que no se produce corriente ni voltaje. Al iluminar la celda, se crean portadores de carga que permiten a la corriente fluir hacia la carga. El efecto de la resistencia en paralelo es el de reducir el voltaje de circuito abierto, mientras que la resistencia en serie es un factor que reduce la corriente de corto circuito [24].

La corriente de salida del módulo está representada en (2.8).

$$I = I_{pv} - I_{d1} - I_{d2} - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (2.8)$$

donde

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_1 V_{r1}} \right) - 1 \right] \quad (2.9)$$

y

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_2 V_{r2}} \right) - 1 \right] \quad (2.10)$$

donde I_{01} e I_{02} representan la corriente de saturación del diodo 1 y del diodo 2; V_{r1} y V_{r2} son los voltajes térmicos de los respectivos diodos; a_1 y a_2 representan las constantes de idealidad de los diodos.

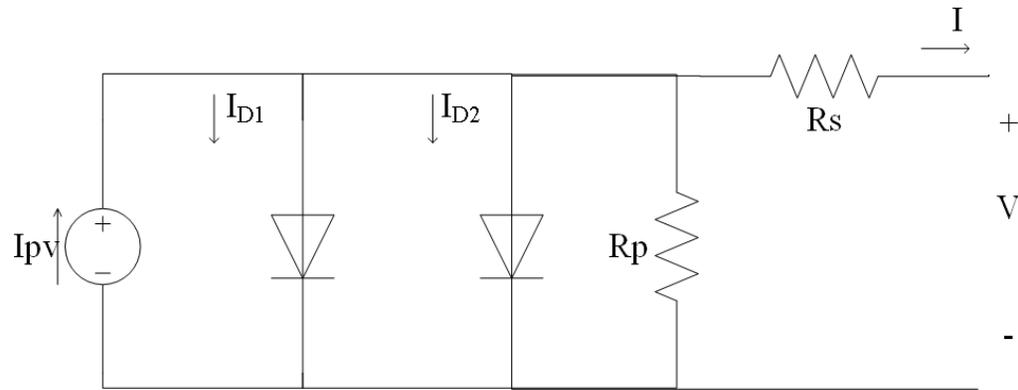


Fig. 2.7. Modelo de dos diodos de un panel PV.

Los módulos son conectados en serie para incrementar el voltaje y en paralelo para incrementar la corriente, por lo tanto, decidir cuántos módulos serán conectados para entregar la energía requerida, es un aspecto muy importante de diseño. Existen diferentes normas que sugieren la manera de dimensionar un sistema PV; por ejemplo, la norma IEEE Std. 1562 indica la forma de calcular el número de paneles para un sistema PV aislado. Las combinaciones de módulos son llamadas arreglos, esto puede visualizarse en la Fig. 2.8.

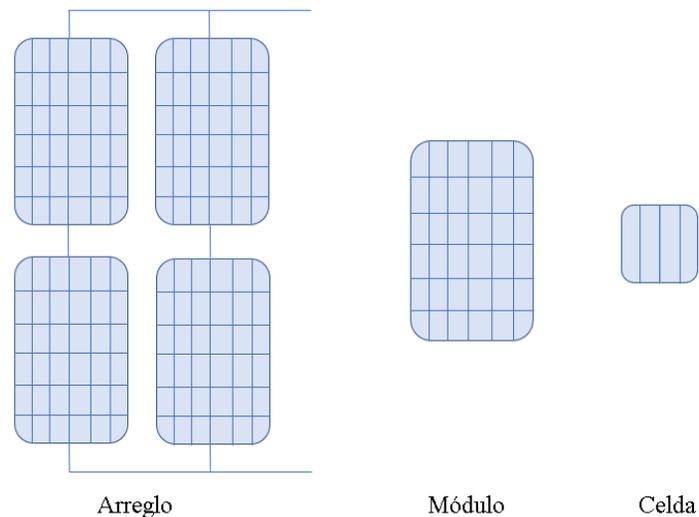


Fig. 2.8. Representación de un arreglo, un módulo y una celda.

Para los módulos en serie, las curvas I-V simplemente se recorren a través del eje del voltaje. Esto es, a una corriente dada, el voltaje total es la suma de los voltajes de cada módulo, tal como se observa en la Fig. 2.9.

Para los módulos en paralelo, se tiene el mismo voltaje a través de cada módulo, y la corriente total es la suma de las corrientes. Esto es, a un voltaje dado, la curva I-V de la combinación en paralelo es la suma de la corriente de cada módulo a ese voltaje. Este comportamiento se muestra en la Fig. 2.10.

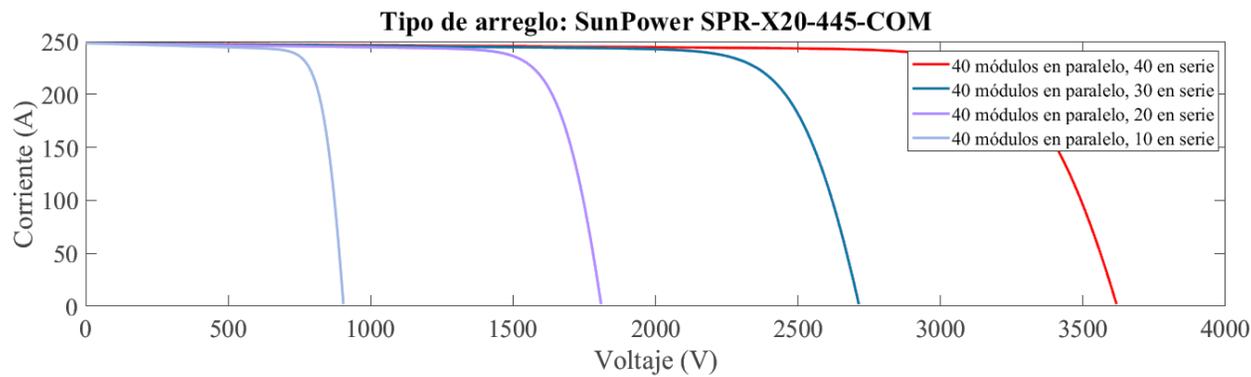


Fig. 2.9. Curvas I-V ante cambios en los módulos en serie de un arreglo PV.

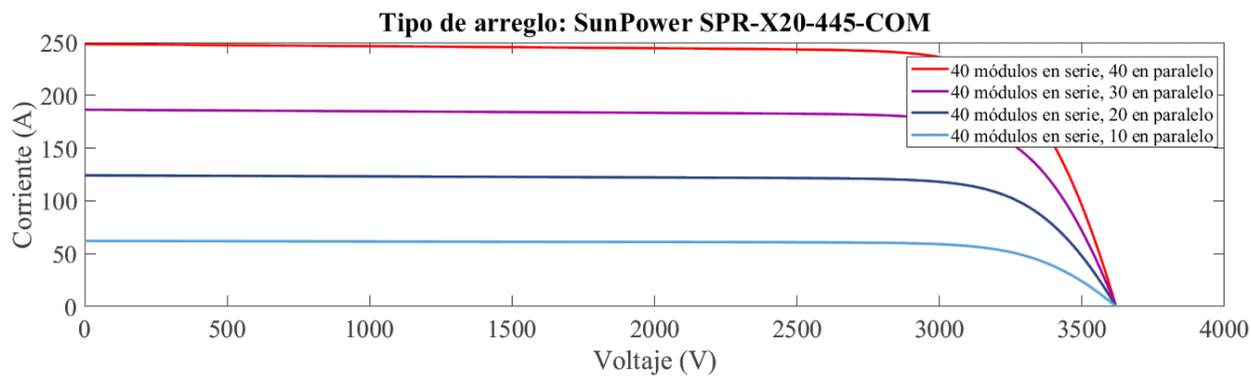


Fig. 2.10. Curvas I-V ante cambios en los módulos en paralelo de un arreglo PV.

Cuando se requiere una gran potencia, el arreglo usualmente consiste en una combinación de módulos en serie y paralelo para los cuales, la curva I-V total es la suma de las curvas I-V de cada módulo. Sin embargo, se prefiere la conexión en paralelo, pues si una cadena completa sale de servicio por alguna razón, el arreglo aún podría entregar el voltaje requerido por la carga, aunque la corriente disminuyera, lo cual no es el caso cuando un grupo de módulos en paralelo es removido.

2.3.2 Seguimiento del punto de máxima potencia

El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, del inglés *Maximum Power Point Tracker*) depende de la radiación solar y la temperatura del módulo, los cuales son variables en el tiempo. La irradiancia es una medida de densidad de potencia de luz del sol; es una cantidad instantánea, medida en W/m^2 .

El punto de máxima potencia (MPP, del inglés *Maximum Power Point*), se ubica en la intersección de la curva I-V, donde la corriente y el voltaje sean máximos. Esto puede identificarse en la Fig. 2.11. El voltaje al cual ocurre esto, se le conoce como el voltaje de máxima potencia, y este se usa como referencia para el sistema de control. Este voltaje puede ser obtenido a través de mediciones directas de irradiancia solar y temperatura del módulo, las cuales se usan para computar el voltaje de potencia máxima del modelo físico del módulo. Sin embargo, los sensores de irradiancia, en particular, son muy costosos, por lo tanto, para buscar el MPP, se usan métodos numéricos basados en mediciones de variables eléctricas [25].

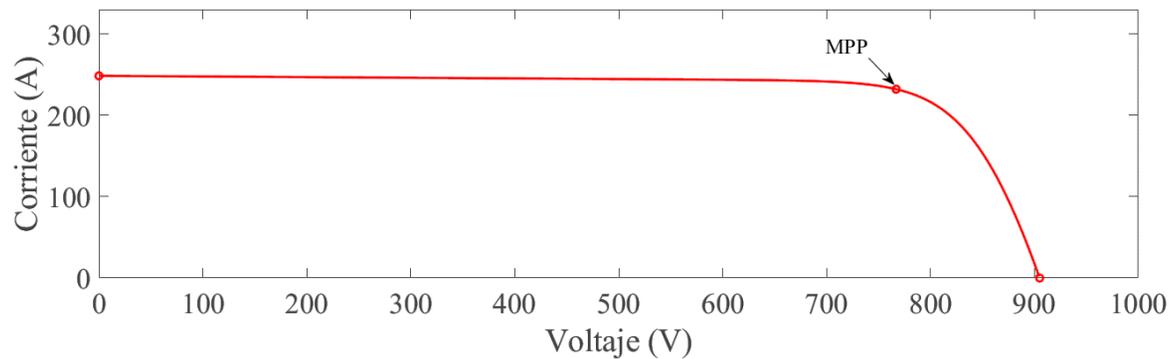


Fig. 2.11. Punto de máxima potencia.

Existen ciertos algoritmos diseñados para seguir el MPP, como el de voltaje constante, *Hill Climbing*, conductancia incremental y perturbar y observar, de los cuales, uno de los más populares en la práctica es el de perturbar y observar (P&O), gracias a la simplicidad de implementación y el seguimiento efectivo del MPP [26]. A continuación, se explicará con mayor detalle este algoritmo.

Algoritmo de perturbar y observar

Este método consiste en una búsqueda continua de la referencia de voltaje para alcanzar el MPP, mediante la perturbación del voltaje de referencia y posteriormente midiendo la respuesta del sistema (observa) para determinar la dirección de la siguiente perturbación. Las perturbaciones de la referencia de voltaje son realizadas en la dirección en la cual la potencia debería incrementar.

Como primera etapa, se obtienen mediciones de voltaje y corriente, y con esto se calcula la potencia. Se compara para determinar si la potencia es la misma que en la medición anterior, si no hay cambios, entonces se está operando en la “rodilla” de la curva P-V, por lo que no se necesitan cambios en el voltaje. Posteriormente, se compara el voltaje actual con el de la medición anterior, para así determinar en qué dirección está el punto de máxima potencia. El ciclo de trabajo es perturbado en la dirección que incremente la potencia; el cambio en el ciclo de trabajo se envía a un generador PWM que opera el convertidor para así perturbar el voltaje.

El otro parámetro que se necesita diseñar en los algoritmos P&O es el intervalo de tiempo al cual la referencia se actualiza. Este periodo de tiempo necesita ser suficientemente grande para permitir al controlador del convertidor de potencia alcanzar el estado estable alrededor de la referencia de voltaje de entrada antes de que se introduzca una nueva perturbación. La Fig. 2.12 muestra la lógica de implementación de este algoritmo.

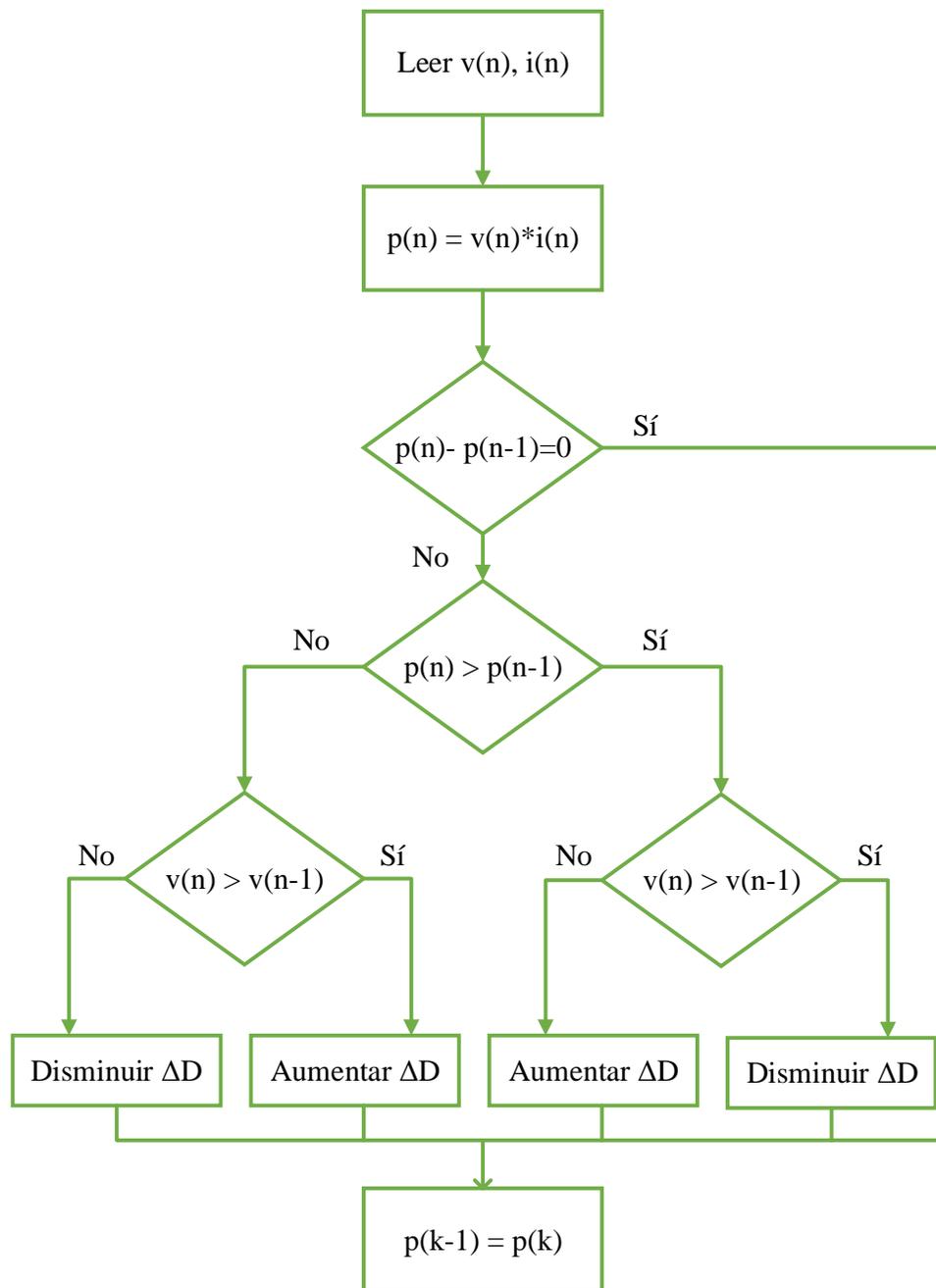


Fig. 2.12. Lógica del algoritmo perturba y observa, acorde a [12].

2.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas distribuidos, como las micro redes, están expuestos a fluctuaciones debidas a cambios en la carga, a diferencia de grandes generadores de una central eléctrica convencional. Debido a ello, en la actualidad los ESS desempeñan un papel de unificación, distribución y aumento de las capacidades de los sistemas de generación renovables [27].

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser diseñados para contrarrestar disturbios momentáneos, para proveer unos segundos de autonomía mientras los generadores de respaldo responden ante una falla, o para almacenar energía para futura demanda. Estas características contribuyen a diferentes estrategias.

En todo tipo de sistemas de almacenamiento, el BESS es el más adecuado para sistemas de potencia [28]. Este desempeña un papel importante en mantener la confiabilidad del sistema, así como para mejorar la penetración de energías renovables a la red [29]. Hay diferentes tipos de baterías recargables, entre ellas, las de Ion-Litio, que se destacan por su eficiencia pero a un alto costo; las baterías de plomo ácido siguen siendo las más comunes por su disponibilidad y bajo costo.

2.4.1 Baterías de plomo ácido

La batería de plomo ácido es un dispositivo electromecánico conformado por dos electrodos que reaccionan con un electrolito de ácido sulfúrico. Durante la descarga, los electrodos son convertidos en sulfato de plomo. Cuando la batería se carga, el ánodo es restaurado a dióxido de plomo y el cátodo a plomo metálico. Sin embargo, cambios irreversibles en los electrodos limitan el número de ciclos; una falla puede ocurrir después de un par de miles de ciclos, dependiendo del diseño de las baterías y la profundidad de la descarga.

Las baterías de plomo ácido son adecuadas para aplicaciones estacionarias y para almacenamiento de energía en sistemas PV; principalmente por su costo, el número de ciclos, ausencia de efecto memoria y la posibilidad de reciclarlas al final de su vida útil. Entre sus desventajas, comparadas con otras tecnologías, puede mencionarse que tiene baja densidad de almacenamiento de energía [30].

El modelo más simple de una batería es una fuente ideal de voltaje en serie con una resistencia, sin embargo, este modelo no es realista. El modelo de Thévenin incluye, adicionalmente a la conexión de la fuente de voltaje E_b y la resistencia R_b , un arreglo en paralelo de un capacitor C_{ov} y una resistencia R_{ov} , con la finalidad de describir los efectos de sobrevoltaje [31]. El modelo de Thévenin de una batería se ilustra en Fig. 2.13. La función de transferencia de la terminal de voltaje es obtenida a partir de la ley de Ohm, y se muestra en (2.11) [32].

$$V_{bt} = E_b - I_b(Z_{ov} + R_b) \quad (2.11)$$

donde Z_{ov} representa la impedancia equivalente del arreglo en paralelo de C_{ov} y R_{ov} .

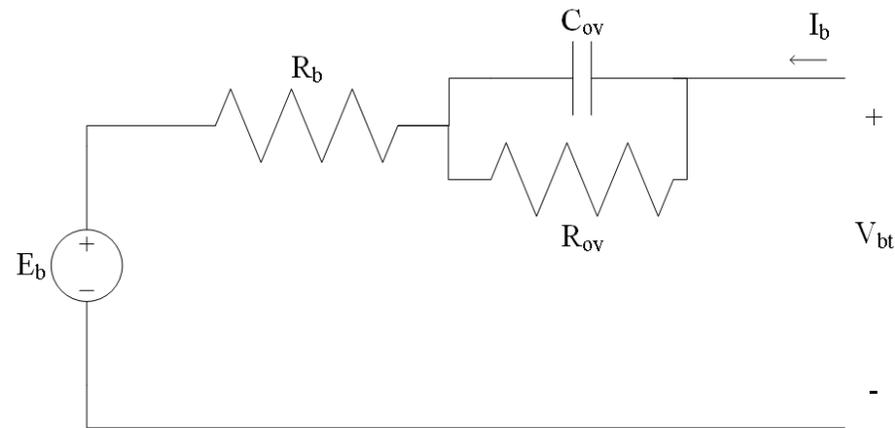


Fig. 2.13. Modelo de Thévenin de la batería.

El modelo de batería elegido para este proyecto es el Trojan SSIG 06 290, de ciclo profundo, especial para aplicaciones fotovoltaicas. La batería es exhibida en la Fig. 2.14.



Fig. 2.14. Batería Trojan SSIG 06 290.

2.4.2 Carga de las baterías

El algoritmo de carga es un aspecto importante para las baterías y su aplicación. La finalidad de la carga es regresar la batería a un estado de carga (SOC, del inglés *State Of Charge*) alto en cada ciclo, para que de esa forma, se minimice la degradación resultante de un ciclo de carga deficiente; algunas aplicaciones requieren una carga completa en intervalos regulares para regresar la batería al 100% de SOC. La recarga de baterías depende de la tecnología y la aplicación de estas; los parámetros de carga incluyen: regulación de voltaje, tasa de carga, temperatura de la batería, tiempo y voltaje a carga completa, entre otros. En aplicaciones PV, es importante considerar si el sistema es capaz de recuperar la pérdida de capacidad de almacenamiento ocasionado en periodos de baja capacidad solar, durante periodos de gran capacidad. Si la batería gasta demasiado tiempo en recuperarse de una descarga excesiva, entonces se ha perdido capacidad permanentemente. El tiempo de recuperación máximo depende del diseño de la batería [33].

Es muy importante encontrar el voltaje límite de carga; un límite de voltaje alto (mayor de 2.4 V por celda) propicia un buen desempeño de la batería pero disminuye su tiempo de vida debido a la corrosión en la placa positiva, un bajo voltaje (menos

a 2.4 V por celda) es seguro si se carga a una mayor temperatura, pero está sujeto a la sulfatación de la placa negativa. La corrosión y la generación de sulfato son, evidentemente, perjudiciales, y afectan su desempeño. Por ello, es importante evitar la descarga completa de una batería de ácido-plomo; de manera inversa, cuando se da una carga excesiva y no hay más sulfato en el cátodo para mantener continuidad en la corriente de carga, se libera hidrógeno, lo cual representa un peligro potencial. El punto de congelación del electrolito depende del SOC, por lo cual, es deseable que baterías completamente cargadas sean operadas a bajas temperaturas, mientras que baterías en un menor SOC, sean operadas en ambiente más cálido.

2.4.2.1 Estado de la carga

La estimación del estado de la carga es un parámetro fundamental para cualquier aplicación con baterías.

El estado de carga se define como la relación de la capacidad actual de la batería entre su capacidad nominal. Debido a que conlleva procesos electromecánicos no lineales y un sistema variable en el tiempo, el SOC no puede ser medido directamente, sino que debe deducirse de manera indirecta; es extremadamente difícil medir adecuadamente el SOC y predecir la capacidad restante. En una batería, la tasa a la que la corriente de entrada o salida es drenada, afecta la energía disponible de la batería. Por ejemplo, una batería de 100-Ah a una tasa de 20 horas significa que, durante 20 horas, 100 Ah están disponibles, pero si se realiza una descarga rápida, los ampere-horas efectivos serán menores. Un algoritmo de control basado en el SOC es ilustrado en la Fig. 2.15.

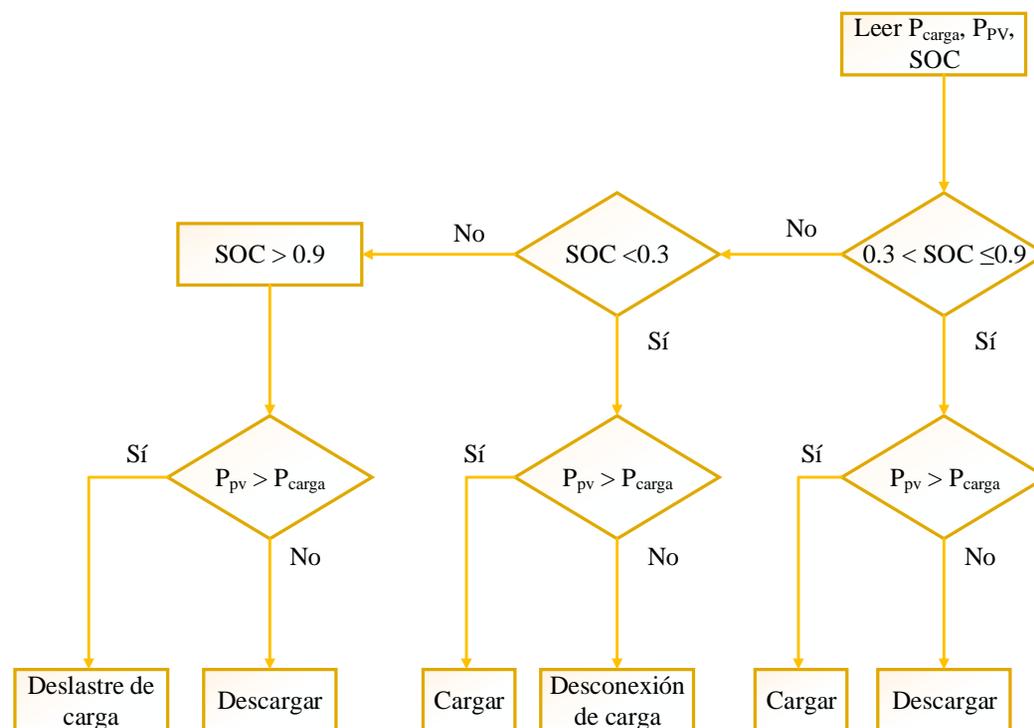


Fig. 2.15. Acciones de control con base en el SOC, acorde a [12].

2.4.2.2 Controladores de carga

Un controlador de carga es esencial para mantener las baterías bajo niveles óptimos; éste desconecta la carga cuando un nivel prescrito es alcanzado y desconecta la batería de la fuente principal cuando está completamente cargada. Estos pueden usar uno de cuatro métodos básicos de control de carga: encendido/apagado, voltaje constante, PWM y MPPT. Estos métodos tienen un buen funcionamiento; sin embargo, es importante considerar el uso de la regulación de voltaje adecuada para el tipo de batería, así como el diseño del sistema.

La profundidad de descarga (DOD, del inglés *Depth Of Discharge*) es un porcentaje de los *Ah* descargados por ciclo relativos a la capacidad nominal de la batería. En aplicaciones PV, la descarga se realiza a un máximo de 80%, a menos que se especifique un valor menor.

A un proceso de carga-descarga a cierta capacidad se le llama ciclo. Usualmente, los sistemas PV hacen que las baterías experimenten ciclos diariamente entre un 10% y 20%, pero en periodos de bajo recurso solar, la batería puede llegar al nivel de desconexión de bajo voltaje (LVD, del inglés *Low-Voltage Disconnect*). Este nivel de voltaje de la batería es al cual la carga se desconecta para prevenir una sobre-descarga; este factor determina la profundidad de descarga máxima posible.

Dependiendo de la profundidad de descarga y la temperatura de operación, una batería de plomo ácido puede entregar de 200 a 300 ciclos de descarga. La principal razón por la cual tiene un ciclo de vida relativamente corto es por la corrosión del electrodo positivo, la expansión de la placa positiva y el agotamiento del material activo; la forma en que se realicen los ciclos de carga y descarga no revierten ni previenen esta tendencia.

La mayoría de los algoritmos de carga no se desempeñan de manera óptima cuando el sistema PV es la única fuente de energía, ya que esta no es constante ni predecible. Por esa razón, un algoritmo MPPT es necesario para extraer la máxima energía generada por el panel durante horas de sol.

2.4.2.3 Control PI

El mecanismo de control usado para el controlador de carga fue un control proporcional integral (PI). Este control es usado en diversas aplicaciones, y la forma en que opera es calculando el error entre la salida y la referencia deseada, para posteriormente aplicar una corrección proporcional e integral y formar la variable de control a partir de la suma de estas dos correcciones. Dicha variable es usada para reducir el error en el sistema. Para la micro red, el voltaje de referencia es de 350 V, y la salida monitoreada es el voltaje en el bus de CD; la variable de control opera el convertidor bidireccional para controlar el flujo de potencia entre la micro red y el BESS, permitiendo estabilizar el voltaje en el bus de CD. Un esquema de un control PI puede observarse en la Fig. 2.16.

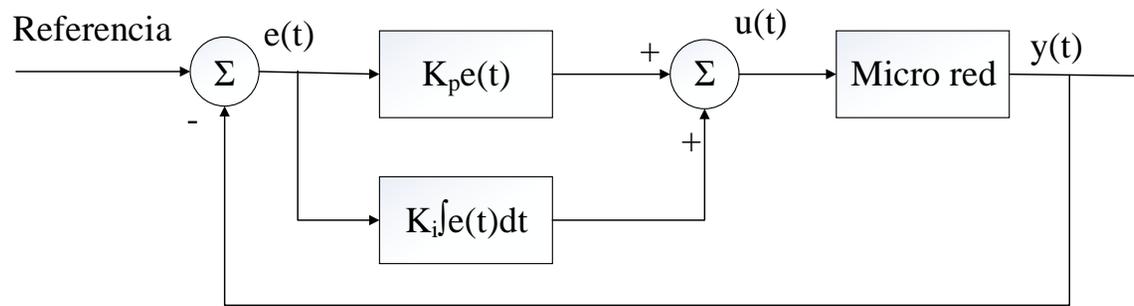


Fig. 2.16. Control PI en Simulink.

En un control PI, la parte integral se encarga de mejorar la precisión del control; cuando el coeficiente integral es grande, se produce un mayor sobrepaso al inicio, sin embargo, cuando este valor es pequeño, el tiempo de inicio puede ser largo. El término proporcional genera una respuesta proporcional relativa al error [34].

2.4.3 Autonomía

La autonomía es el número de días que el BESS de un sistema PV puede satisfacer la carga sin energía proveniente del arreglo PV. Por ejemplo, mientras que muchos sistemas PV desconectados se diseñan para tener 5 días de autonomía, algunos sistemas para cargas críticas se diseñan para que las baterías puedan proporcionar 10 o más días de autonomía. Muchos factores afectan este parámetro, como la duración de los periodos con alta nubosidad y las limitantes prácticas para el dimensionamiento de los componentes del sistema. En lugares donde se instalan sistemas PV, los periodos de baja irradiancia se presentan por menos de 5 días. Un dimensionamiento excesivo del BESS puede dificultar la carga de las baterías, además de incrementar el costo del sistema.

3 DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MICRO RED

Conforme a lo presentado en la sección anterior acerca de la topología de los convertidores de CD/CD, el funcionamiento de un sistema PV y el BESS, se realiza la simulación de cada uno de los elementos bajo diferentes condiciones, con la finalidad de ejemplificar su comportamiento.

3.1 CONVERTIDORES

El valor del inductor fue calculado usando (2.3). En la Fig. 3.1 se ilustra la inductancia mínima requerida contra el ciclo de trabajo para una carga de 12Ω a 5 kHz. La inductancia mínima es de $177 \mu\text{H}$ cuando el ciclo de trabajo es alrededor de 0.35. Una inductancia mayor, de $240 \mu\text{H}$, se eligió para asegurar la operación de corriente continua del convertidor.

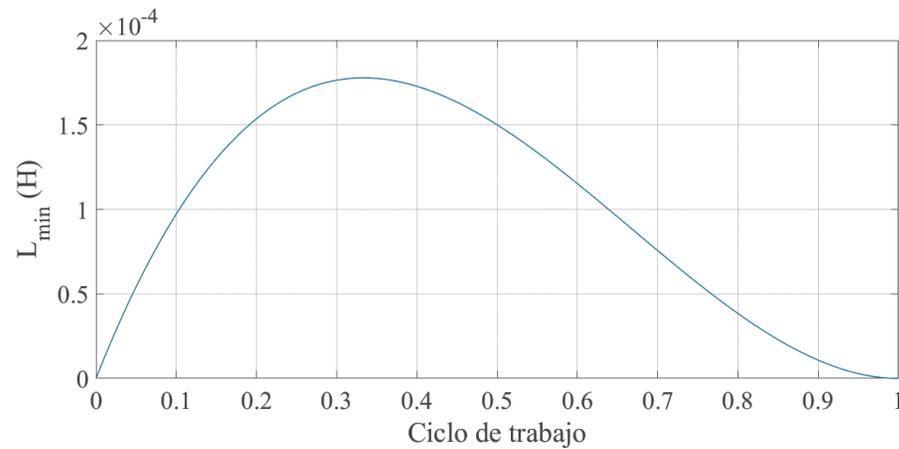


Fig. 3.1. Inductancia mínima requerida para operación continua del convertidor boost.

El circuito de la Fig. 3.2 fue simulado en *MATLAB/Simulink* para un ciclo de trabajo de 0.2, 0.4 y 0.6. Los resultados se exhiben en la Fig. 3.3. Como se observa, cuando se aumenta el ciclo de trabajo, el voltaje de salida también incrementa. Cuando el ciclo de trabajo es 0.4, el voltaje de salida es de 583.3 V , como se calculó con (2.2).

$$V_o = \frac{V_s}{1 - D} = \frac{350}{1 - 0.4} = 583.3 \text{ V}$$

Para este modelo de convertidor, los valores utilizados fueron: $C = 1200 \mu\text{F}$, $L = 240 \mu\text{H}$, $V_s = 350 \text{ V}$ y $R = 12 \Omega$.

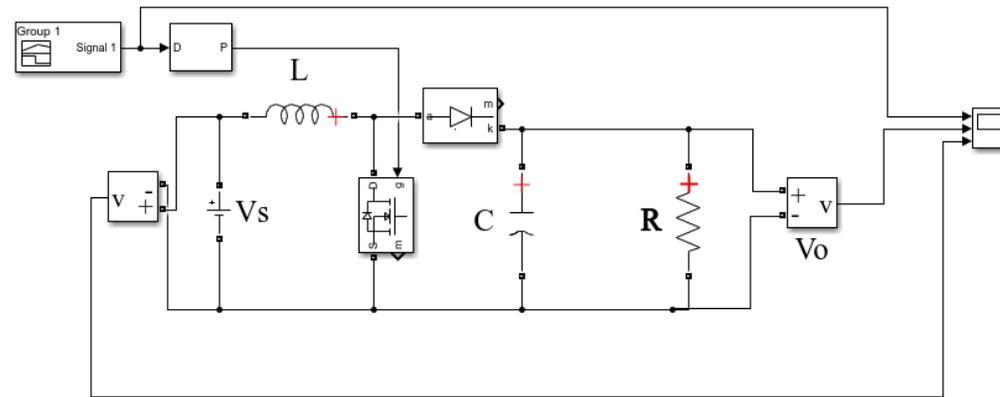


Fig. 3.2. Diseño del convertidor boost en Simulink.

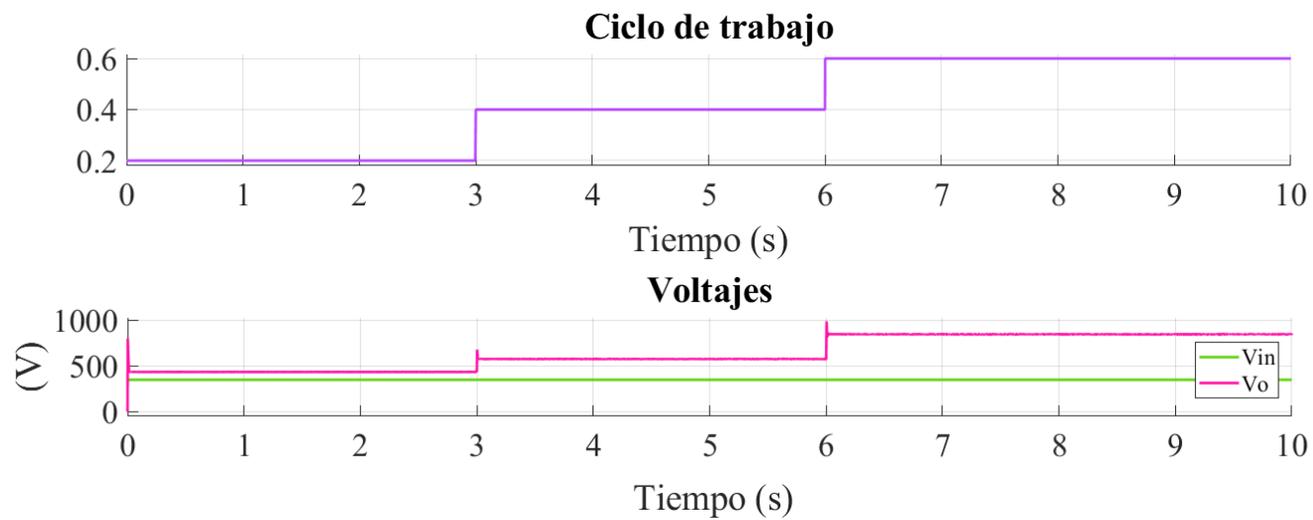


Fig. 3.3. Resultados de la simulación del convertidor boost.

Un convertidor buck-boost también se realizó en MATLAB/Simulink. El ciclo de trabajo se ajusta para determinar el voltaje de salida, que puede ser mayor o menor que el voltaje de entrada.

El valor del inductor fue calculado usando (2.6) En la Fig. 3.4 se presentan la inductancia mínima requerida contra el ciclo de trabajo para una carga de 12Ω a 5 kHz. La inductancia mínima es $1200 \mu\text{H}$ cuando el ciclo de trabajo es 0. Por lo tanto, ese valor de inductancia fue seleccionado. El circuito de la Fig. 3.5 fue simulado para un ciclo de trabajo de 0.2, 0.4 y 0.6. Los resultados de la simulación pueden observarse en la Fig. 3.6.

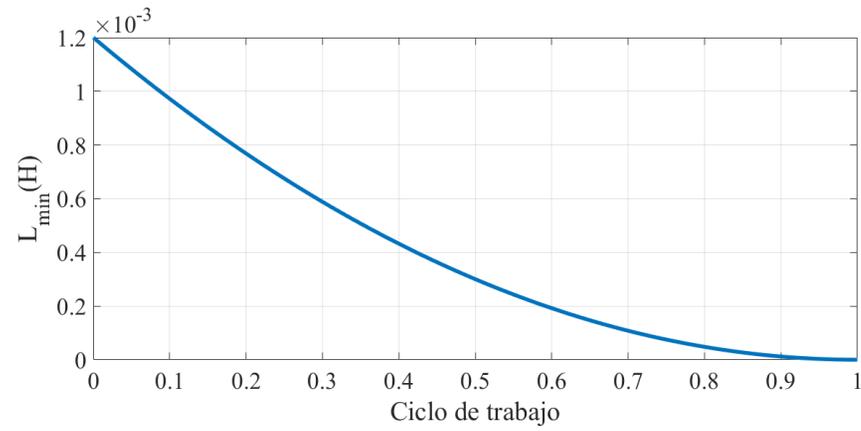


Fig. 3.4. Inductancia mínima requerida para operación continua del convertidor buck-boost.

Para este modelo de convertidor, los valores utilizados fueron: $C = 1200 \mu\text{F}$, $L = 1200 \mu\text{H}$, $V_s = 350 \text{ V}$ y $R = 12 \Omega$.

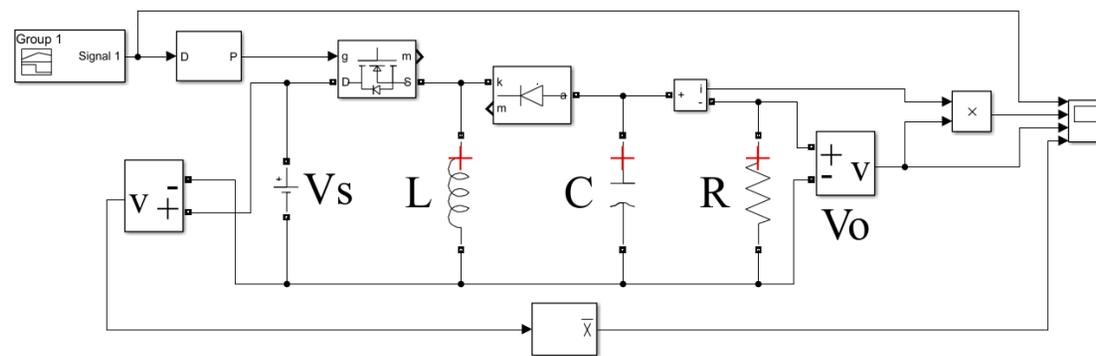


Fig. 3.5. Diseño del convertidor buck-boost en Simulink.

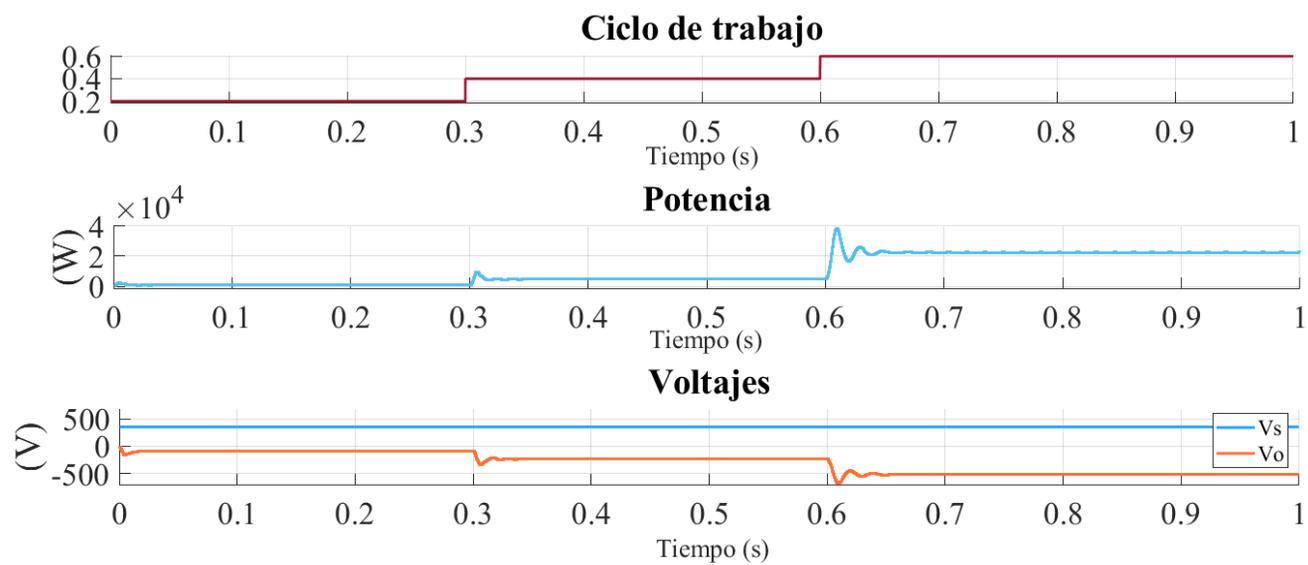


Fig. 3.6. Resultados de la simulación del convertidor buck-boost.

Las gráficas del convertidor *buck-boost*, que se ilustran en la Fig. 3.6, muestran que cuando el ciclo de trabajo es superior a 0.5, el voltaje de salida es mayor que el voltaje de entrada, y cuando el ciclo de trabajo es menor a 0.5, el voltaje de salida es menor que el voltaje de entrada. Cuando el ciclo de trabajo es 0.6, el voltaje de salida es -525 V, como se calcula usando (2.6).

$$V_o = -V_s \left(\frac{D}{1-D} \right) = -350 \left(\frac{0.6}{1-0.6} \right) = -525V$$

El signo negativo, como fue mencionado anteriormente, es propio de la inversión de polaridad del convertidor *buck-boost*.

3.2 ARREGLO FOTOVOLTAICO

Se realizó la simulación del arreglo fotovoltaico en *MATLAB/Simulink*. Esta herramienta ofrece un catálogo, del cual se seleccionó el modelo SunPower SPR-X20-445-COM con las características que se exhiben en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Características del arreglo fotovoltaico SunPower SPR-X20-445-COM.

SunPower SPR-X20-445-COM	
Potencia máxima	444.86 W
Voltaje de circuito abierto	90.5 V
Voltaje en el punto de máxima potencia	76.7 V
Celdas por módulo	128
Corriente de corto circuito	6.21 A
Corriente en el punto de máxima potencia	5.8 A

Las gráficas I-V y P-V son mostradas en las Fig. 3.7 y Fig. 3.8, respectivamente. Éstas fueron obtenidas bajo condiciones distintas de temperatura e irradiancia. De la Fig. 3.7 es posible observar que, a mayor irradiancia, se puede extraer una mayor potencia del arreglo; la corriente es mayor, mientras que el voltaje se mantiene relativamente estable a diferentes valores de irradiancia. Mientras que en la Fig. 3.8, es evidente que, a menor temperatura, la corriente incrementa, mientras que el voltaje permanece igual, de aquí que la potencia sea mayor a menor temperatura.

Por otro lado, se analizó un arreglo sujeto a distintas cargas, el cual fue modelado en *MATLAB/Simulink*. Este arreglo se ilustra en la Fig. 3.9, mientras que las gráficas de salida para cada carga de prueba se muestran en la Fig. 3.10. La simulación se realizó bajo condiciones de prueba, con una irradiancia de 1000 W/m^2 y una temperatura de 25°C . Esto se llevó a cabo con la finalidad de estudiar la máxima transferencia de potencia. Los resultados se presentan en la Tabla 3.2, donde se observa que el mayor rendimiento se obtiene para una carga de 3Ω ; por esa razón, se elegirá este valor de carga en las simulaciones consecuentes. Este resultado era esperando, pues para este valor de carga, se está trabajando cerca del MPP, de acuerdo con las curvas I-V y P-V mostradas anteriormente.

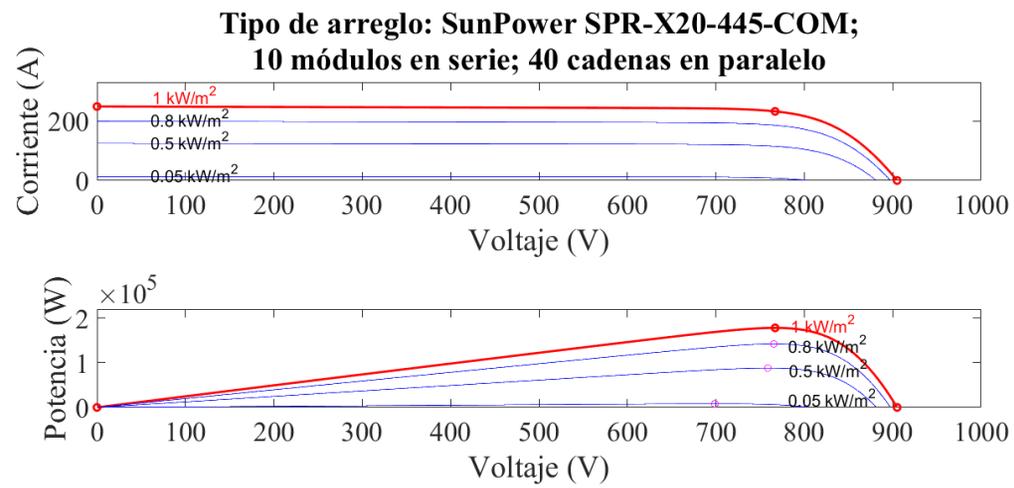


Fig. 3.7. Gráficas de salida del arreglo fotovoltaico bajo condiciones diferentes de irradiancia.

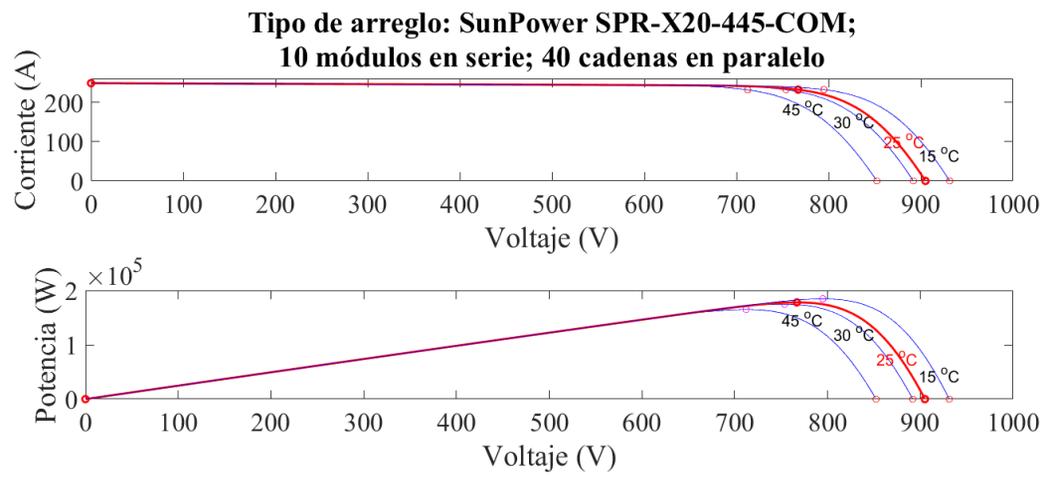


Fig. 3.8. Gráficas de salida del arreglo fotovoltaico bajo condiciones diferentes de temperatura.

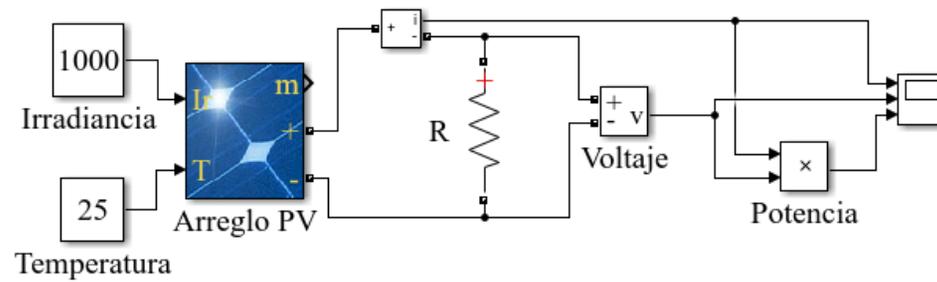


Fig. 3.9. Arreglo fotovoltaico sujeto a análisis bajo distintas cargas.

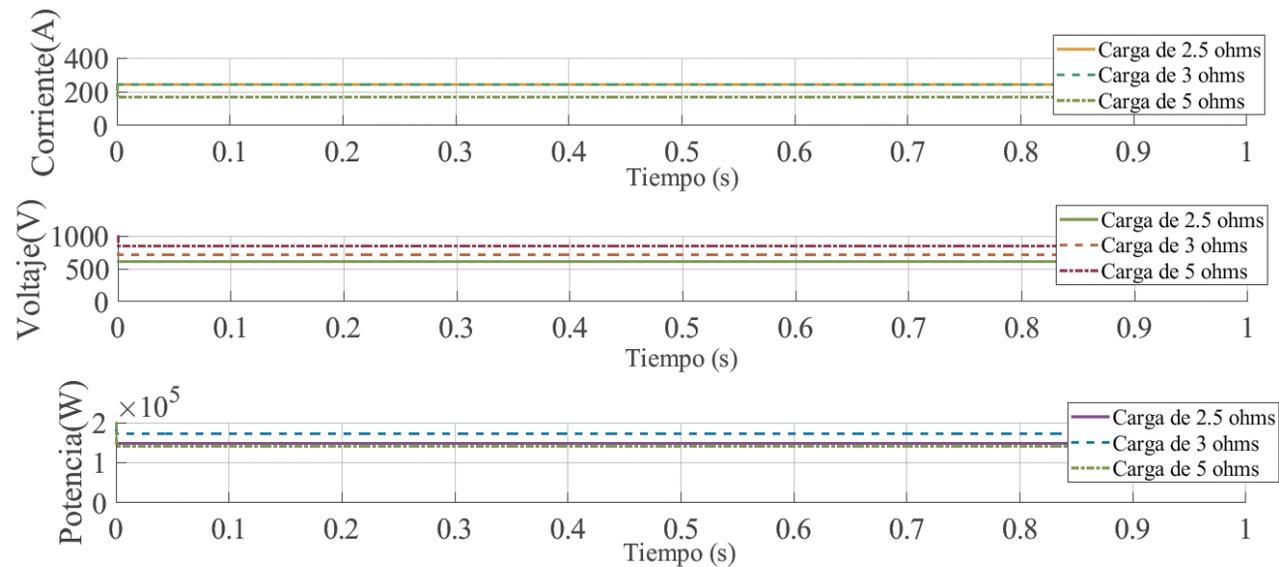


Fig. 3.10. Gráficas de salida del arreglo fotovoltaico para una carga de 2.5, 3 y 5 Ω .

Tabla 3.2. Resultados del sistema PV sujeto a diferentes a cargas.

Carga [Ω]	Corriente [A]	Voltaje [V]	Potencia [kW]
2.5	243	650	157.95
3	240	720	172.8
5	168	840	141.12

3.2.1 Seguimiento del punto de máxima potencia

Con la finalidad de alcanzar el MPP se diseñó la lógica de control para el algoritmo perturba y observa, mostrado previamente en Fig. 2.12. Posteriormente se realizó un sistema conjunto, en el cual se incluyó el algoritmo perturba y observa implementado en una función con base en código de *MATLAB*, el arreglo fotovoltaico y el convertidor *boost*. Esto es ilustrado en la Fig. 3.11. Se realizaron 3 pruebas para analizar su comportamiento, para cargas de 2.5 Ω , 3 Ω y 5 Ω . Los resultados se muestran en Fig. 3.12, y se encuentran resumidos en la Tabla 3.3, donde se observa que para cada valor de carga el sistema entrega una potencia superior que en el caso donde el MPPT no estaba incluido, lo cual demuestra la utilidad y la necesidad del uso de un algoritmo de control.

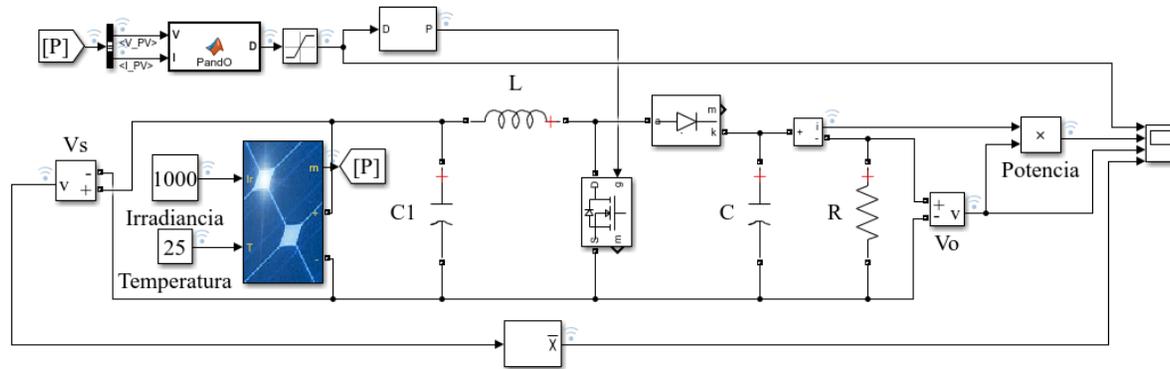


Fig. 3.11. Arreglo fotovoltaico, convertidor boost y MPPT conectados.

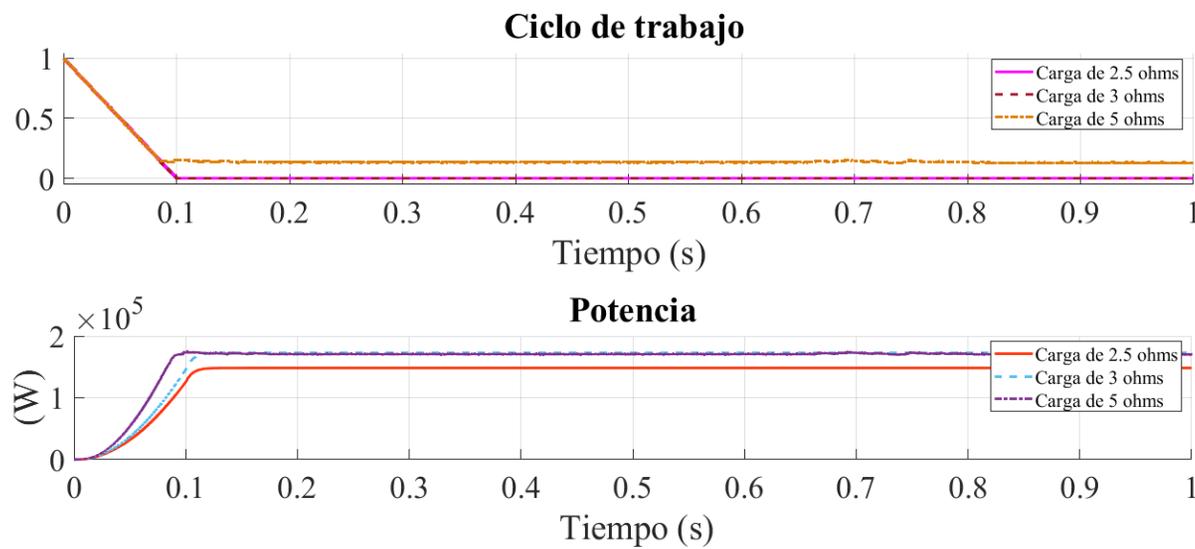


Fig. 3.12. Gráficas de salida del convertidor boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 2.5, 3 y 5 Ω .

Tabla 3.3. Resultados del sistema (PV, MPPT y convertidor boost conectados) sujeto a diferentes a cargas.

Carga [Ω]	Ciclo de trabajo	Potencia [kW]
2.5	0.01	148.22
3	0	172.77
5	0.13	171.5

Finalmente, se muestra el arreglo PV y MPPT conectados con el convertidor *buck-boost*, el cual fue elegido para los análisis posteriores. Este sistema se ilustra en la Fig. 3.13. De modo que, se analiza el comportamiento del sistema para cargas de 2.5 Ω , 3 Ω y 5 Ω ; las gráficas de salida para cada uno de los casos pueden observarse en las Fig. 3.14, Fig. 3.15 y Fig. 3.16, respectivamente, y éstos se listan en la Tabla 3.4. De los resultados, dado que la potencia entregada por el sistema fue mayor que con el uso del convertidor *boost* para cada caso de carga, se observa que el funcionamiento con este tipo de convertidor conlleva mayores beneficios, gracias a la posibilidad que tiene de reducir o elevar el voltaje de salida. Este resultado se presenta porque se estudian

cargas pequeñas, sin embargo, en la práctica, el sistema estará conectado a cargas mayores, por lo que el convertidor *boost* es el más usado para este tipo de aplicaciones.

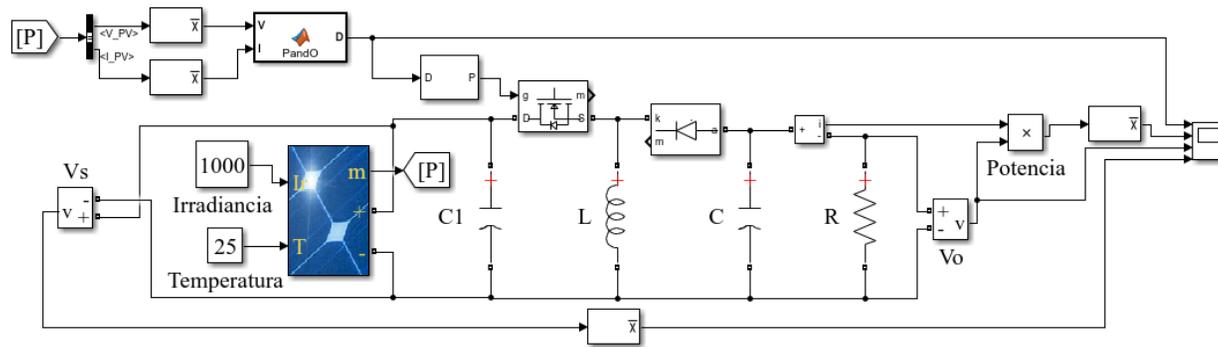


Fig. 3.13. Arreglo fotovoltaico, convertidor buck-boost y MPPT conectados.

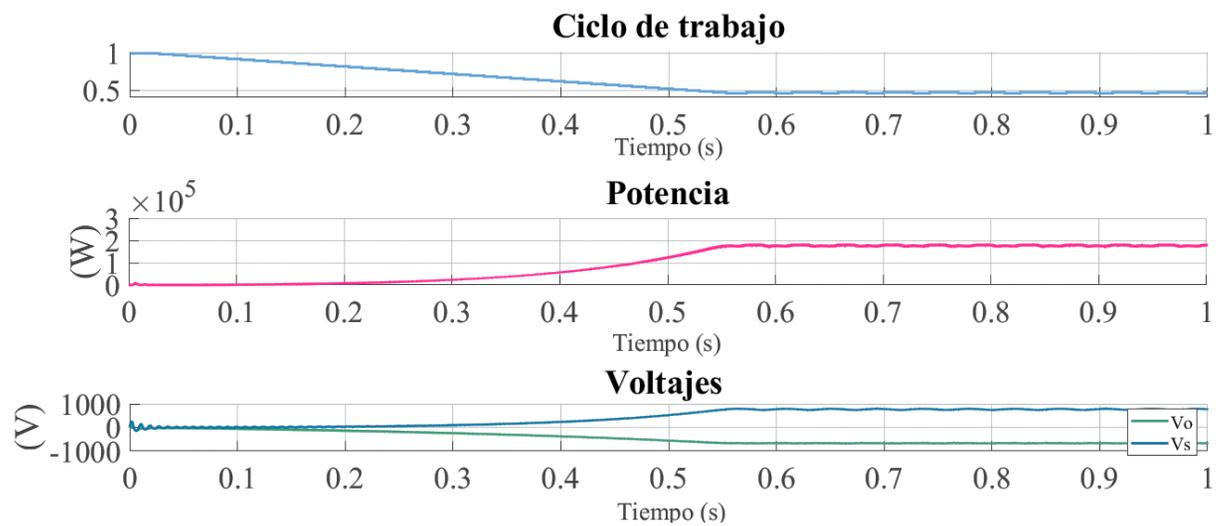


Fig. 3.14. Gráficas de salida del convertidor buck-boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 2.5Ω .

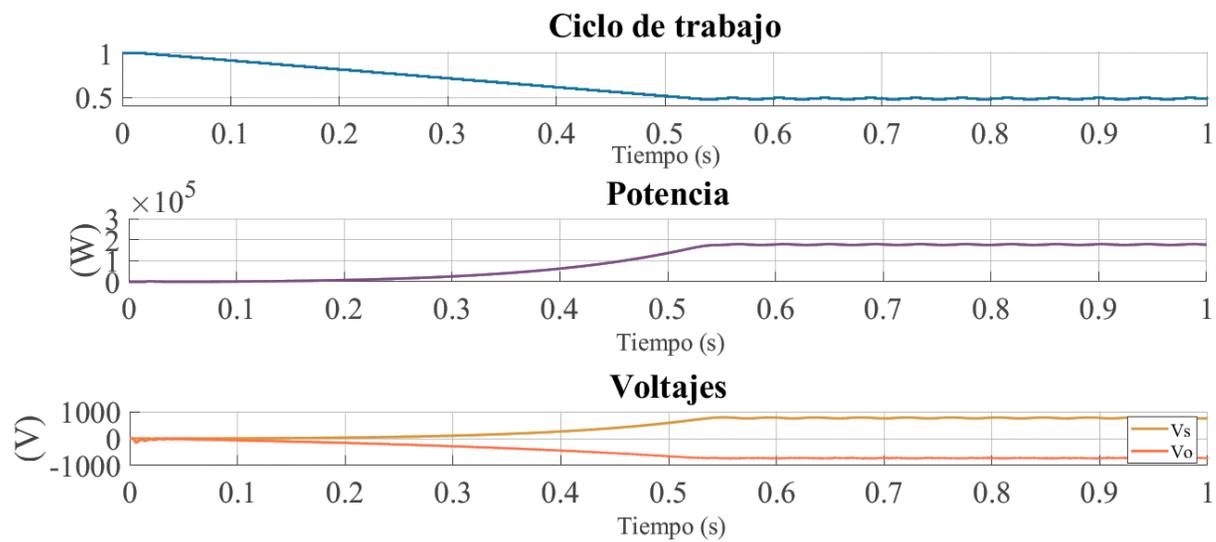


Fig. 3.15. Gráficas de salida del convertidor buck-boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 3Ω .

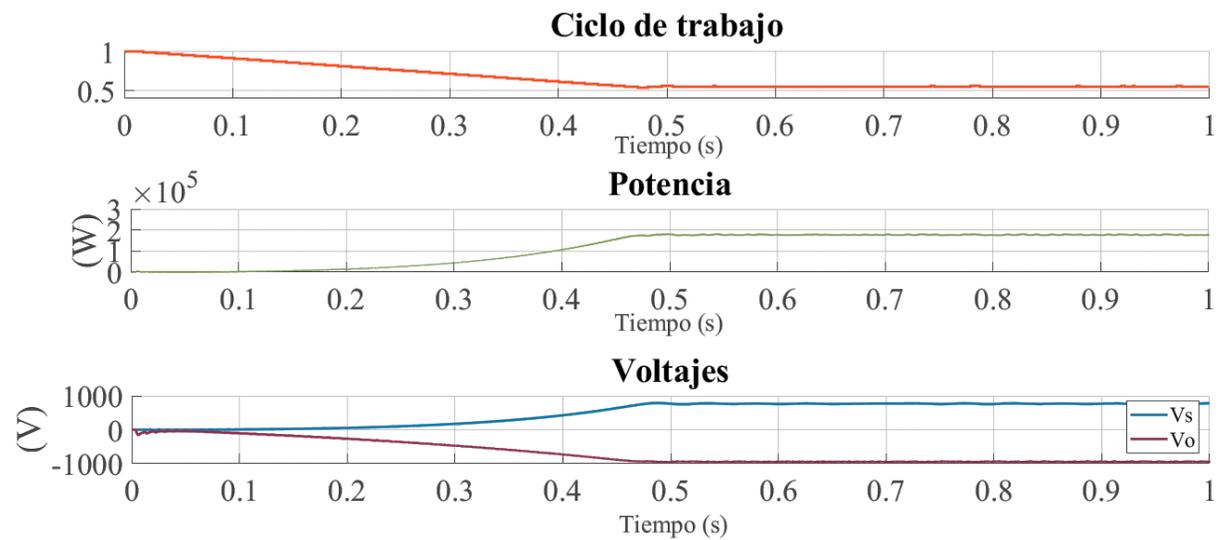


Fig. 3.16. Gráficas de salida del convertidor buck-boost, arreglo fotovoltaico y MPPT para una carga de 5Ω .

Tabla 3.4. Resultados del sistema (PV, MPPT y convertidor buck-boost conectados) sujeto a diferentes a cargas.

Carga [Ω]	Ciclo de trabajo	Potencia [kW]
2.5	0.46	184.5
3	0.48	178.98
5	0.54	182.20

3.3 BATERÍAS

A partir del modelo de batería que *MATLAB/Simulink* ofrece, como el que se muestra en la Fig. 3.17, se realizó una simulación con la finalidad de observar el efecto de la corriente en el SOC. En la Fig. 3.18, se observa que, cuando la corriente está siendo inyectada a la batería, el SOC aumenta, mientras que cuando la corriente está siendo entregada, el SOC decrece.

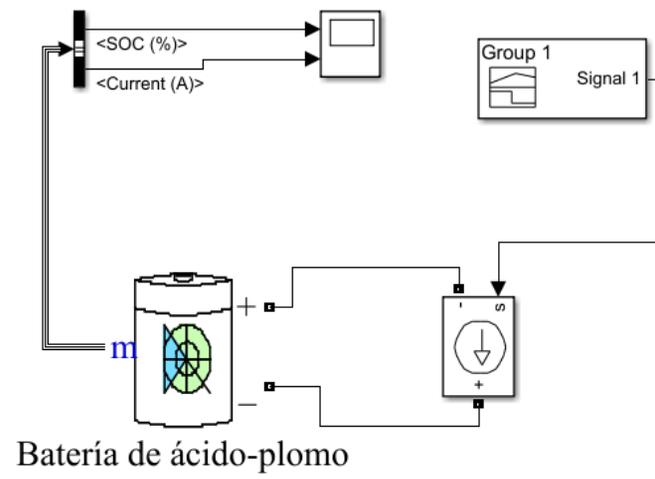


Fig. 3.17. Modelo de batería en Simulink.

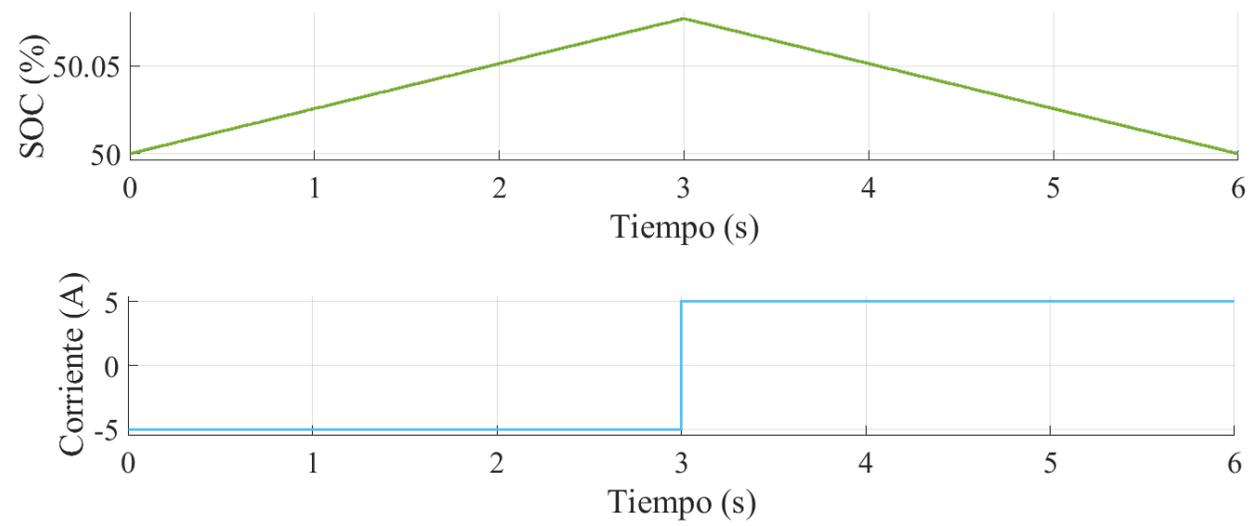


Fig. 3.18. Gráficas de salida del modelo de batería en Simulink.

4 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA MICRO RED DE CD EN LA ISLA DE JANITZIO

En esta sección se presentan los principales conceptos teóricos utilizados en el análisis técnico. Además, se presentan los resultados obtenidos con ayuda de las herramientas *Matlab/Simulink* y *HOMER Pro*; por una parte, se discuten los resultados técnicos, y posteriormente, los resultados desde el punto de vista económico.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

La micro red de CD propuesta en la presente tesis es dimensionada, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El comportamiento diario de la carga que representa la Isla de Janitzio se asume en su totalidad del tipo de corriente directa; la cual se considera que está conectada a una barra de 350 V de CD; y se propone a modo de estudio cubrir escenarios del 30% y 40% del total de la carga de la isla.
2. Como resultado del análisis técnico se propone un sistema fotovoltaico de 224 kW y otro de 300 kW correspondientes al 30% y 40% de la carga de la isla, con un punto de acople único a una barra de 350 V de CD; es decir la planta fotovoltaica propuesta no posee ningún punto de interconexión con la red eléctrica de la Isla de Janitzio, ni representa la situación actual de la isla. No obstante, sus condiciones atmosféricas de radiación solar y temperatura, así como la carga eléctrica, sí la representan.
3. Del análisis técnico, se dimensiona un sistema de almacenamiento basado en baterías de plomo ácido con un punto único de acople a la barra de 350 V de CD. Se propone este sistema para cubrir la demanda durante las horas con radiación solar nula (horas sin sol) y regular el voltaje en la barra de CD mediante el control lineal implementado.
4. Finalmente, en el análisis económico, basado en la herramienta computacional *HOMER Pro*, se toman en cuenta las consideraciones anteriores.

4.1.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

La Isla de Janitzio se encuentra en el lago de Pátzcuaro, Michoacán [35]. La isla tiene un área de 231,766 m², medida a través de la herramienta *Google Earth*, como se ilustra en la Fig. 4.1; sus coordenadas son 19°34'13"N101°39'01'O.



Fig. 4.1. Medición de la Isla de Janitzio con Google Earth.

La Isla de Janitzio recibe una gran cantidad de turismo durante todo el año, especialmente en noviembre, durante la celebración de Día de Muertos. La forma de llegar es a través de barcos que parten de Pátzcuaro.

A través de *Google Earth* es posible mostrar el perfil de elevación de ciertos puntos, como se muestra en la Fig. 4.2: el punto más alto se encuentra a 2114 m; la isla es una elevación natural de origen volcánico. En Fig. 4.3 se ilustra la vista de la isla desde este punto, donde se encuentra un monumento de 40 metros dedicado a José María Morelos.

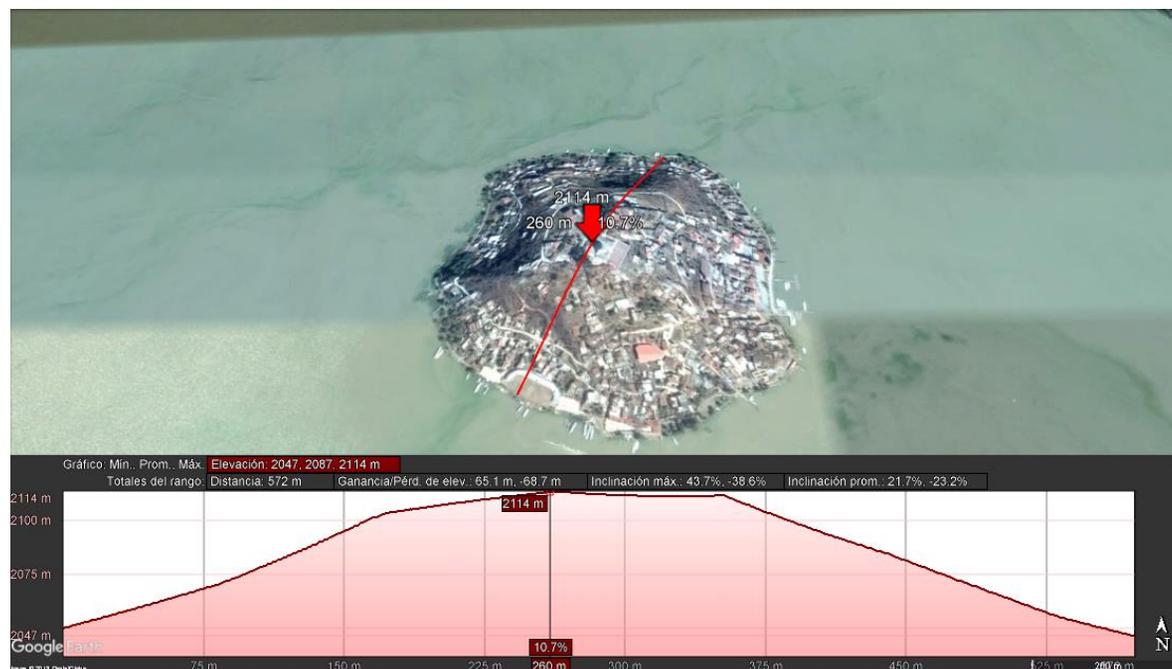


Fig. 4.2. Perfil de elevación de Janitzio.



Fig. 4.3. Vista desde el punto de mayor elevación de Janitzio.

Se considera a la Isla de Janitzio como un sitio con condiciones adecuadas de irradiancia para la implementación de un sistema fotovoltaico; en la Fig. 4.4 se muestra el potencial fotovoltaico en México, mientras que en la Fig. 4.5 es posible observar la irradiancia normal directa [36]. A partir de estos mapas, es evidente que las condiciones de irradiancia son superiores a la media.

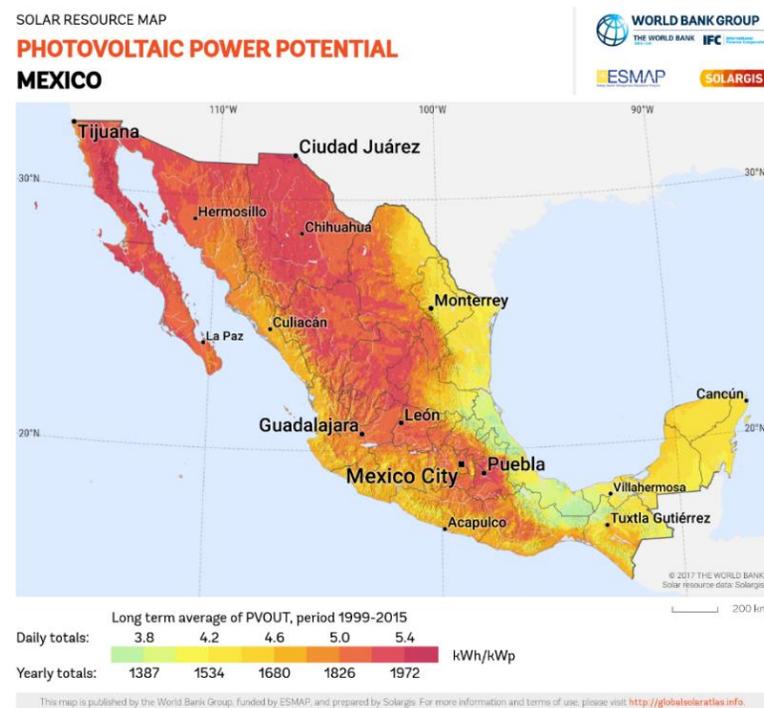


Fig. 4.4. Mapa del potencial fotovoltaico en México. Disponible en [36].

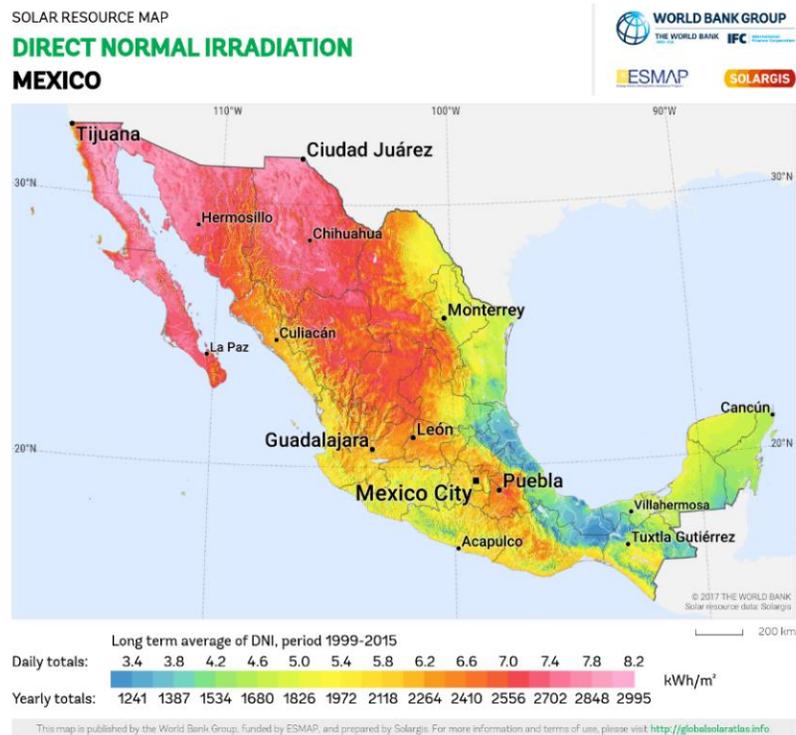


Fig. 4.5. Mapa de la irradiancia normal directa en México. Disponible en [36].

Dadas las condiciones de locación, potencial fotovoltaico e irradiancia, se propone la colocación de los paneles fotovoltaicos en el área disponible de Janitzio, excluyendo las zonas protegidas como patrimonio cultural; los paneles serán colocados en los techos de casas. Para tal fin, se selecciona el panel SunPower SPR X20-445-COM [Ver 6.2], el cual tiene dimensiones de 1046 mm x 2067 mm. De manera similar al cálculo del área de la isla mostrado en la Fig. 4.1, se determina el área disponible de Janitzio, que corresponde a aproximadamente 150,000 m². Considerando que el área de cada panel es de 2.16 m², se divide el área disponible entre el área de cada panel, de modo que sería posible instalar hasta 69,444 del modelo antes mencionado. Sin embargo, debe considerarse que este número es un supuesto ideal, por lo tanto, el total de paneles no será el correspondiente al calculado, sino un número menor, ya que existirán diversos factores que reduzcan el área disponible. Se considera, entonces, que es posible instalar el 50% del total calculado, es decir 34,722 paneles.

Una vez que se ha determinado el número de paneles que es posible instalar, se procede a realizar el cálculo del arreglo serie-paralelo que pueda satisfacer la demanda de la isla. El perfil de carga que se pretende satisfacer se muestra en Fig. 4.6, correspondiente a la demanda del mes de enero en Janitzio. En esta se puede observar que la demanda mínima se presenta a las 4:00 horas, correspondiente a 225.2 kW, mientras que la demanda máxima ocurre a las 21:00 horas, correspondiente a 593.6 kW. A las 18:00 horas se presenta un valle en la curva, donde se demandan 460.6 kW. Por otro lado, la irradiancia es exhibida en la Fig. 4.7, donde, a partir de las 6:00 horas comienza a incrementar, hasta encontrar su máximo en las 12:00 horas, donde se tienen 703.2 W/m²; a partir de este punto la irradiancia va en decremento hasta las 18:00 horas, donde esta llega a un valor de cero y se mantiene así durante toda la noche. En la Fig. 4.8 puede observarse la temperatura a lo largo del día, la cual alcanza su máximo en las 14:00 horas, con un valor de 29.04 °C.

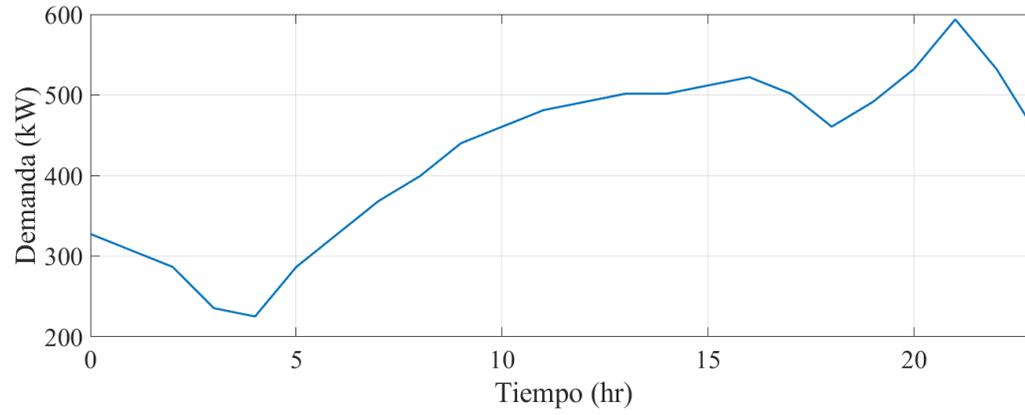


Fig. 4.6. Curva de demanda durante un día de enero de 2017.

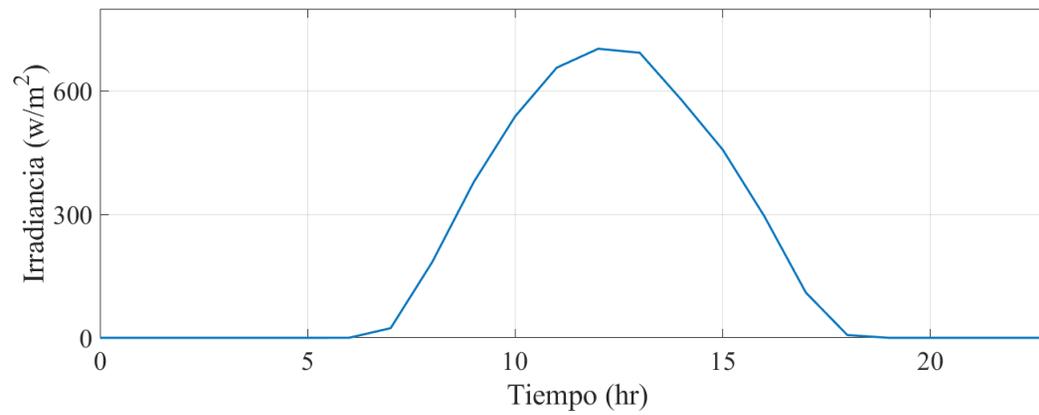


Fig. 4.7. Irradiancia en Janitzio durante un día de enero de 2017.

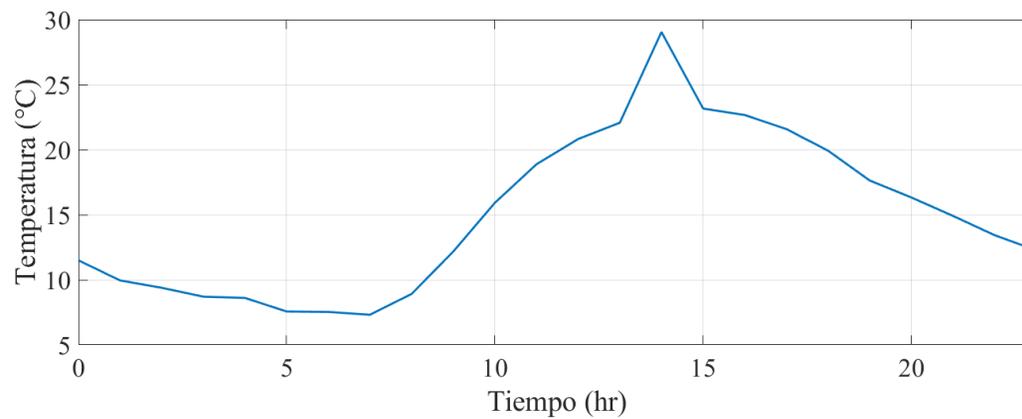


Fig. 4.8. Temperatura en Janitzio durante un día de enero de 2017.

La metodología a seguir para este dimensionamiento está basada en el estándar IEEE Std. 1562-2007 [37], el cual indica los pasos a seguir para el dimensionamiento del arreglo PV para un sistema aislado. Estos pasos pueden observarse en la Fig. 4.9.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

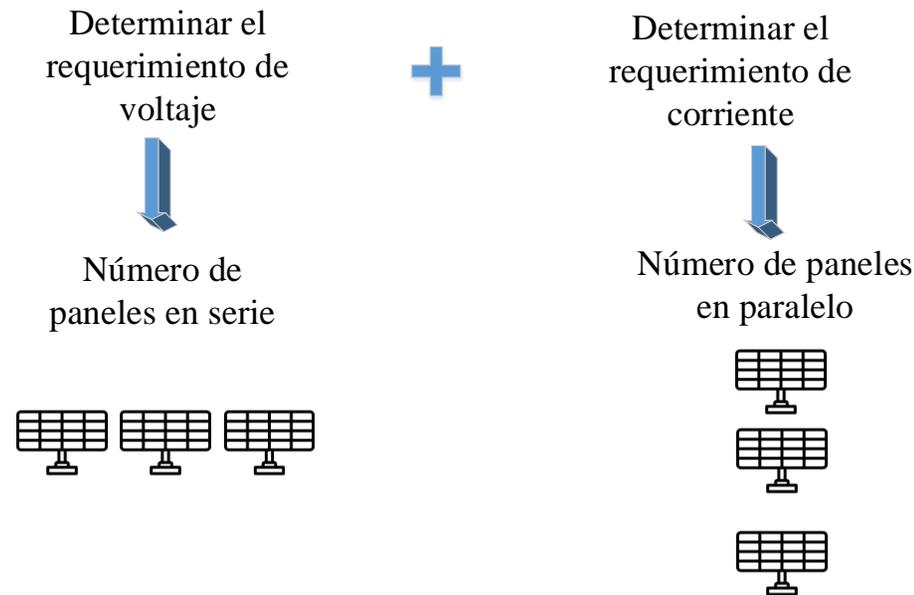


Fig. 4.9. Metodología para el dimensionamiento de un sistema PV.

El cálculo para determinar el número de módulos en serie se muestra en (4.5). El voltaje propuesto para el sistema es de 350 V, y el voltaje del módulo fue tomado de la hoja de datos.

$$N_s = \frac{V_{sys}}{V_{mod}} = \frac{350 \text{ V}}{76.5 \text{ V}} = 4.5 \text{ módulos} \quad (4.5)$$

donde N_s es el número de módulos en serie; V_{sys} representa el voltaje nominal del sistema; y V_{mod} es el voltaje nominal del módulo.

Por otro lado, para determinar el número de paneles en paralelo, se usa la ecuación exhibida en (4.6).

$$N_p = (L_{DA} * A:L) / ((1 - SL) * I_{mp} * SH) = (29.24 \times 10^3 * 1.3) / ((1 - 0.2) * 5.8 * (12.4)) = 660.6 \text{ módulos} \quad (4.6)$$

donde N_p es el número de cadenas en paralelo de módulos PV; L_{DA} es la carga diaria promedio, medida en Ah, $A:L$ es la relación arreglo a carga, determinada a partir de la recomendación del estándar [37]; SL representa las pérdidas del sistema, determinadas a partir de la recomendación del estándar [37]; I_{mp} es la corriente del módulo a máxima potencia en A, obtenida a partir de la hoja de datos del módulo

De acuerdo con estos valores, se determina que, para satisfacer la demanda del mes de enero en la Isla de Janitzio, se requirieren 5 módulos en serie y 661 módulos en paralelo, es decir 3305 módulos en total.

4.1.2 Dimensionamiento del BESS

A partir de la información obtenida del perfil de carga, así como la aportación del sistema PV, es posible dimensionar el banco de baterías a utilizar en la micro red. Para este fin se estudió el estándar IEEE Std.1013, el cual sugiere la forma de

dimensionar un arreglo de baterías de ácido plomo para su aplicación en sistemas PV aislados [39]. Esta metodología se ilustra en la Fig. 4.10. Las baterías almacenan energía producida en periodos de alta irradiancia, y se descargan durante la noche o en periodos de baja irradiancia. El modelo de batería elegido fue el Trojan SSIG 06 290, con un voltaje nominal de 6 V, capacidad hasta de 290 Ah, de ciclo profundo [Ver 6.3].



Fig. 4.10. Metodología para el dimensionamiento del BESS.

El número de elementos a conectar en serie está dado por:

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{V_{sys}}{V_{nom}} = \frac{350 V}{6 V} = 58.33 \quad (4.7)$$

donde V_{sys} es el voltaje nominal del sistema; y V_{nom} representa el voltaje nominal de la batería, indicado en la hoja de datos.

Para el cálculo de elementos en paralelo, primero debe determinarse la capacidad requerida del banco de baterías. Para ello, es necesario conocer el consumo de energía en $Wh/día$; esto puede calcularse sumando cada carga por su respectiva duración a partir de la información disponible del perfil de carga. Así, el consumo de energía en el mes de enero es de 330,159.8 $Wh/día$. Por otro lado, se ha seleccionado un día de autonomía, lo cual es suficiente para cubrir la demanda durante la noche y durante las horas de baja irradiancia. Entonces, la capacidad requerida se calcula a partir de (4.8).

$$B_{out} = \frac{E_{crit} * T_a}{V_{DC}} = \frac{330,159.8 * 1}{350} = 943.3137 (Ah) \quad (4.8)$$

donde B_{out} es la capacidad requerida (Ah); E_{crit} es el consumo de energía (Wh/día); T_a representa la autonomía (días); y V_{DC} es la tensión de CD nominal de la micro red (V).

Después de determinar la capacidad requerida, se calcula el número de elementos en paralelo [45]. La ecuación para este cálculo está dada en (4.9).

$$\text{Grupos de baterías en paralelo} = \frac{B_{out}}{B_{bat}} = \frac{943.3137 \text{ Ah}}{243 \text{ Ah}} = 3.8819 \quad (4.9)$$

donde B_{bat} representa la capacidad de la batería (Ah).

Por lo tanto, se colocarán 4 grupos de baterías en paralelo y 58 baterías en serie.

Una vez realizado el dimensionamiento del BESS y del arreglo PV, el cual fue mostrado en la sección anterior, se procede a realizar la simulación de dos casos de estudio: uno correspondiente a suplir 40% de la demanda, y otro a suplir 30% de la demanda. Esto permite analizar el comportamiento del sistema ante diferentes valores de carga, para las mismas condiciones climáticas. Los casos de demanda que se estudiarán a continuación son resumidos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Potencia demandada en cada caso de estudio.

	Caso 1	Caso 2
Máxima demanda	40% de la demanda	30% de la demanda
	237.4 kW	178.08 kW

4.1.3 Caso de estudio 1: suplir 40% de la demanda

Para este caso de estudio, se busca abastecer el 40% de la demanda total mostrada en la Fig. 4.6, donde la demanda máxima corresponde a 593.6 kW. Por lo tanto, la máxima demanda que se busca cubrir en este caso es de 237.4 kW. El perfil de carga para este caso de estudio se exhibe en la Fig. 4.11.

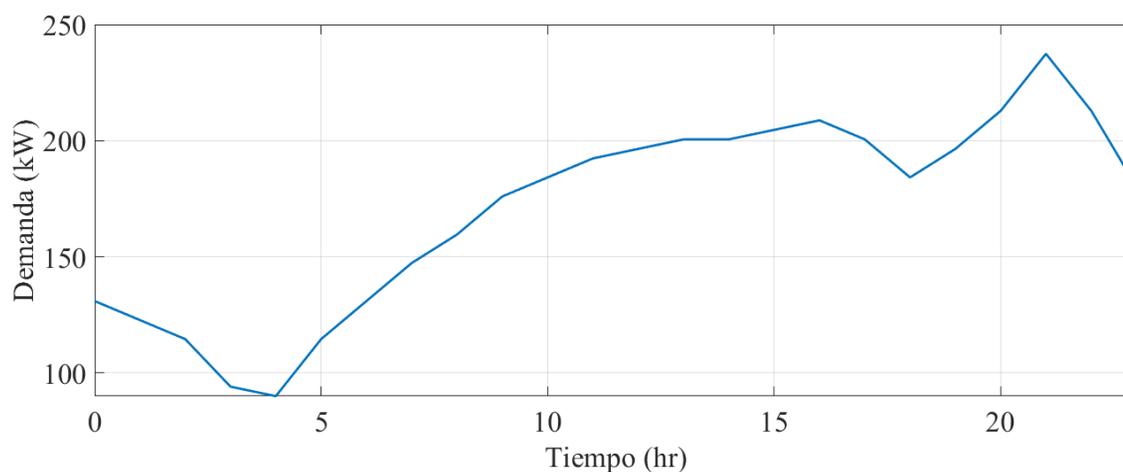


Fig. 4.11. Perfil de carga al 40% de la demanda total.

Para este nuevo valor de carga, se calcula nuevamente el número de elementos en paralelo del arreglo PV. El número de elementos en serie se conservan. El nuevo número de elementos en paralelo sería de 265 módulos PV, calculados a partir de (4.6).

Por otro lado, el BESS también debe redimensionarse, usando la expresión presentada en (4.8) y (4.9). Esto da como resultado una capacidad requerida de 377.32 Ah; esta capacidad puede ser provista con 2 baterías en paralelo; los elementos en serie se conservan.

El esquemático de la micro red implementado en *MATLAB/Simulink* se muestra en la Fig. 4.12. En el bloque de *Generación solar* se encuentra el módulo PV, donde se especifica el número de elementos en serie y paralelo requeridos; en el bloque de *Perfil de carga*, se implementó la carga variable usando una fuente de corriente controlada y el bloque *lookup table* de *MATLAB/Simulink*. Si bien se planteó el uso de un convertidor *buck-boost*, la inclusión de un diodo no permitiría el intercambio de potencia entre las baterías y el sistema en ambos sentidos, por lo que se implementó un convertidor bidireccional, conformado por un inductor, un capacitor y dos MOSFET, los cuales son controlados a partir del bloque *Controlador de carga*; en este último, está incluido el control PI y el algoritmo MPPT que activará el MOSFET según sea el caso requerido, para que el convertidor funcione de acuerdo a la topología *boost* o *buck*. Por último, se encuentra el BESS, en el cual se especifican parámetros como el voltaje y la capacidad del banco de baterías. Las mediciones se ilustran en la Fig. 4.13, las cuales fueron usadas para graficar la potencia generada y la potencia bidireccional de la micro red.

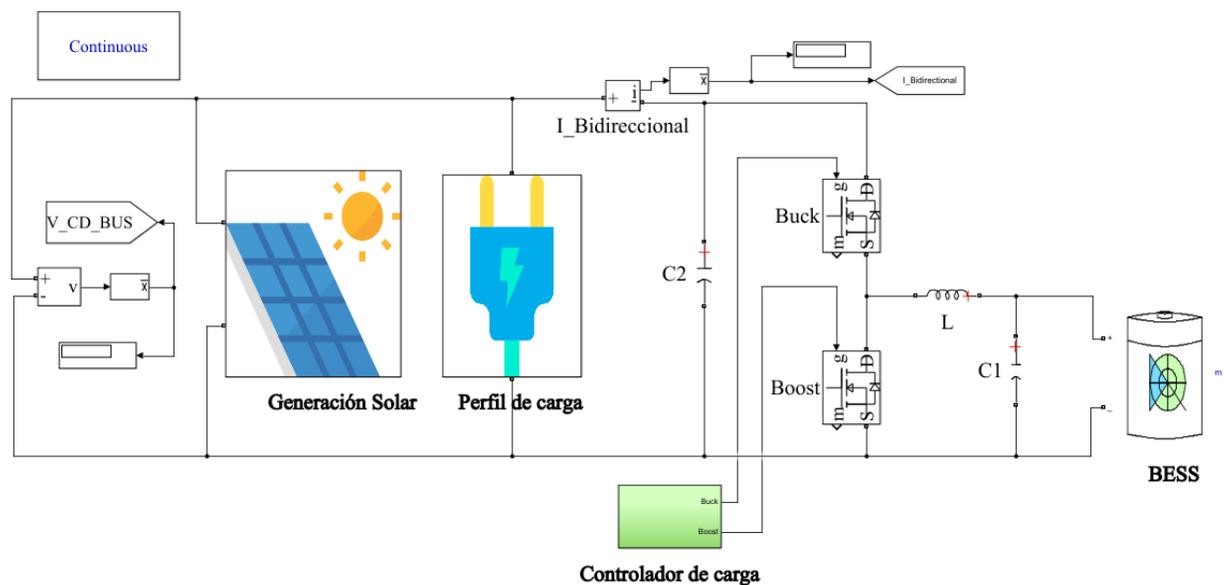


Fig. 4.12. Esquemático de la micro red implementado en Simulink.

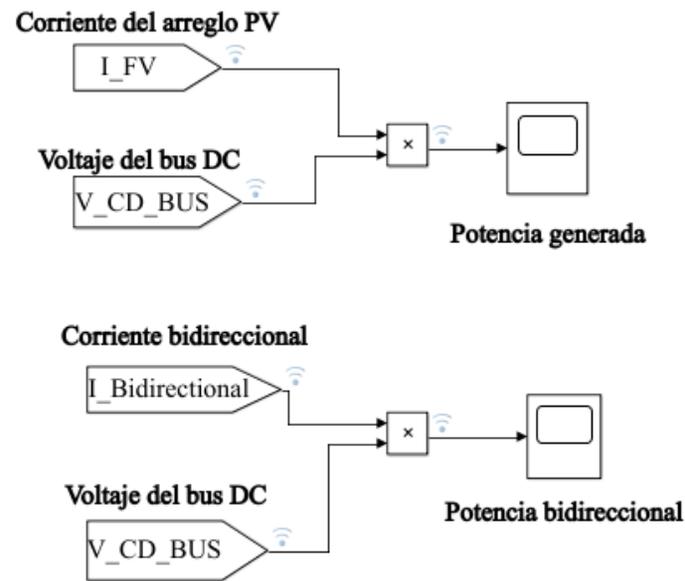


Fig. 4.13. Mediciones de la micro red en Simulink.

A partir de la implementación del sistema, se plantearon escenarios de estudio que serán detallados a continuación.

4.1.3.1 Caso de estudio a): Irradiancia, temperatura y carga constantes

Para este caso de estudio, se propone el valor de máxima irradiancia y máxima temperatura que presenta la Isla de Janitzio en el mes de enero. Estos valores corresponden a 703.21 W/m^2 y $29.04 \text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente. Además, se propone un valor de carga constante, la cual representa la demanda máxima para este caso de estudio, equivalente a 237.4 kW .

La Fig. 4.14 muestra la potencia generada y la potencia demandada. Debido a que las condiciones climatológicas a lo largo del día son constantes, la generación también lo es; la potencia generada es mayor a la potencia demandada, esto debido a que se está simulando una situación donde las condiciones climatológicas son óptimas.

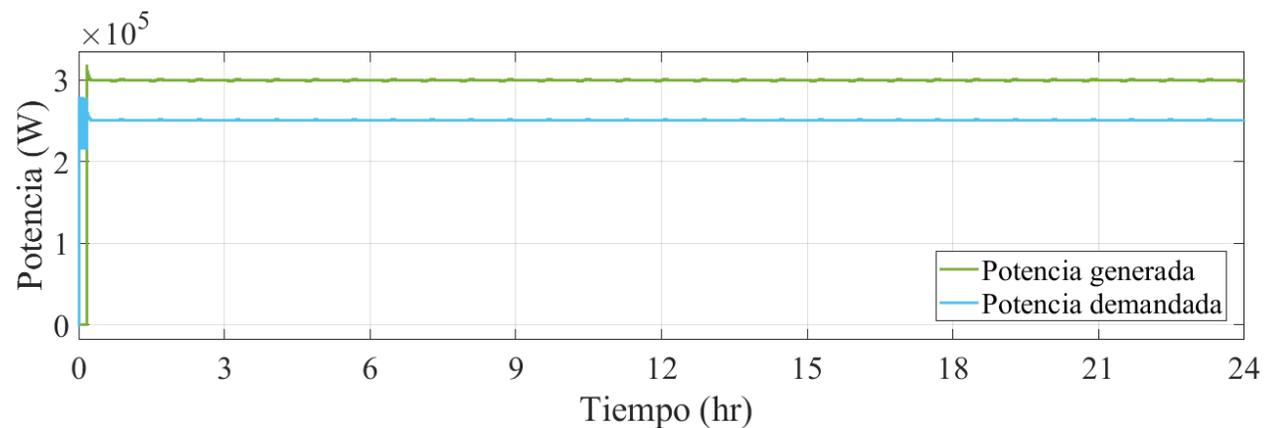


Fig. 4.14. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio a).

La Fig. 4.15 exhibe el comportamiento de la potencia bidireccional. Esta se mantiene constante debido a que no existen cambios en la demanda a lo largo del día; el BESS está cargándose, puesto que la generación supera a la demanda.

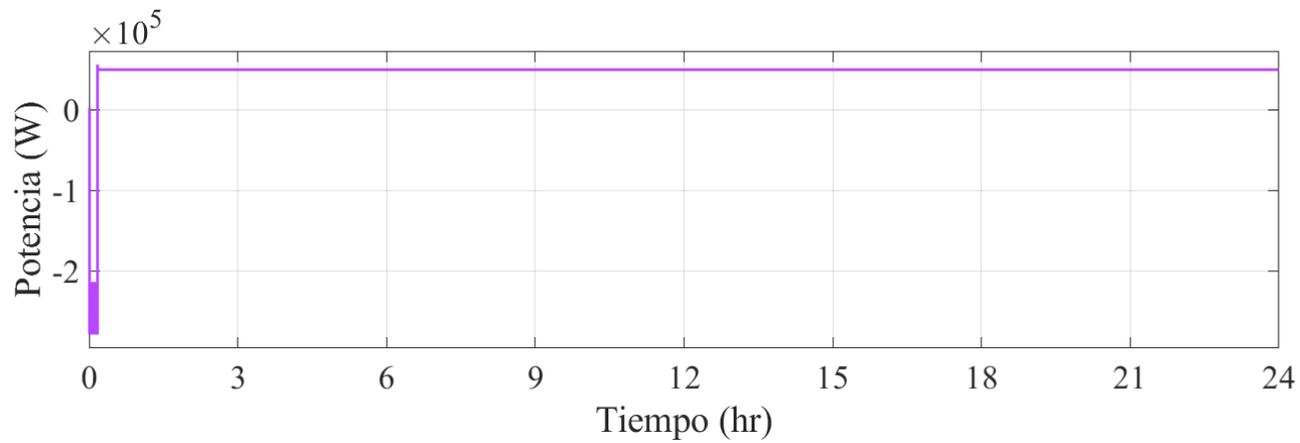


Fig. 4.15. Potencia bidireccional para el caso de estudio a).

En la Fig. 4.16 se observa el voltaje en el bus de CD. Este no presenta variación debido a que la generación tampoco presenta variación.

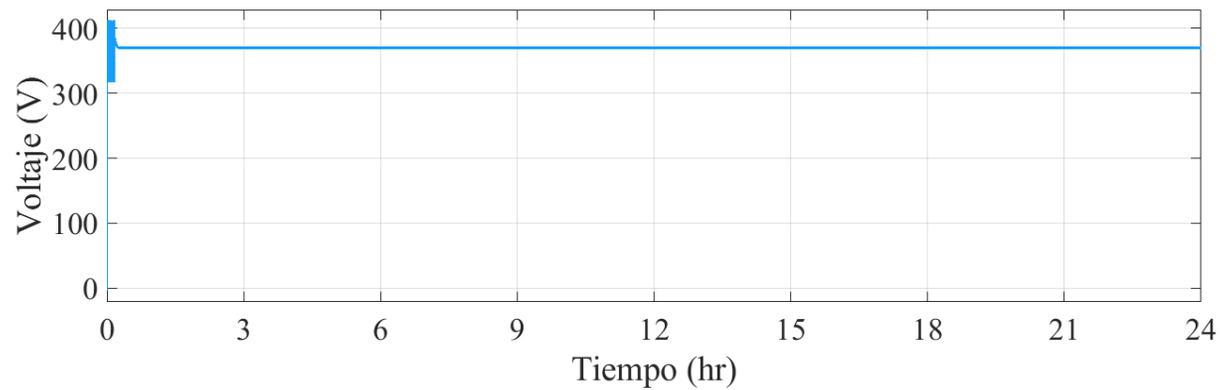


Fig. 4.16. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio a).

4.1.3.2 Caso de estudio b): Irradiancia y temperatura variables; carga constante

Para este caso, la carga se mantiene constante y la irradiancia y la temperatura son consideradas variables, mostradas en Fig. 4.7 y Fig. 4.8 respectivamente.

La Fig. 4.17 ilustra la potencia demandada contra la potencia demandada. En este caso, debido a que las condiciones climatológicas son variables, la generación eléctrica también lo es. Las condiciones de irradiancia de la Isla de Janitzio del mes de enero no son suficientes para satisfacer un requerimiento máximo de demanda durante todo el día, correspondiente al pico del perfil de carga mostrado en la Fig. 4.11.

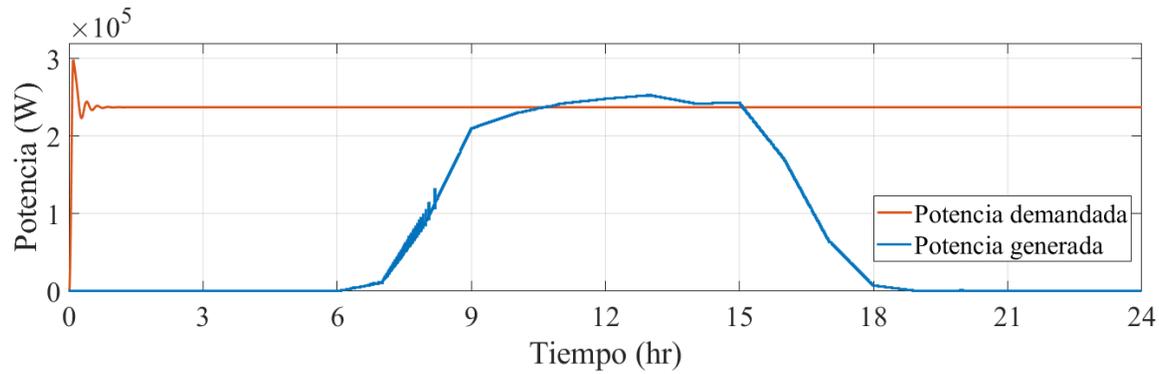


Fig. 4.17. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio b).

En la Fig. 4.18 se exhibe el comportamiento de la potencia bidireccional. Durante las horas en que no se tiene generación, este valor se mantiene constante, mientras que cuando comienza la generación, esta potencia disminuye. Este comportamiento representa que el BESS aporta una menor potencia cuando existe generación por parte del sistema PV.

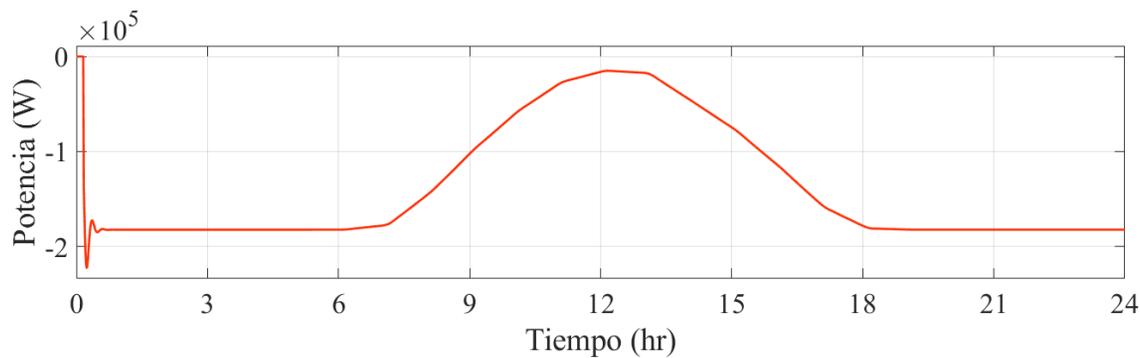


Fig. 4.18. Potencia bidireccional del caso de estudio b).

El voltaje en el bus de DC ilustrado en la Fig. 4.19 no tiene variaciones drásticas, sin embargo, este no alcanza los 350 V durante el día. Esta condición se presenta debido a que el sistema está operando a máxima demanda, lo cual ocasiona esta caída en el voltaje.

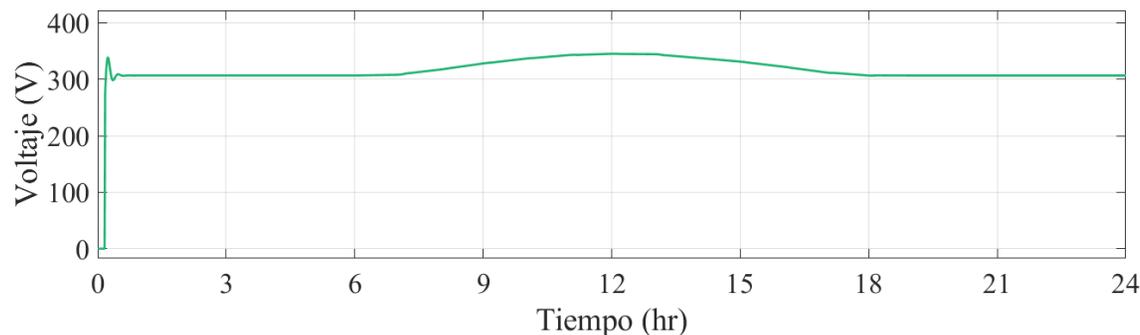


Fig. 4.19. Voltaje en el bus de CD del caso de estudio b).

4.1.3.3 Caso de estudio c): Irradiancia y temperatura variables; carga constante; sin BESS.

Este caso es similar al presentado en la sección anterior, sin embargo, en este se incluye la condición donde el BESS no participa.

La potencia generada y la potencia demandada son ilustradas en la Fig. 4.20. En este caso, la demanda tampoco puede satisfacerse; además, la generación inicia aproximadamente a las 8:45 horas y termina a las 16:00 horas, en contraste con el caso anterior, en el cual el BESS está incluido, donde la generación se presenta desde las 6:00 horas y hasta las 18:00 horas.

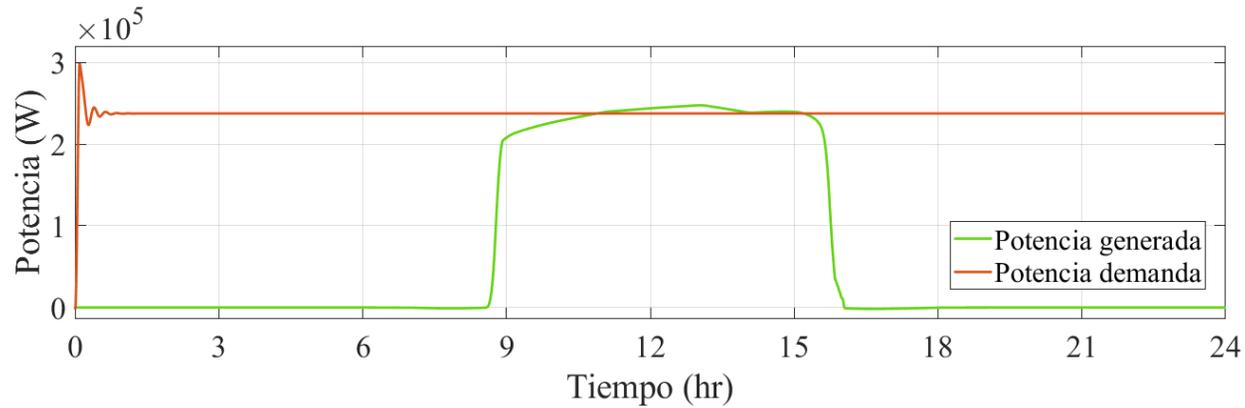


Fig. 4.20. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio c).

La potencia bidireccional de la Fig. 4.21 es prácticamente nula, a comparación de lo presentado anteriormente; esto es un resultado esperado debido a que el BESS no está incluido.

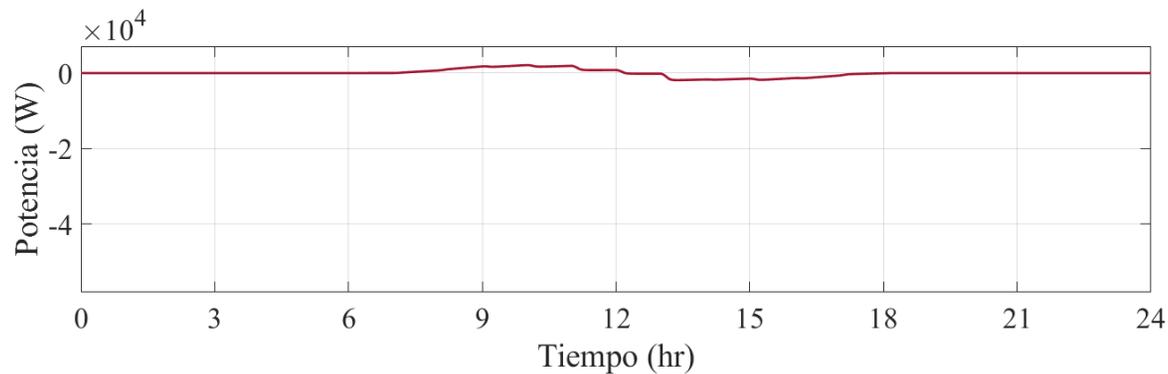


Fig. 4.21. Potencia bidireccional del caso de estudio c).

El voltaje en el bus de CD presenta un comportamiento indeseable, puesto que no es constante a lo largo del día. Debido a que el BESS no está participando, sólo se presenta voltaje cuando las condiciones de irradiancia son suficientes. Este comportamiento puede observarse en la Fig. 4.22.

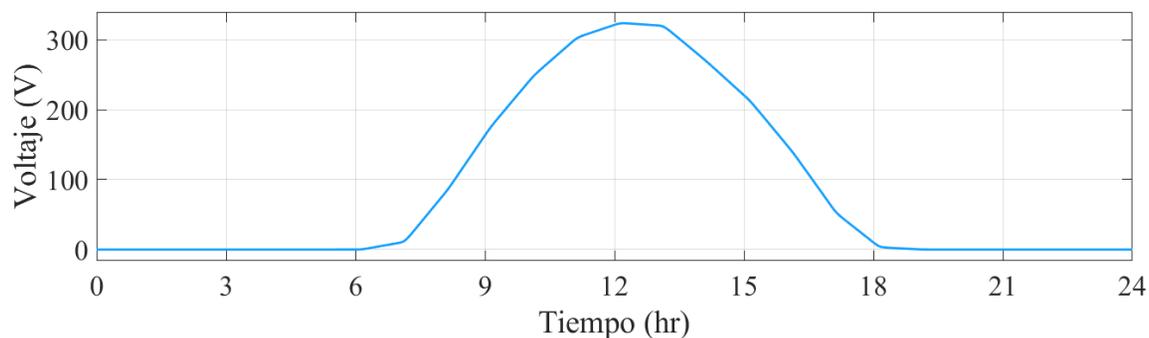


Fig. 4.22. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio c).

4.1.3.4 Caso de estudio d): irradiancia y temperatura constantes; carga variable

Para este escenario, se propone una irradiancia de 703.21 W/m^2 y temperatura de $29.04 \text{ }^\circ\text{C}$; estos son los valores máximos registrados para el mes de enero en la Isla de Janitzio de acuerdo con las mediciones presentadas en Fig. 4.7 y Fig. 4.8, respectivamente

En la Fig. 4.23 se muestra la potencia generada y la potencia demandada. La demanda puede satisfacerse en su totalidad, esto debido a que las condiciones de irradiancia son uniformes, y por otro lado, debido a que la carga es variable. A diferencia del caso de estudio a), en el que se está demandando el valor máximo de carga durante todo el día, en este caso la demanda es menor, por lo que el sistema es capaz de satisfacer esa carga.

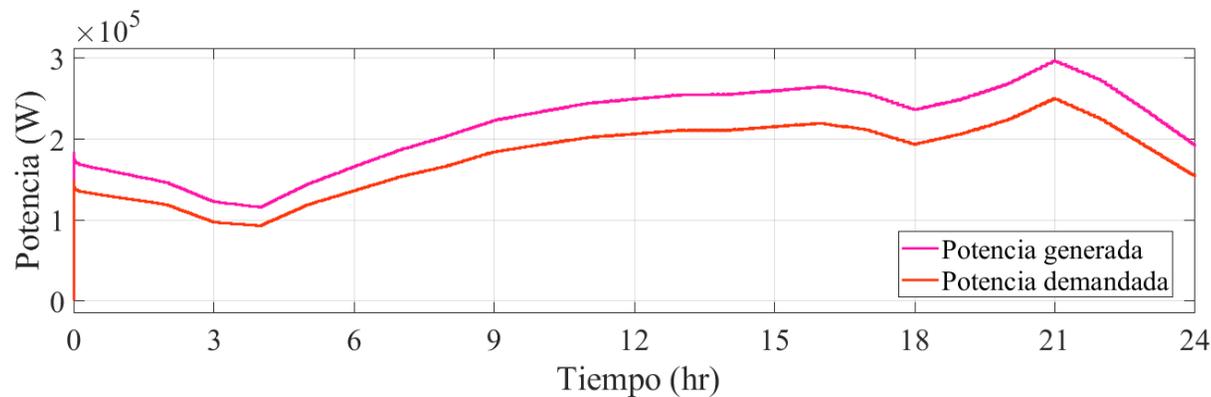


Fig. 4.23. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio d).

La potencia bidireccional se ilustra en la Fig. 4.24. Debido a que el sistema PV es capaz de satisfacer la demanda por sí solo, el BESS no se descarga; por el contrario, las baterías se están cargando con el exceso de generación que se presenta en este caso.

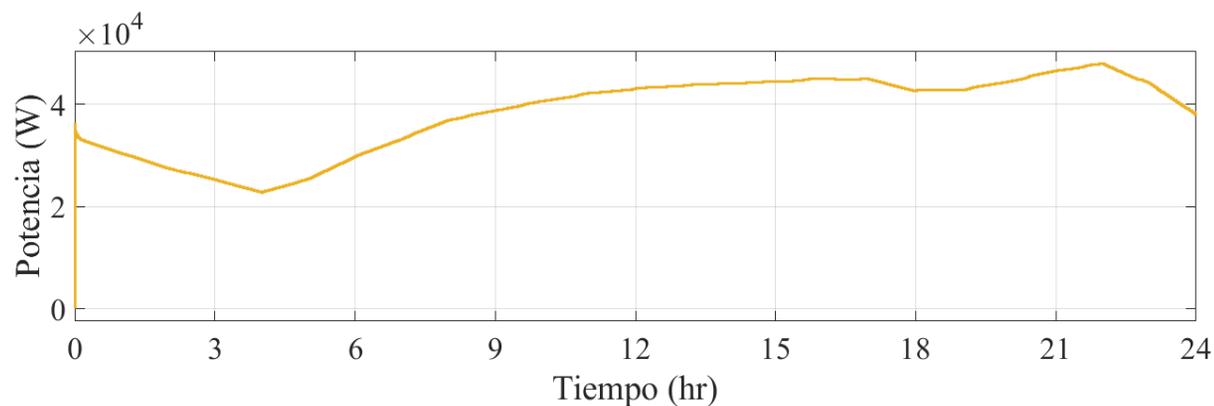


Fig. 4.24. Potencia bidireccional del caso de estudio d).

El voltaje del bus de CD exhibido en la Fig. 4.25 presenta una ligera elevación debido al exceso de generación. La situación presentada en este caso es anormal para las baterías; el BESS se planteó para operar en estado de carga y descarga, y en este escenario, no es requerido que las baterías se descarguen.

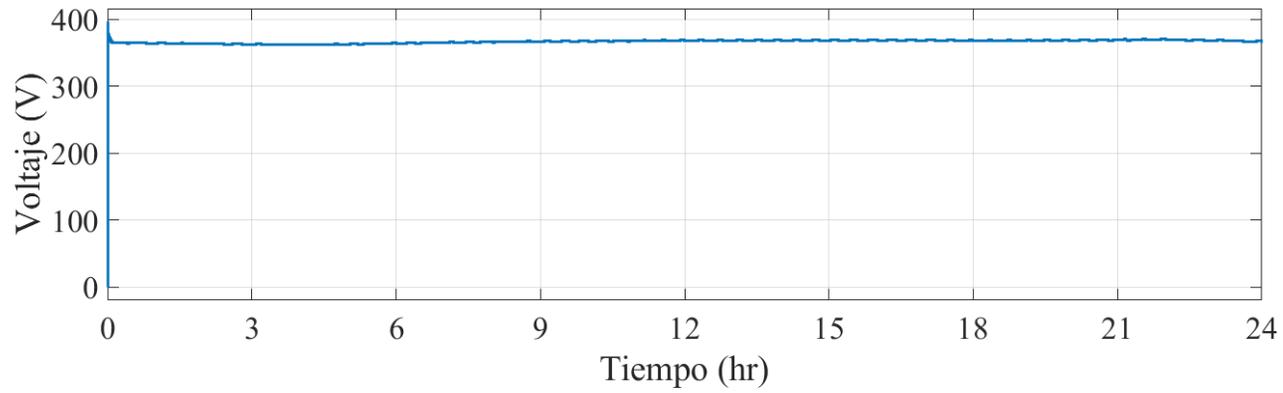


Fig. 4.25. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio d).

4.1.3.5 Caso de estudio e): Irradiancia, temperatura y carga variables

En este caso, el perfil de irradiancia, temperatura y carga propuestos en este escenario de estudio son mostrados en Fig. 4.7, Fig. 4.8 y Fig. 4.11 respectivamente.

La potencia generada y la potencia demandada son ilustradas en la Fig. 4.26. Dado que las condiciones de irradiancia y temperatura son variables, la potencia generada también es variable. La generación comienza alrededor de las 7:00 horas, encuentra su máximo a las 12:00 horas, y termina a las 18:00 horas.

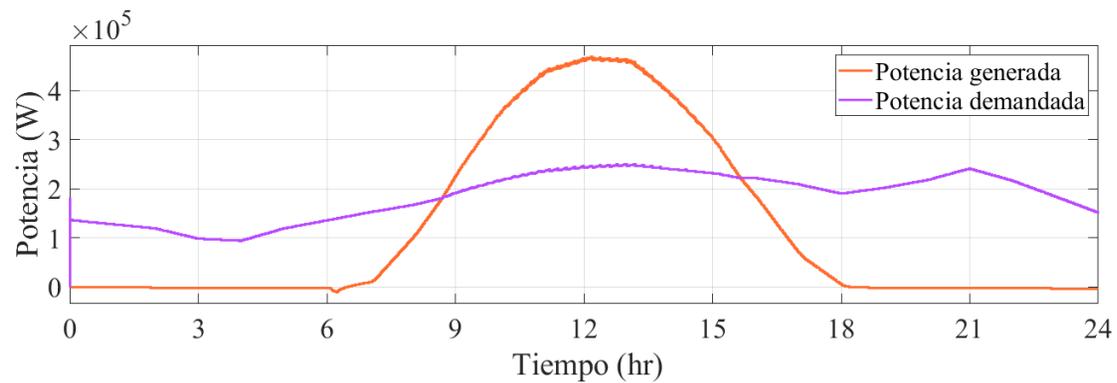


Fig. 4.26. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio e).

La potencia bidireccional se ilustra en la Fig. 4.27. En el intervalo donde se tiene exceso de generación por parte del sistema PV el BESS se carga, mientras que fuera de ese intervalo, el BESS entrega potencia a la red.

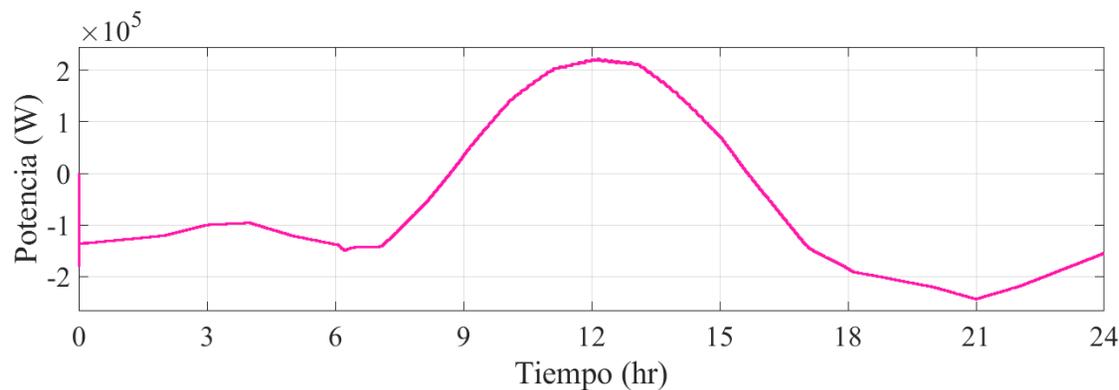


Fig. 4.27. Potencia bidireccional para el caso de estudio e).

El voltaje en el bus de CD, mostado en la Fig. 4.28, presenta un aumento durante las horas en que se tiene la máxima generación; fuera de este intervalo, el voltaje tiende a permanecer estable, incluso durante la noche. Esto se logra gracias a la aportación del BESS.

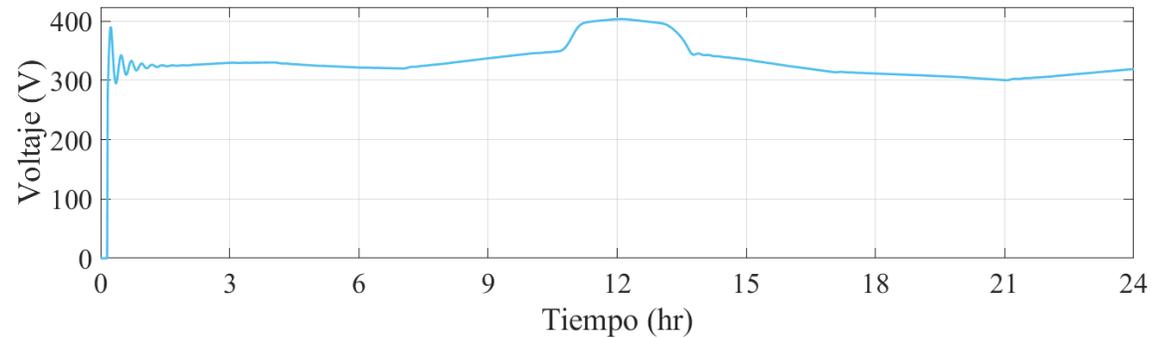


Fig. 4.28. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio e).

4.1.3.6 Caso de estudio f): Irradiancia, temperatura y carga variables; sin BESS

La potencia generada y la potencia demandada se exhiben en la Fig. 4.29. Debido a que, en este caso el BESS no participa, la generación se reduce notablemente en tiempo, limitándose únicamente al intervalo entre las 11:00 y 14:30 horas.

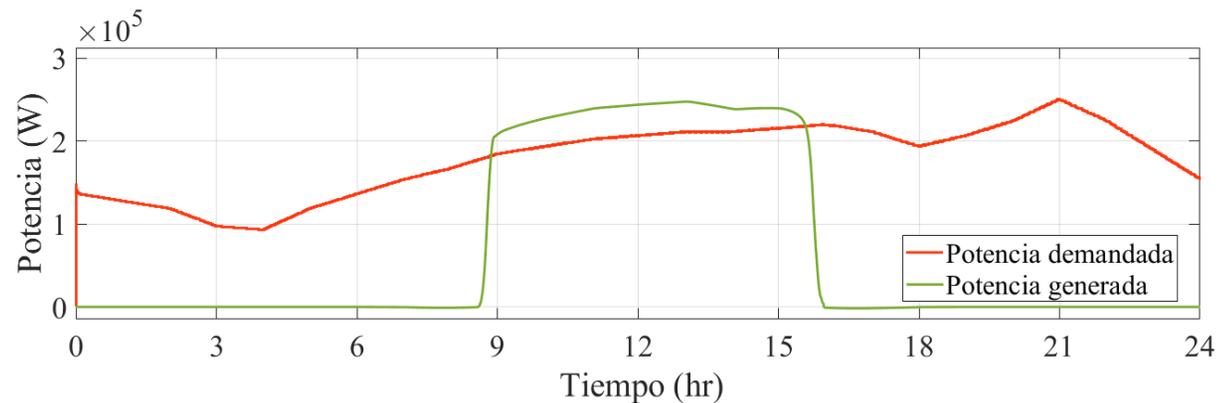


Fig. 4.29. Potencia generada y potencia demandada para el caso de estudio f).

La potencia bidireccional representada en la Fig. 4.30 demuestra que el BESS no está inyectando potencia a la carga, lo cual estaría representado por una potencia negativa.

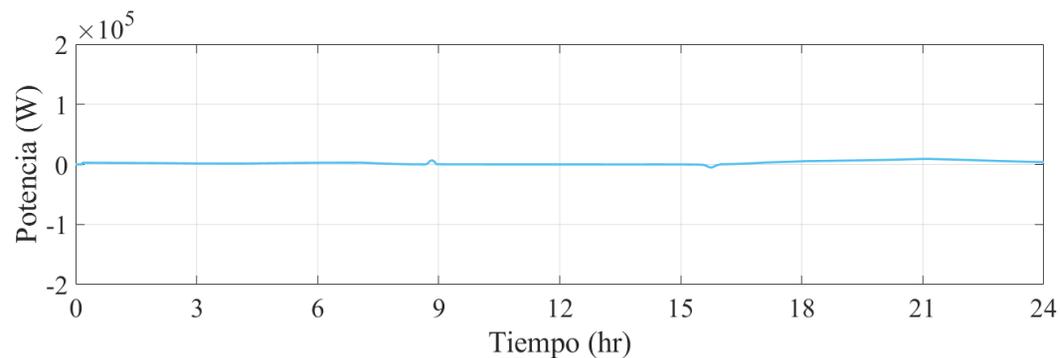


Fig. 4.30. Potencia bidireccional para el caso de estudio f).

La Fig. 4.31 ilustra el voltaje en el bus de CD, el cual está acotado únicamente a las horas donde existe generación por parte del sistema PV, lo cual representa una situación indeseable ocasionada por la salida de operación del BESS.

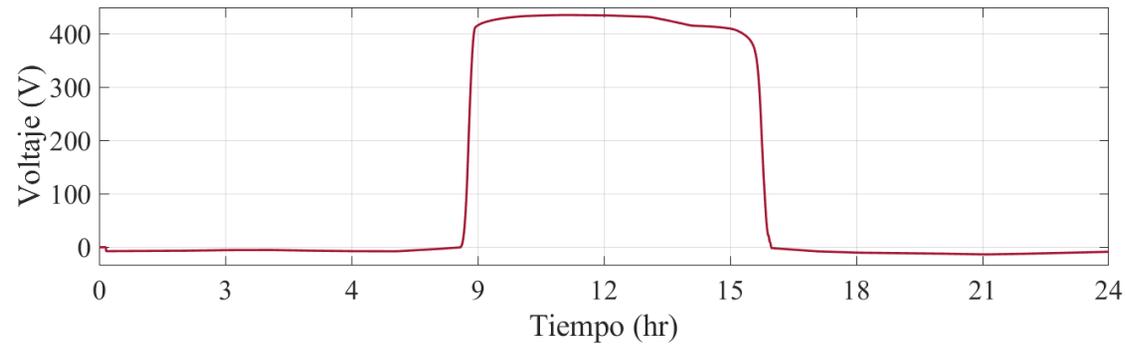


Fig. 4.31. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio f).

4.1.3.7 Caso de estudio g): Cambios en la irradiancia, temperatura variable y carga variable

El sistema se somete a los cambios en la irradiancia mostrados en la Fig. 4.32. Estos cambios pretenden representar situaciones donde la irradiancia disminuya súbitamente de manera parcial, como la que se presenta alrededor de las 11:00 horas, o de manera total, como la que ocurre alrededor de las 13:30 horas. Esto en la realidad correspondería a una condición de sombreado parcial o total en los paneles.

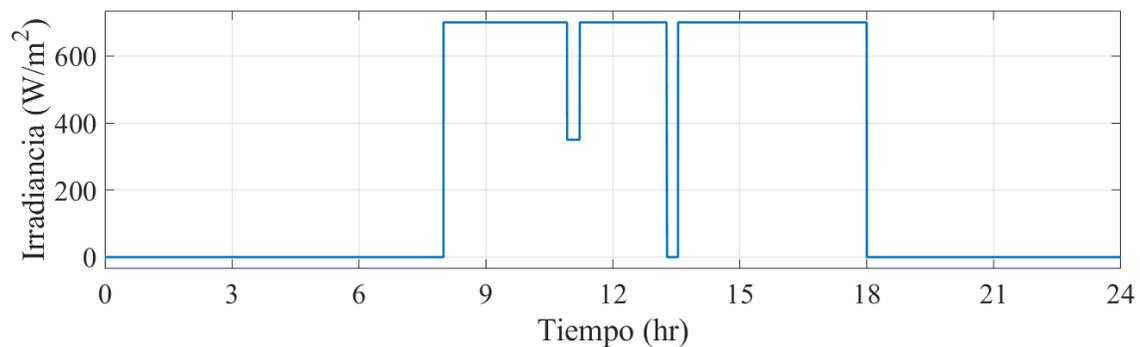


Fig. 4.32. Cambios en la irradiancia para el caso de estudio g).

La potencia generada y la potencia demandada son mostradas en la Fig. 4.33. Los cambios en la generación pueden observarse con claridad en esta curva, los cuales son proporcionales a los cambios en la irradiancia.

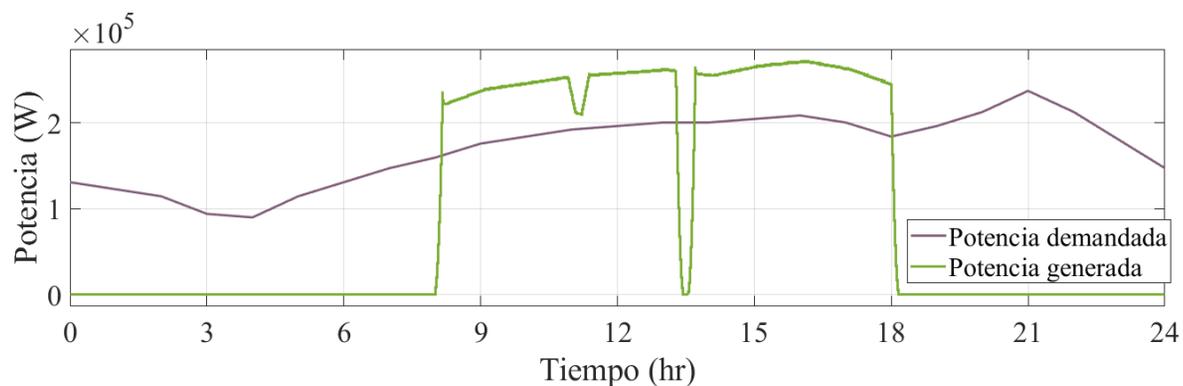


Fig. 4.33. Potencia generada y potencia generada para el caso de estudio g).

En la Fig. 4.34 se ilustra la potencia bidireccional, en la cual puede observarse que durante los lapsos donde no existe generación, el BESS está aportando potencia, al igual que en el momento en que la generación por parte del sistema PV decae por el cambio en la irradiancia.

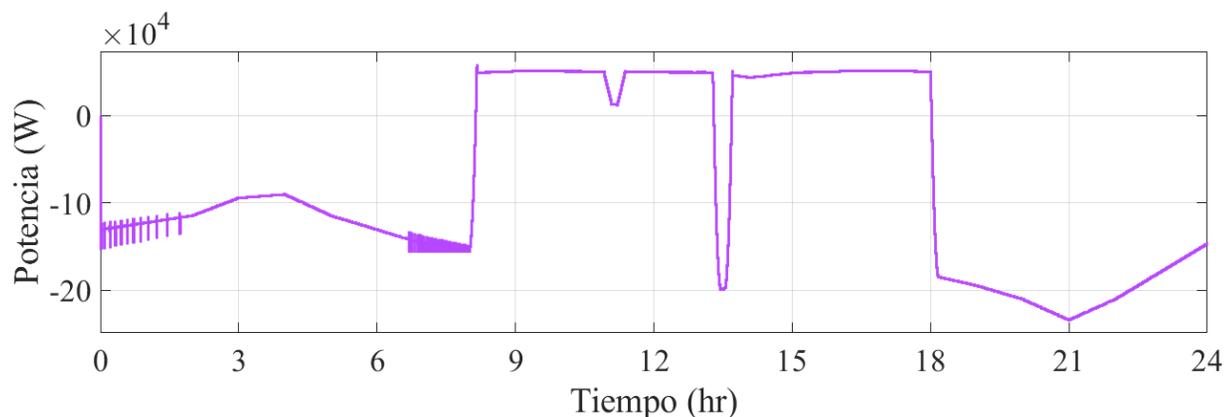


Fig. 4.34. Potencia bidireccional para el caso de estudio g).

El voltaje en el bus de CD, exhibido en la Fig. 4.35, muestra que existe una sobretensión en el momento en que se presentan condiciones de irradiancia, la cual corresponde a la irradiancia máxima en la Isla de Janitzio para el mes de enero. Por otro lado, se presentan perturbaciones en el voltaje cuando sucede la disminución en la irradiancia.

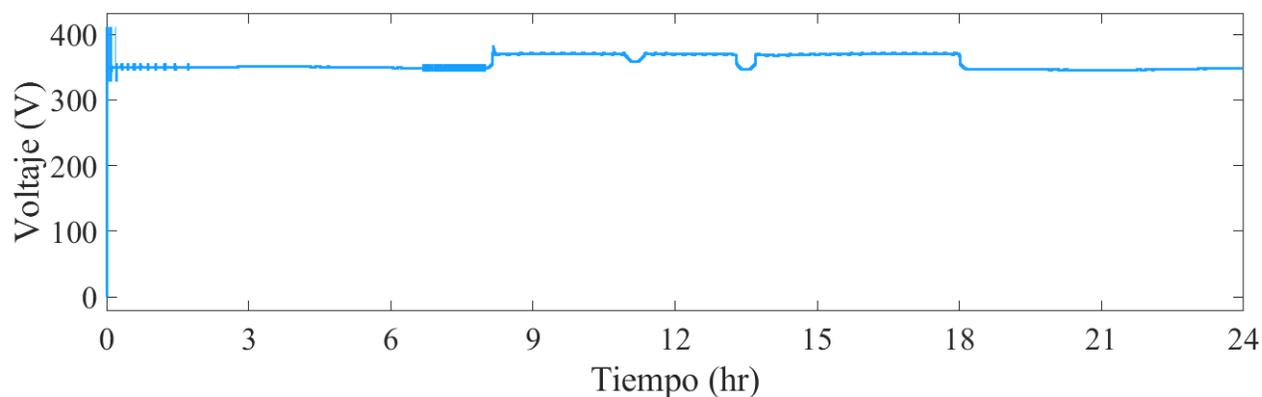


Fig. 4.35. Voltaje en el bus de CD para el caso de estudio g).

A continuación, se presenta el caso de estudio correspondiente a suplir el 30% de la demanda de la isla.

4.1.4 Caso de estudio 2: suplir el 30% de la demanda

Con la finalidad de estudiar los efectos de un menor porcentaje de carga, se dimensionó nuevamente el sistema para satisfacer hasta 178.08 kW, correspondientes al 30% de la carga total en el punto de máxima demanda, es decir, a las 21:00 horas. El perfil de carga para este caso de estudio se ilustra en la Fig. 4.36. Para este caso se presentan únicamente los resultados de la simulación donde se considera irradiancia, temperatura y carga variables, puesto que se considera que esta sería la condición de operación que representa una mejor aproximación de lo que ocurriría en la Isla de Janitzio.

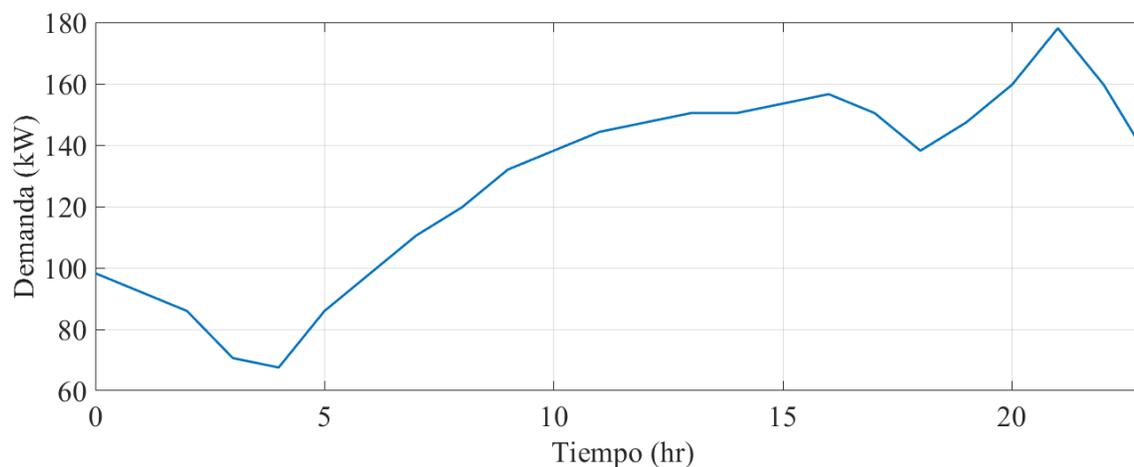


Fig. 4.36. Perfil de carga al 30 de la demanda total.

A partir de esta información, se realizó nuevamente el cálculo de módulos en paralelo, usando la expresión (4.6); se tuvo como resultado que para este caso de estudio se requieren 199 módulos PV en paralelo y 5 módulos en serie. En cuanto al BESS, se calculó una capacidad requerida de 300.13 Ah a partir de (4.8) y (4.9). Esta capacidad puede ser cubierta con 2 baterías en paralelo, los elementos en serie se conservan en 58 unidades.

El esquemático implementado es similar al del caso anterior, mostrado en Fig. 4.12.

Las curvas correspondientes a la potencia demandada y la potencia generada son presentadas en la Fig. 4.37. Al igual que en el caso anterior, la demanda está cubierta en las horas donde se tiene la máxima irradiancia.

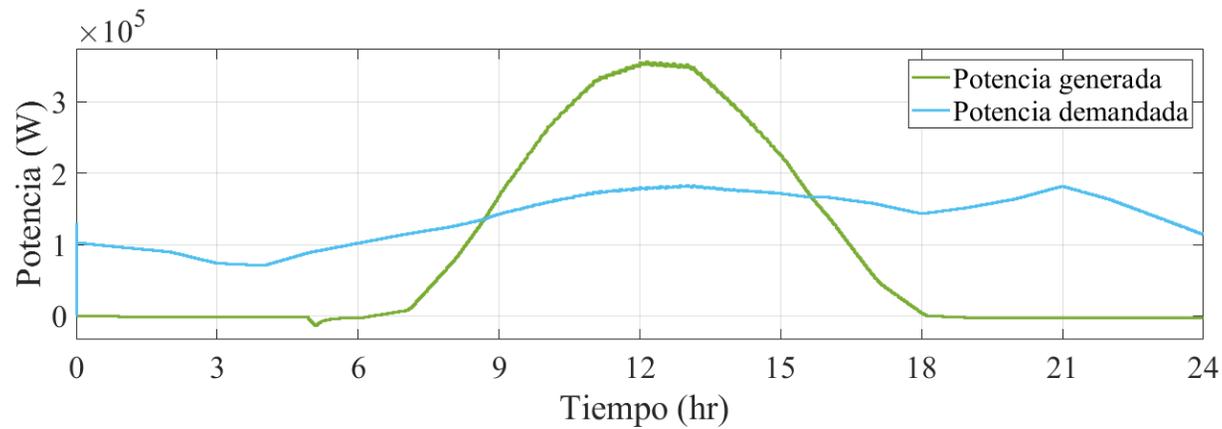


Fig. 4.37. Potencia al 30% de la demanda total.

La tensión en el bus de CD, ilustrada en la Fig. 4.38, muestra que el control actúa correctamente, manteniendo el voltaje relativamente constante a lo largo del día, incluso cuando el arreglo PV no está entregando potencia; esto se logra gracias a la aportación del BESS. La tensión en el bus llega a un valor máximo de manera coincidente con la máxima generación de potencia. La potencia bidireccional es ilustrada en la Fig. 4.39; la curva comienza a ser positiva a partir del momento donde se presenta un exceso de generación; esto significa que el BESS se está cargando.

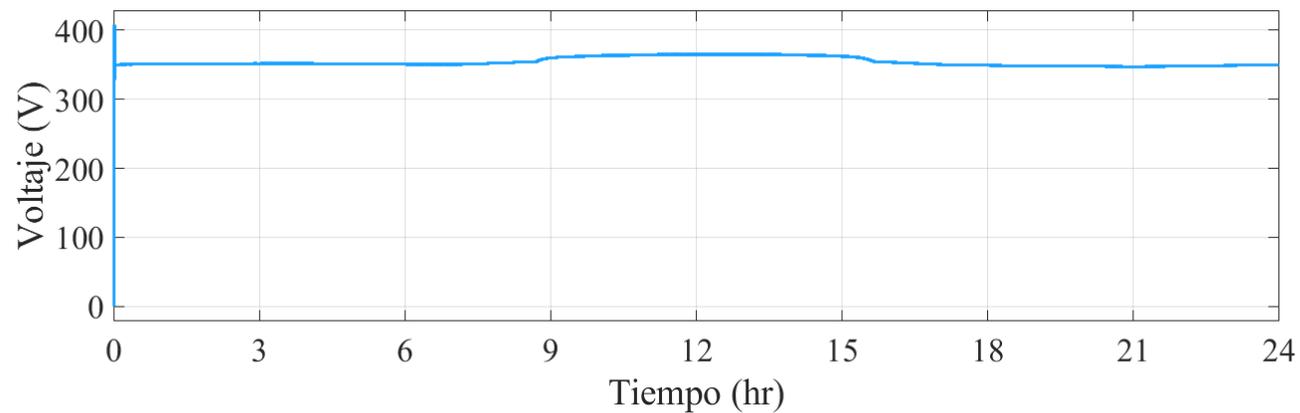


Fig. 4.38. Tensión en el bus a 30% de la demanda total.

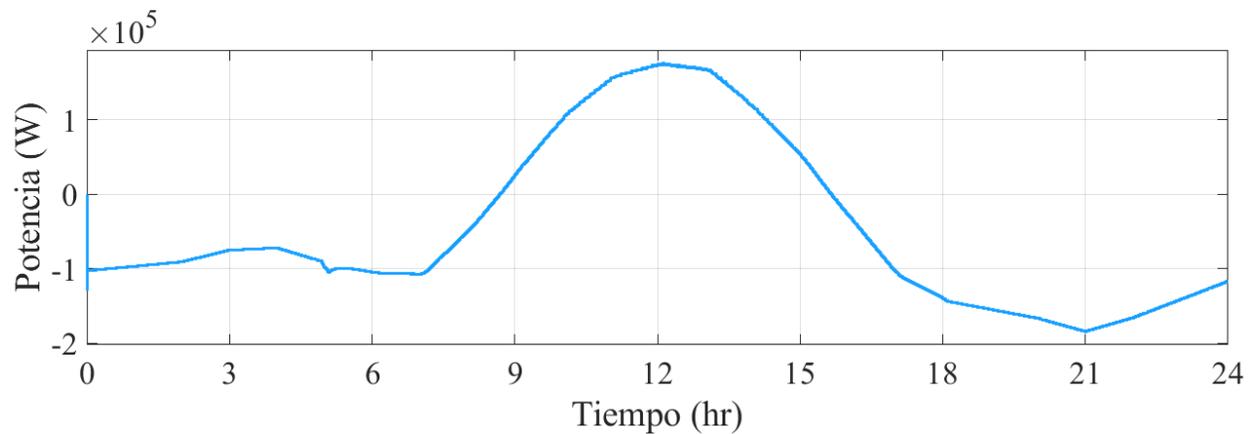


Fig. 4.39. Potencia bidireccional al 30% de la demanda total.

Una vez que se han planteado los casos de estudio desde el punto de vista técnico, es necesario conocer también las variables desde el punto de vista económico. Por ello, a continuación, se presentan los resultados de optimización de los escenarios donde se abastece el 40% y 30% de la demanda.

4.2 ELEMENTOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Los proyectos productivos constituyen el motor de desarrollo de un país, por ello, las instituciones financieras de orden nacional tienen como objetivo la destinación de recursos para financiar inversiones que contribuyen a su crecimiento económico y beneficios sociales. De esto último, es entendido que la rentabilidad de un proyecto no sólo es económica, sino también es de suma importancia el impacto que el proyecto genera en la mejora del bienestar social en la zona de ejecución [40].

En este caso, puede que un proyecto no sea económicamente rentable *per se*, pero su impacto puede ser grande, de modo que el retorno total o retorno social permita que el proyecto recupere la inversión propuesta por el Estado. El proyecto propuesto en esta tesis puede ser considerado como proyecto de inversión pública. A continuación, se presenta una serie de conceptos útiles para el análisis económico de la micro red de CD propuesta en esta tesis; estos indicadores son de importancia para medir la viabilidad de proyectos de esta naturaleza [41].

4.2.1 Factor de Valor Presente

El factor de valor presente es un parámetro que permite proyectar los costos de un periodo de tiempo sobre otro, a través del uso de la ecuación de interés compuesto:

$$FVP = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

donde:

FVP es el factor de valor presente

i es la tasa de descuento

t es el número de periodos.

4.2.2 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Estos costos son los necesarios para mantener un proyecto, y se clasifican en dos partes:

- Costos fijos; y
- Costos variables.

Los costos fijos se relacionan con la operación de la central; incluye conceptos como:

- Salarios y prestaciones;

- Mantenimiento y servicios generales;
- Materiales de mantenimiento; y
- Gastos generales.

Los costos variables son aquellos relacionados directamente con la generación de energía eléctrica; en éstos se consideran:

- Equipos, materiales y refacciones;
- Mantenimiento; y
- Lubricantes y sustancias químicas.

4.2.3 Valor Presente Neto

El valor presente neto (VPN) de un componente está conformado por todos los costos de instalación y operación del componente entre su tiempo de vida, restando el valor presente de todos los ingresos que generará durante su tiempo de vida. Incluyendo los costos de inversión inicial, de reemplazo, operación y mantenimiento, y los costos de comprar la energía de la red; en sistemas convencionales, se sumarían los costos del combustible y penalizaciones por emisiones contaminantes [43]. Estos cálculos usan la tasa de descuento para ubicarlos en el tiempo presente, por lo tanto, si este resultado es positivo, significa que los beneficios son mayores a los costos, mientras que, si es negativo, los costos son mayores a los beneficios.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (4.2)$$

donde B_t representan los beneficios totales en el año t ; C_t son los costos totales en el año t ; $B_t - C_t$ representan el flujo neto en el año t ; n es el número de años del horizonte de evaluación; r es la tasa social de descuento; y t es el año calendario, en donde el año 0 será el inicio de las erogaciones.

4.2.4 Costo Nivelado de Generación

El costo nivelado de generación (LCOE, del inglés *Levelized Costs Of Electricity*) es un parámetro común para comparar diferentes tecnologías de generación eléctrica. Se calcula de la siguiente forma [42,44]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.3)$$

donde C_t son los costos totales en el año t ; n es el número de años del horizonte de evaluación; r representa la tasa social de descuento; t es el año calendario, en donde el año 0 será el inicio de las erogaciones; y E_t es la energía producida en el año t .

La metodología de costo nivelado considera la energía eléctrica total que se producirá durante la vida útil del proyecto dividida entre el costo total de inversión (considerando la tasa de interés y el flujo de efectivo durante el tiempo de instalación) más los

costos de generación, operación y mantenimiento, todo a valor presente [44], [45]. De manera gráfica, puede observarse en la Fig. 4.40 cómo se compone el LCOE; en resumen, éste se calcula dividiendo los costos derivados del sistema a lo largo de un año entre la producción energética durante el mismo lapso.

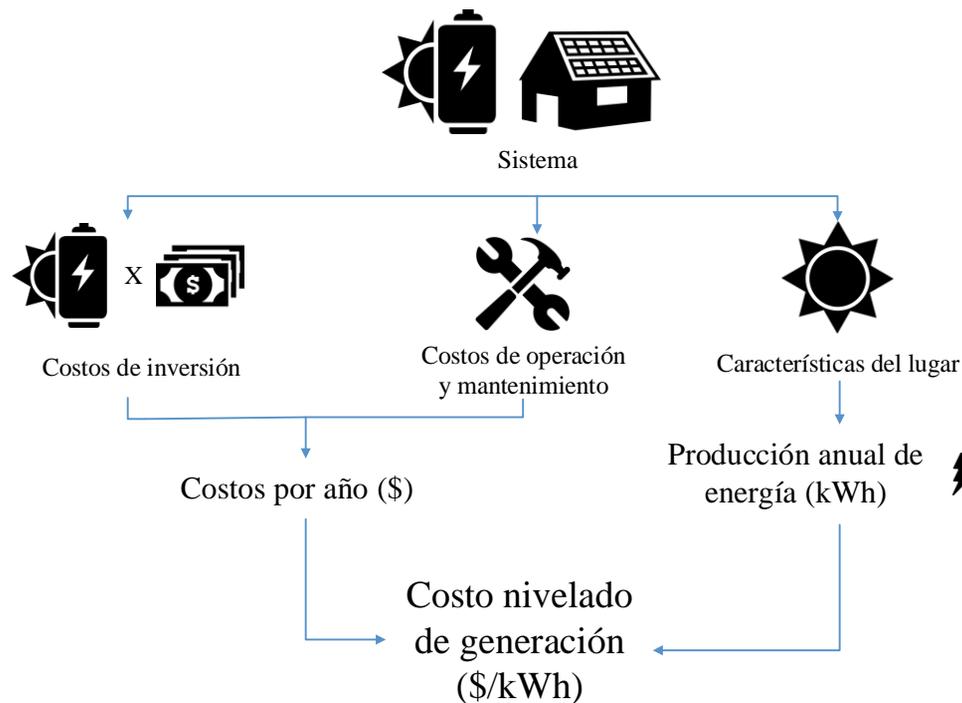


Fig. 4.40. Concepto de costo nivelado de generación.

4.2.5 Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) se define como la tasa de descuento que hace que el VPN de un programa o proyecto de inversión sea igual a cero. Esto es económicamente equivalente a encontrar el punto de equilibrio de un programa o proyecto de inversión, es decir, el valor presente de los beneficios netos del programa o proyecto de inversión es igual a cero y se debe comparar contra una tasa de retorno deseada [41].

La TIR se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (4.4)$$

donde B_t : son los beneficios totales en el año t ; C_t : son los costos totales en el año t ; $B_t - C_t$: representa el flujo neto en el año t ; n es el número de años del horizonte de evaluación; TIR representa la Tasa Interna de Retorno; y t es el año calendario, en donde el año 0 será el inicio de las erogaciones.

Es importante resaltar que no se debe utilizar la TIR por sí sola para comparar alternativas de un programa o proyecto de inversión, ya que puede existir un problema de tasas internas de retorno múltiple. Las tasas internas de retorno múltiple ocurren cuando existe la posibilidad de que más de una tasa de descuento haga que el VPN sea igual a cero.

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar la viabilidad del proyecto, se llevó a cabo la optimización económica del sistema en el software *HOMER Pro*. Se realizó el esquemático mostrado en Fig. 4.41, donde se incluye el perfil de carga de la isla, el modelo de panel solar SunPower SPR X20-445-COM, identificado en el esquemático como *Sun445*, y el modelo de batería Trojan SSIG 06 290, mostrada como *SSIG 06 290*, conectados a un bus de CD con un voltaje nominal de 350 V.

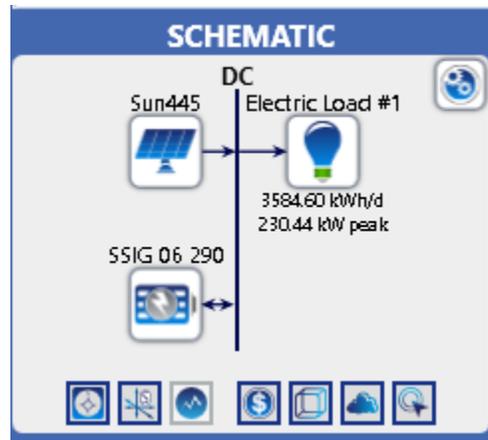


Fig. 4.41. Esquemático del sistema en HOMER.

Para el análisis económico es necesario especificar parámetros a tomar en cuenta tales como la temperatura promedio para cada mes en Janitzio y datos acerca de la radiación solar. En este software, es posible importar esta información de la base de datos de NREL (*National Renewable Energy Lab*); los datos acerca de la irradiancia incluyen el índice de claridad, que se define como la fracción de la radiación solar que es transmitida a través de la atmósfera hacia la superficie de la Tierra, por esta razón, se decidió usar estos datos en la optimización, los cuales se ilustran en la Fig. 4.42 [47]. Los datos respectivos a la temperatura fueron incluidos de la medición realizada en la Isla de Janitzio durante el 2017 que se mencionó con anterioridad; esta información es presentada en la Fig. 4.8.

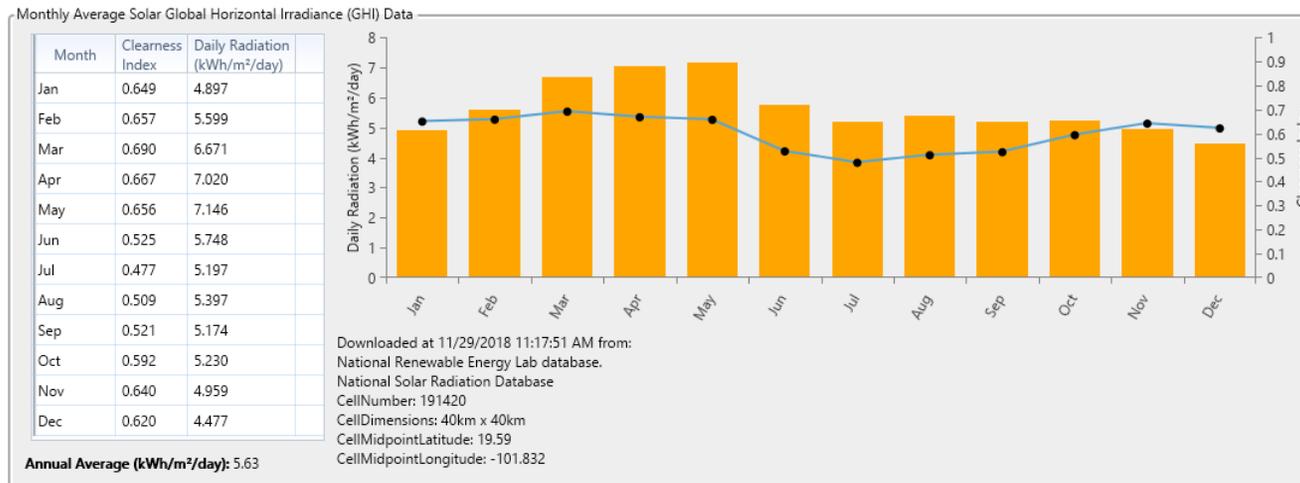


Fig. 4.42. Irradiancia promedio e índice de claridad en la Isla de Janitzio.

Los pasos a seguir para realizar la optimización en *HOMER Pro* son ilustrados en la Fig. 4.43. La optimización económica realizada por este software es a través de un análisis de sensibilidad, el cual mide el grado de afectación que tiene la salida de un sistema ante cambios en sus variables, en otras palabras, qué tan “sensible” es.

Metodología para la optimización económica

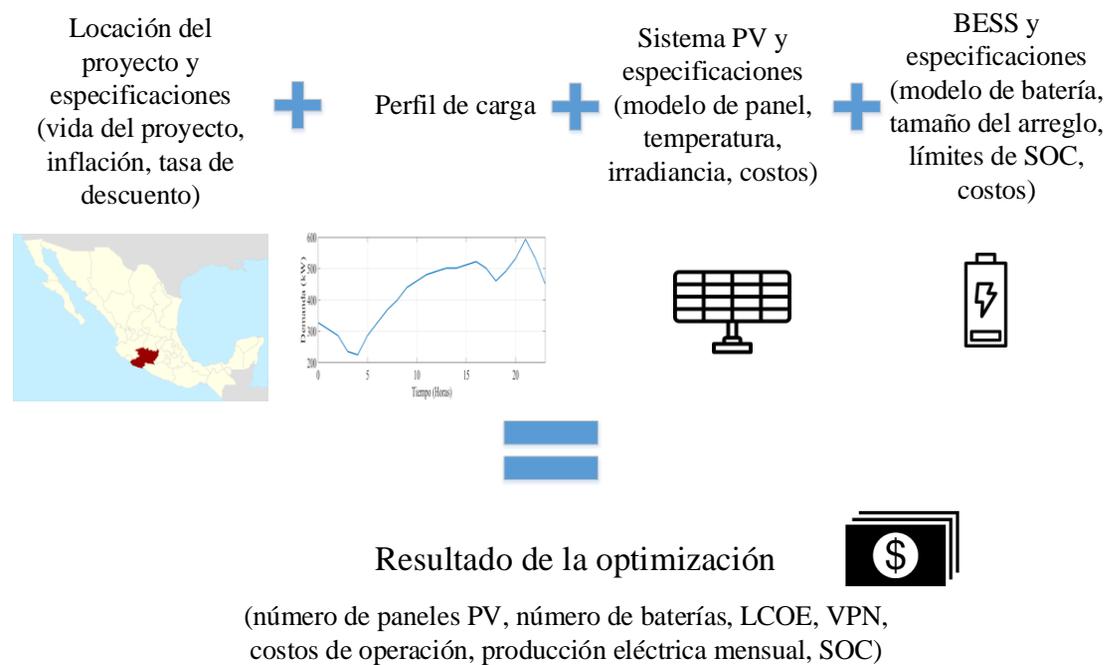


Fig. 4.43. Metodología para el uso de *HOMER Pro*.

Por otro lado, se ha propuesto el escenario de venta de energía; a partir de información disponible en el portal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la sección Centro Occidente, donde se encuentra Pátzcuaro [49]. Este escenario de venta de energía se divide en las tarifas siguientes:

- 70% tarifa básica doméstica: 0.799 \$/kWh

- 25% tarifa de pequeña demanda en baja tensión (PDBT), hasta 25 kW-mes, exhibida en la Tabla 4.2.
- 5% tarifa de gran demanda en baja tensión (GDBT), mayor a 25 kW-mes, mostrada en la Tabla 4.3.

Tabla 4.2. Tarifa de pequeña demanda en baja tensión.

Tarifa	Descripción	Cargo	Unidades	Febrero 2019
PDBT	Pequeña demanda en baja tensión	- Fijo	- \$/mes	- 39.57
		- Variable	- \$/kWh	- 3.396

Tabla 4.3. Tarifa de gran demanda en baja tensión.

Tarifa	Descripción	Cargo	Unidades	Febrero 2019
GDBT	Gran demanda en baja tensión	- Fijo	- \$/mes	- 395.68
		- Variable	- \$/kWh	- 1.275
		- Distribución	- \$/kW	- 479.75
		- Capacidad	- \$/kW	- 226.70

A continuación, se presentan dos casos de estudios: considerando suplir 40% de la demanda total y suplir el 30% de la demanda total.

4.3.1 Caso de estudio 1: abasteciendo el 40% de la demanda

Una vez ingresado al sistema la información necesaria, se lleva a cabo la optimización, dando como resultado el sistema de Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Resultados de la optimización en HOMER.

Componente	Nombre	Tamaño	Unidad
PV	SunPower445SPR-X20-445-COM	1202	kW
Almacenamiento	Trojan SSIG 06 290	1450	Baterías

Para cada elemento, los costos fueron especificados de la siguiente forma:

Tabla 4.5. Costos de los módulos PV y del sistema de baterías.

Componente	Capacidad	Costo (\$)	Costo de reemplazo (\$)	Costos por O&M (\$/año)
SunPower445SPR-X20-445-COM	1 kW	11,000	11,000	300.00
Trojan SSIG 06 290	1 unidad	4,000	4,000	422.40

La información presentada en la Tabla 4.5 fue obtenida con base en lo presentado en [50] y [51], donde se indica que, los costos por concepto de operación y mantenimiento son de 15 *USD/kW-año* para un sistema PV de hasta 1 *MW*, mientras que los costos por el mismo concepto para el BESS son de 12 *USD/kWh*.

En la Tabla 4.6 se muestran los costos totales del sistema proyectados en el tiempo, es decir, el valor presente neto. Los costos derivados del sistema de almacenamiento son superiores a los costos por el sistema PV; los costos de reemplazo son los más representativos, esto debido a que la vida útil de las baterías se considera de 2.86 años, por lo cual estas deberán ser cambiadas en varias ocasiones durante la vida del proyecto, la cual fue propuesta para 25 años.

Tabla 4.6. Valor presente neto por componente del sistema.

Nombre	Capital	O&M	Reemplazo	Valor residual	Total
SunPower445SPR-X20-445-COM	\$13.2M	\$4.66M	\$0.00	\$0.00	\$17.9M
Trojan SSIG 06 290	\$5.80M	\$7.92M	\$19.4M	-\$907,825	\$39.1M
Sistema	\$19.0M	\$12.6M	\$19.4M	-\$907,825	\$56.9M

En la Fig. 4.44 se exhibe la producción eléctrica promedio mensual del sistema PV, donde se distingue al mes de marzo como el mes donde se presenta la mayor producción energética.

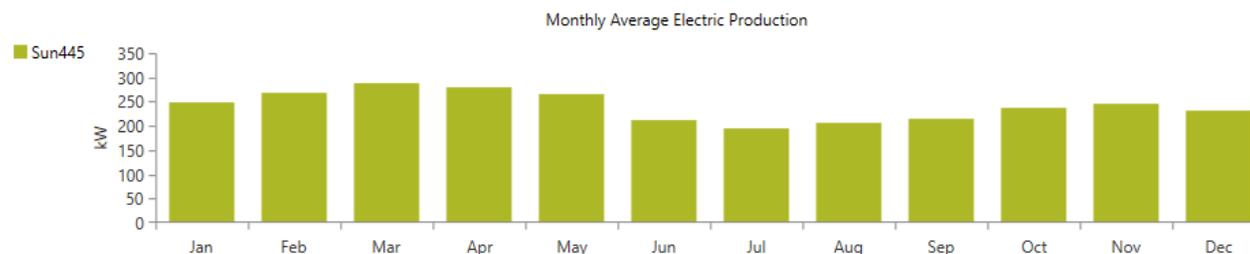


Fig. 4.44. Producción eléctrica promedio mensual del sistema PV.

A partir de la producción eléctrica promedio mensual, se realiza la estimación de los ingresos que generaría el sistema si se vendiera la energía eléctrica de acuerdo con las tarifas mostradas anteriormente. Entonces, el flujo de efectivo queda definido como se ilustra en la Fig. 4.45.

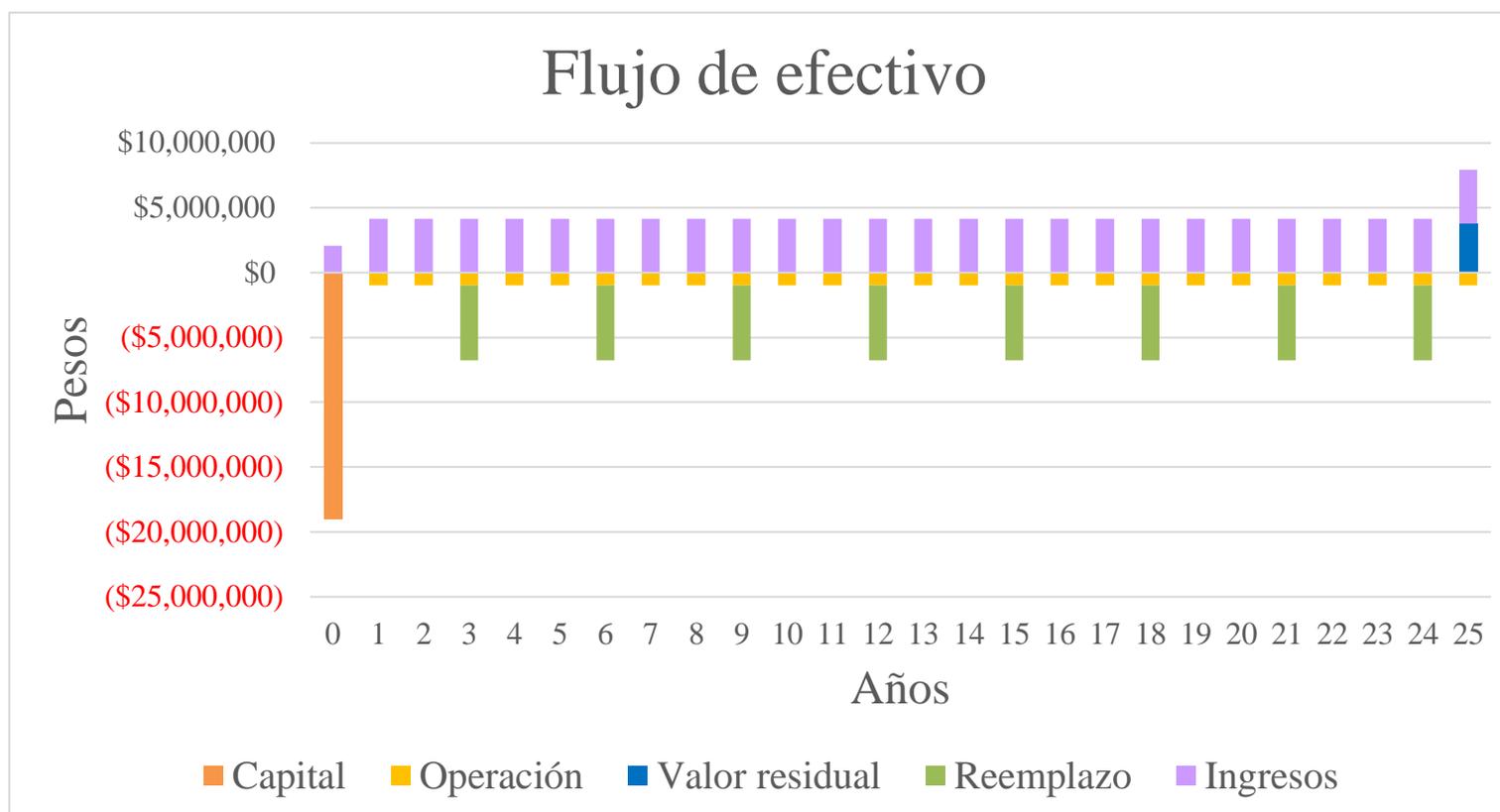


Fig. 4.45. Flujo de efectivo para el caso de estudio 1.

El VPN de este caso de estudio es de \$178,965.9204; el costo nivelado del sistema es de 3.25 $\$/kWh$, mientras que el costo nivelado únicamente del sistema PV es de 0.655 $\$/kWh$. La TIR también fue calculada, dando como resultado un rendimiento del 6%.

En la Fig. 4.46 se ilustra el perfil de potencia de salida proveniente del arreglo PV, donde puede observarse que noviembre, diciembre y enero son los meses donde el sistema PV presenta un menor rango de horas de generación. Por otro lado, desde junio hasta octubre son los meses donde se presenta la menor cantidad de generación eléctrica, condición que puede reafirmarse con lo exhibido en la Fig. 4.44.

Es evidente que, para satisfacer la demanda durante las horas sin sol o con baja irradiancia, el sistema tiene que sobredimensionarse, por lo que éste fue dimensionado a 1,202 kW mientras que la demanda pico es de 230.44 kW; de esta forma es posible suplir la carga demandada además de cargar las baterías para su funcionamiento durante la noche. Dado que el BESS representa los mayores costos de la micro red, se prefiere sobre dimensionar el sistema PV para disminuir el número de baterías.

En la Fig. 4.47 puede observarse la variación en el SOC a lo largo del día; este resultado es el esperado, pues en horas de nula producción solar, las baterías se descargan, mientras que durante las horas de sol, éstas se cargan. Las baterías alcanzan un nivel menor de carga en los meses que se presenta la menor producción energética por parte del sistema PV, es decir, entre junio y octubre. La optimización del sistema indica que, con el tamaño del BESS se tendrían 10.3 horas de autonomía.

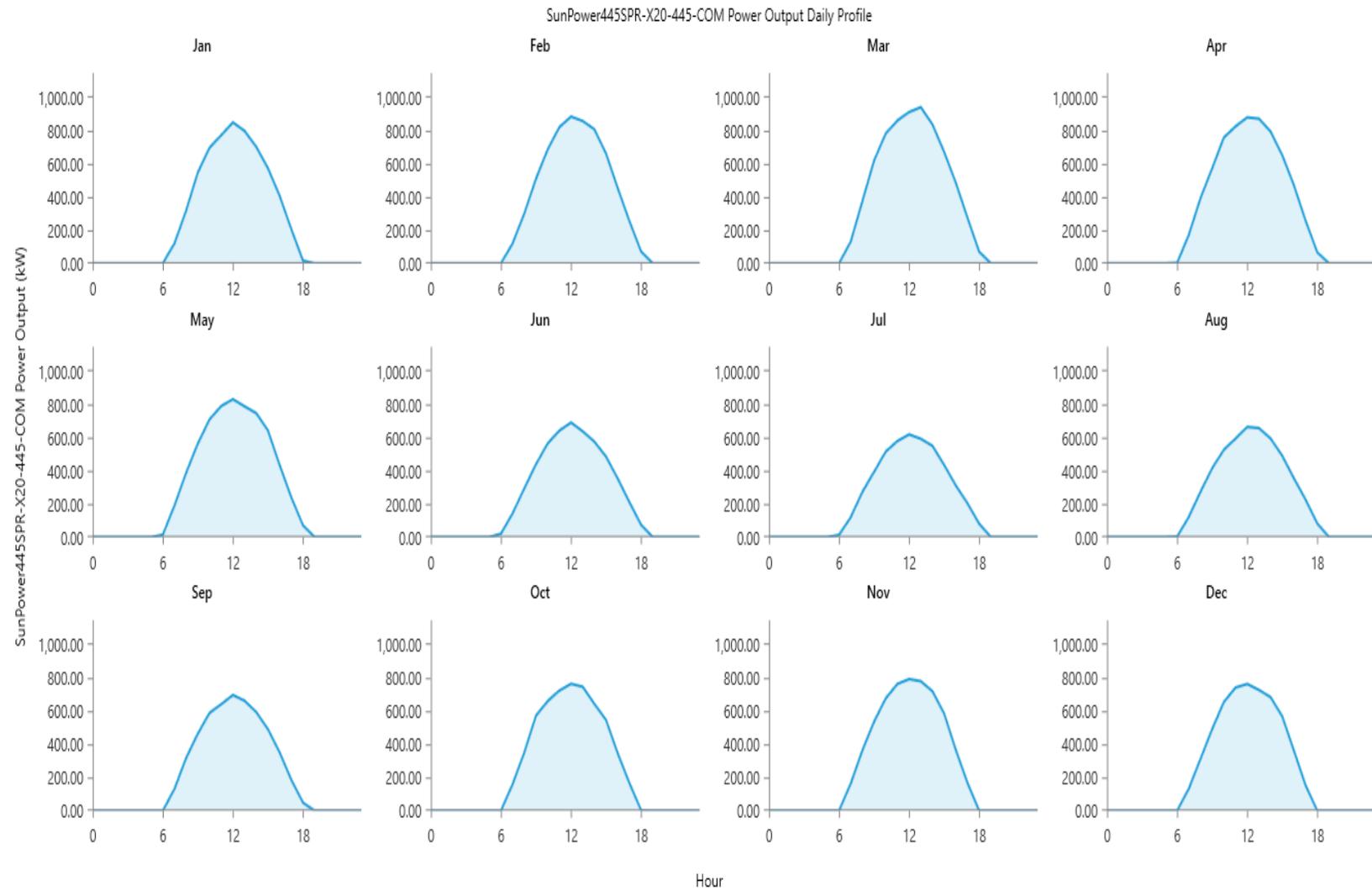


Fig. 4.46. Perfil de potencia de salida del sistema PV.

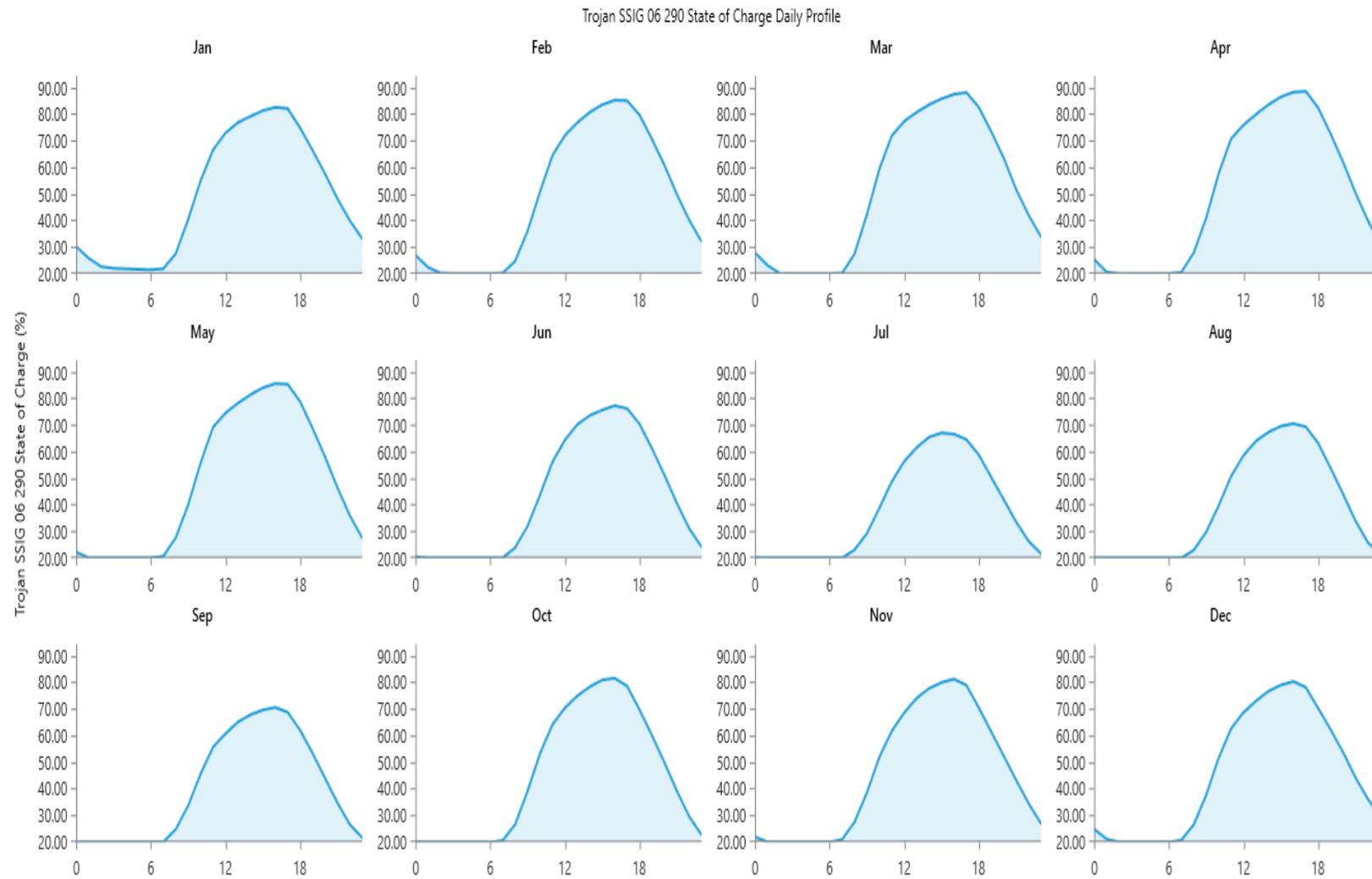


Fig. 4.47. Perfil del estado de carga del BESS.

4.3.2 Caso de estudio 2: abasteciendo el 30% de la demanda

Con la finalidad de satisfacer el 30% de la demanda total de Janitzio, para las condiciones de irradiancia, temperatura y horas de sol dadas inicialmente, se realiza la optimización del sistema; los resultados se muestran en la Tabla 4.7. Los costos son especificados de la misma manera que el caso anterior; estos pueden consultarse en la Tabla 4.5. El valor presente neto del sistema es mostrado en Tabla 4.8, del cual puede identificarse que el mayor costo del sistema es el costo de reemplazo de las baterías durante la vida del proyecto.

Tabla 4.7. Optimización del sistema para el 30% de la demanda total.

Componente	Nombre	Tamaño	Unidad
PV	SunPower445SPR-X20-445-COM	766	kW
Almacenamiento	Trojan SSIG 06 290	1160	Baterías

Tabla 4.8. Valor presente neto por componente del sistema para 30% de la demanda.

Nombre	Capital	O&M	Reemplazo	Valor residual	Total
SunPower445SPR-X20-445-COM	\$8.43M	\$2.97M	\$0.00	\$0.00	\$11.4M
Trojan SSIG 06 290	\$4.64M	\$6.33M	\$19.2M	-\$183,447	\$30.0M
Sistema	\$13.1M	\$9.31M	\$19.2M	-\$183,447	\$41.4M

La producción mensual promedio del arreglo PV es mostrada en la Fig. 4.48; de esta puede observarse que el mes que presenta la mejor producción eléctrica es el mes de marzo. Debido a que las condiciones climatológicas son las mismas que en el caso anterior, el perfil de producción y el comportamiento del SOC son similares, por lo cual no serán exhibidos. Conforme a los resultados para este sistema, se tendrían 10.9 horas de autonomía.

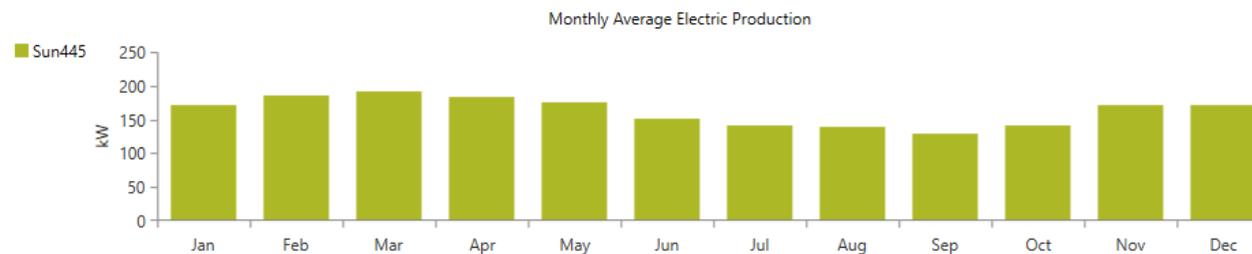


Fig. 4.48. Producción eléctrica mensual promedio del arreglo PV al 30% de la demanda.

Realizando la estimación de los ingresos que podrían obtenerse a partir de la venta de la energía eléctrica generada, se tiene el siguiente flujo de efectivo:

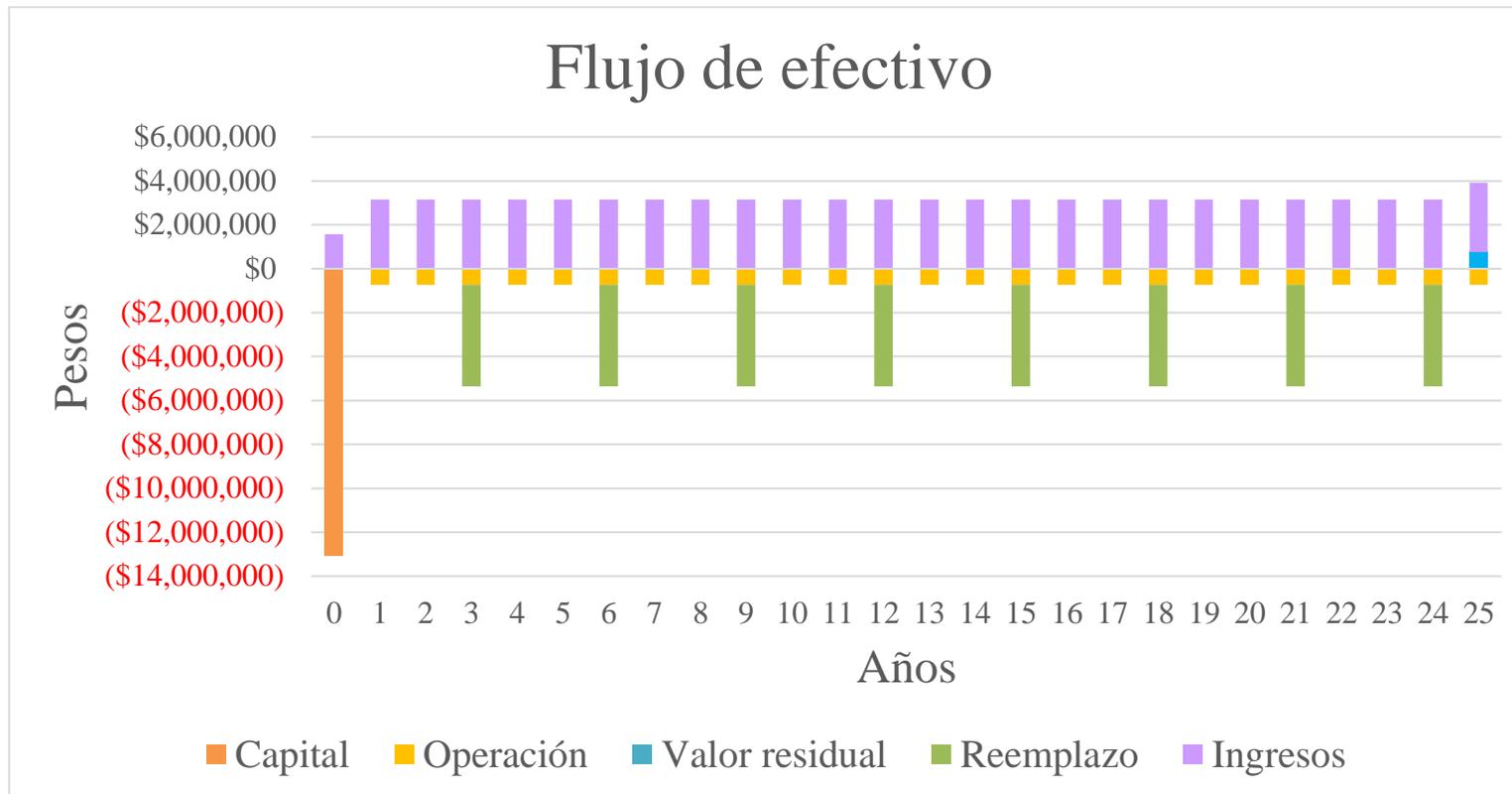


Fig. 4.49. Flujo de efectivo del caso de estudio 2.

El VPN del caso de estudio es de \$1,215,669.977; el costo nivelado del sistema es de 3.15 $\$/kWh$. La TIR de este caso de estudio es del 7%, exhibiendo un mejor desempeño que para el caso de estudio 1. El costo nivelado únicamente del sistema PV es de 0.619 $\$/kWh$, evidenciando así la gran aportación del BESS a los costos de la micro red.

4.4 DISCUSIÓN

A partir de los resultados presentados en los casos de estudio, es de interés observar la forma en que un dimensionamiento teórico del sistema PV dista del desempeño bajo condiciones reales de irradiancia y temperatura. Además, en este análisis no se han considerado situaciones como nubosidad, aspecto que disminuiría adicionalmente la generación eléctrica. La tensión de CD, sin embargo, muestra poca variación a lo largo del día, lo cual es un aspecto positivo, y que demuestra además la importancia de contar con un BESS.

Por otro lado, en el aspecto económico es posible distinguir como una mejor opción el resultado del caso de estudio que considera 30% de la demanda, puesto que el costo nivelado de generación, que resultó ser de 3.15 $\$/kWh$, es menor que en el caso de 40%, el cual fue de 3.25 $\$/kWh$. Esto puede ser explicado al considerar que, bajo las mismas condiciones de irradiancia, temperatura y horas de sol, al buscar tratar de cubrir un menor porcentaje de carga, la baja eficiencia en el arreglo PV afecta al sistema de una manera menos considerable que si se buscara cubrir toda la carga. Esto, evidentemente, repercute en los costos del sistema.

En el aspecto económico, el costo nivelado de la micro red se considera aceptable, tomando en cuenta que, de acuerdo con la SENER en su documento “Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026”, el costo nivelado de un sistema solar fotovoltaico instalado en techos está entre 22 a 44 centavos de dólar por *kWh*; tomando en cuenta un tipo de cambio de \$19 a enero del 2019, el costo nivelado sería de 8.36 *\$/kWh*, como máximo, y 4.18 *\$/kWh* como límite inferior [52]. En la propuesta de red, se obtuvo como mejor resultado un costo nivelado de 3.25 *\$/kWh*; si bien no han sido considerados en su totalidad todos los costos derivados de un proyecto de esta naturaleza, los más representativos han sido incluidos, por lo que el costo nivelado no se vería afectado de una manera drástica.

En la Tabla 4.9 se muestran los costos nivelados de energía generada típicos a partir de fuentes renovables (*USD/kWh*); en este gráfico se evidencia los sistemas PV aislados de la red, son los más costosos dentro de la variedad de aplicaciones a partir de la energía solar, tanto en el costo nivelado de generación como en los costos de inversión [52].

Tabla 4.9. Costos nivelados de energía de generación de energía renovable a partir de sistemas PV.

Tecnología	Costo de capital (USD/kW)	Costo nivelado de generación (US¢/kWh)
Solar PV (techos)	2,480 – 3,270	22-44
Solar PV (Centrales)	1,830 – 2,350	20-37

Otro aspecto importante en la cuestión económica que debe ser resaltado, es el alto costo de los BESS en contraste con el costo de los sistemas PV. En los sistemas analizados, los costos derivados del BESS representan más del doble que los costos del sistema PV; esto abre otro tema de interés, como el desarrollo de nuevas tecnologías en los BESS que tengan un mejor rendimiento que la opción presentada en esta tesis, o que resulten en una mayor viabilidad desde el punto de vista económico, puesto que para un sistema aislado, los BESS son indispensables.

Debido a los altos costos de los BESS, y como parte de un trabajo futuro, es de interés observar el desempeño de la micro red de manera interconectada, en la cual la generación proveniente del sistema PV se dé únicamente durante horas de sol, mientras que por las noches la demanda sea cubierta por la Red principal; sin embargo, esto conlleva otro tipo de análisis que en esta tesis no serán tratados.

5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

Con lo presentado a lo largo de esta tesis, se resaltan diferentes aspectos descritos a continuación.

En el aspecto técnico, se presentaron retos relacionados al dimensionamiento del sistema con base en las condiciones climáticas de Janitzio. Se evidenció que una micro red aislada, requiere de un soporte importante por parte del BESS. Además, debido a que Janitzio cuenta con una irradiancia pico menor a 1000 W/m^2 durante el año, el desempeño del sistema PV fue inferior al esperado. Por esta razón, fue necesario experimentar con el número de elementos requeridos para adecuarse a la demanda de la isla.

Con los casos de estudios planteados, fue posible observar la importancia del BESS en la estabilización del bus de CD; y por otro lado, se exhibe que la dinámica que tiene el comportamiento del sistema no solo está en función las condiciones de irradiancia y temperatura, sino también de la potencia demandada. El uso del convertidor bidireccional permitió el intercambio de potencia entre el BESS y la red, y viceversa.

En el aspecto económico, la micro red propuesta está dentro del rango de valores típicos de costo nivelado de un sistema de esa naturaleza; si bien el costo de la energía a partir de un sistema PV es mayor al costo de la energía proveniente de fuentes tradicionales, en situaciones donde la energía es requerida en locaciones remotas, como lo es una isla o comunidades lejanas al sistema de transmisión eléctrica, la instalación de este tipo de sistemas es una opción viable. De manera particular, puede considerarse que la micro red propuesta para la Isla de Janitzio es económicamente viable, sin embargo, este estudio no considera todas las variables implicadas, por lo cual, para obtener un valor más cercano al que realmente representaría el sistema, es necesario considerar condiciones de sombreado parcial, suciedad y envejecimiento en los paneles PV, efectos de la temperatura en el desempeño del SOC, pérdidas en conductores, entre otros [53].

Con los resultados mostrados en tesis, se tiene un panorama general del diseño y los costos derivados de una micro red de CD aislada en la Isla de Janitzio, lo cual permite marcar un precedente para proyectos futuros de esta naturaleza; sin embargo, el estudio debe ser complementado con otros aspectos, como lapsos de nubosidad y cómo esta condición repercute en el dimensionamiento y costos del sistema, entre otras consideraciones técnicas importantes en un sistema PV aislado.

5.2 TRABAJOS FUTUROS

- Estudiar el efecto en el sistema de lapsos de nubosidad y suciedad en los paneles PV, y cómo estos factores repercuten en los costos.
- Considerar el uso de otro tipo de algoritmo MPPT y comparar su rendimiento con el del algoritmo P&O.
- Analizar la interacción de la micro red de manera interconectada a la Red principal, y cómo involucrar este tipo de sistema con el desarrollo de las REI; esto conlleva a entrar en temas como dispositivos de medición y protecciones eléctricas en micro redes.
- Realizar estudios de *forecasting*.
- Desarrollar un programa de cálculo de costos que sea capaz de reemplazar el uso del software *HOMER Pro*.
- Investigar la forma de realizar un estudio como el que fue presentado en esta tesis, usando únicamente software libre.
- Analizar la forma en que participaría la generación con fuentes renovables de energía bajo las reglas del mercado eléctrico.

6 ANEXOS

6.1 CÓDIGO IMPLEMENTADO EN *MATLAB/SIMULINK* DEL ALGORITMO P&O.

```
function D = PandO(V, I, s)

persistent D_anterior P_anterior V_anterior

%Se fijan valores iniciales en caso de ser la primera pasada
if isempty(D_anterior)
    D_anterior = 0.7;
    V_anterior = 0;
    P_anterior = 0;
end

delta_D = 0.0001;

%Datos que se leen
P = V*I;

%Se implementa el algoritmo para evaluar los valores censados y hacer los
%cambios según se requiera
if (P-P_anterior) ~= 0
    if (P-P_anterior) > 0
        if (V-V_anterior) > 0
            D = D_anterior - delta_D;
        else
            D = D_anterior + delta_D;
        end
    else
        if (V-V_anterior) > 0
            D = D_anterior + delta_D;
        else
            D = D_anterior - delta_D;
        end
    end
else
    D = D_anterior;
end

%Se actualizan los valores
D_anterior = D;
V_anterior = V;
P_anterior = P;
```

6.2 HOJA DE DATOS DEL PANEL PV



X-SERIES RESIDENTIAL SOLAR PANELS SUPPLEMENTARY TECHNICAL SPECIFICATIONS

APPLIES TO: SPR-X21-470-COM, SPR-X21-460-COM, SPR-X20-445-COM, SPR-X22-370, SPR-X22-370-COM, SPR-X22-360, SPR-X22-360-COM, SPR-X21-350-BLK, SPR-X21-345, SPR-X21-345-COM, SPR-X21-335-BLK, SPR-X21-335, SPR-X20-327-BLK, SPR-X20-327, SPR-X20-327-COM

TESTS AND CERTIFICATIONS		WARRANTY, IMPACT RESISTANCE, FUSE RATING, J-BOX	
Standard tests	UL 1703, Type 2 UL Module Fire Rating, IEC61215, IEC61730, Class C IEC Fire Rating	WARRANTIES	25-YEAR LINEAR POWER WARRANTY 25-YEAR LIMITED PRODUCT WARRANTY
Quality tests	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015		SPV AND NPC MODULES CARRY A DIFFERENT PRODUCT WARRANTY
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, C2C (Cradle to Cradle), Recycle Scheme, WEEE, REACH SVHC-163, lead free	Impact Resistance	(hail) 25mm (1 inch) diameter at 23 m/s (52 mph)
Ammonia test	IEC 62716	Max Series Fuse	15 Amp rating
Salt-spray test	IEC 61701 (max. severity)	Connectors	MC4 compatible; cable length 1000mm (96 cell) and 1230mm (128 cell)
PID test	Potential-Induced Degradation free:1000V	Junction Box	JBox, IP 65, no larger than (cm) 2.5 x 11.5 x 13.1. For specifics, contact regional sales team
Max Load	<p>128c (Gen 4 frame) Wind: 50 psf, 2400 Pa, 244 kg/m² front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 500 kg/m² front</p> <p>96c (Gen 3 frame) Wind: 50 psf, 2400 Pa, 244 kg/m² front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 500 kg/m² front</p> <p>96 cell (Gen 5 frame) Wind: 62 psf, 3000 Pa, 305 kg/m² front & back Snow: 125 psf, 6000 Pa, 611 kg/m² front</p>		
Operating Temps	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)		

X-SERIES MAJOR GLOBAL MARKET LISTINGS			
Commercial & Residential Modules	72-Cell Modules	96-Cell Modules	128-Cell Modules
Major Market Listings*	CEC, UL, TUV, MCS	CEC, UL, TUV, MCS, FSEC	UL, TUV, CEC

*Platforms options available in listed markets, but every individual sku may not be available in each referenced market

PLATFORM ELECTRICAL DATA, STC

Module	Platform (Number of cells)	Nominal Power	Power Tolerance (%)	At Standard Test Conditions					
				Rated Voltage Vmp (V)	Rated Current Imp (A)	Open Circuit Voltage Voc (V)	Short Circuit Current, Isc (A)	Max System Voltage UL Vmax (V)	Max System Voltage IEC Vmax (V)
SPR-X21-470-COM	128	470	+5/-0	77.6	6.06	91.5	6.45	1000	1000
SPR-X21-460-COM	128	460	+5/-0	77.3	5.95	90.5	6.39	1000	1000
SPR-X20-445-COM	128	445	+5/-0	76.5	5.82	90.0	6.24	1000	1000
SPR-X22-370	96	370	+5/-0	59.1	6.26	69.5	6.66	600	1000
SPR-X22-370-COM	96	370	+5/-0	59.1	6.26	69.5	6.66	1000	1000
SPR-X22-360	96	360	+5/-0	59.1	6.09	69.5	6.48	600	1000
SPR-X22-360-COM	96	360	+5/-0	59.1	6.09	69.5	6.48	1000	1000
SPR-X21-350-BLK	96	350	+5/-0	57.3	6.11	68.2	6.50	600	1000
SPR-X21-345	96	345	+5/-0	57.3	6.02	68.2	6.39	600	1000
SPR-X21-345-COM	96	345	+5/-0	57.3	6.02	68.2	6.39	1000	1000
SPR-X21-335-BLK	96	335	+5/-0	57.3	5.85	67.9	6.23	600	1000
SPR-X21-335	96	335	+5/-0	57.3	5.85	67.9	6.23	600	1000
SPR-X21-335-COM	96	335	+5/-0	57.3	5.85	67.9	6.23	1000	1000
SPR-X20-327-BLK	96	327	+5/-0	57.3	5.71	67.6	6.07	600	1000
SPR-X20-327	96	327	+5/-0	57.3	5.71	67.6	6.07	600	1000
SPR-X20-327-COM	96	327	+5/-0	57.3	5.71	67.6	6.07	1000	1000

6.3 HOJA DE DATOS DE LA BATERÍA



DATA SHEET

SOLAR
TRUE DEEP-CYCLE SIGNATURE

MODEL SSIG 06 290
 VOLTAGE 6V
 CAPACITY 290Ah @ 100Hr
 MATERIAL Polypropylene
 DIMENSIONS Inches (mm)
 BATTERY Deep-Cycle Flooded/Lead Acid Battery
 COLOR Maroon
 WATERING HydroLink (Optional)



PRODUCT + PHYSICAL SPECIFICATIONS

Model	Terminal Type ^B	Dimensions ^B Inches (mm)			Weight ^E Lbs. (kg)	HydroLink or SPWK	Handles
		Length	Width	Height ^C			
SSIG 06 290	1	10.30 (262)	7.13 (181)	11.48 (292)	72 (33)	HydroLink	Embedded

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Voltage	Capacity ^A Amp-Hours (Ah)					Energy (kWh)
	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr	
6V	243	265	271	281	290	1.74

CHARGING INSTRUCTIONS

Charger Voltage Settings (at 77°F/25°C)				
System Voltage	6V	12V	24V	48V
Maximum Charge Current (% of C ₂₀ Rate)*	13%			
Maximum Absorption Phase Time (hours)	4			
Absorption Voltage **	7.35	14.70	29.40	58.80
Float Voltage	6.75	13.50	27.00	54.00
Equalization Voltage	8.10	16.20	32.40	64.80

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

*If charging time is limited contact Trojan Technical Support for assistance.

**In cases where controller has a bulk voltage setting, use absorption voltage setting above.

6.4 FAMILIARIZACIÓN CON EL ENTORNO DE *HOMER Pro*

Con la finalidad de ilustrar el uso del software *HOMER Pro*, se muestra a continuación una pequeña guía para usuarios no familiarizados con esta herramienta.

Inicialmente se identifica la ventana principal, mostrada en la Fig. 6.1, donde para familiarizarse con el entorno, se puede tomar la opción “*Take Tour*”, o para realizar un proyecto paso a paso con ayuda del software se puede tomar la opción “*Start Wizard*”.

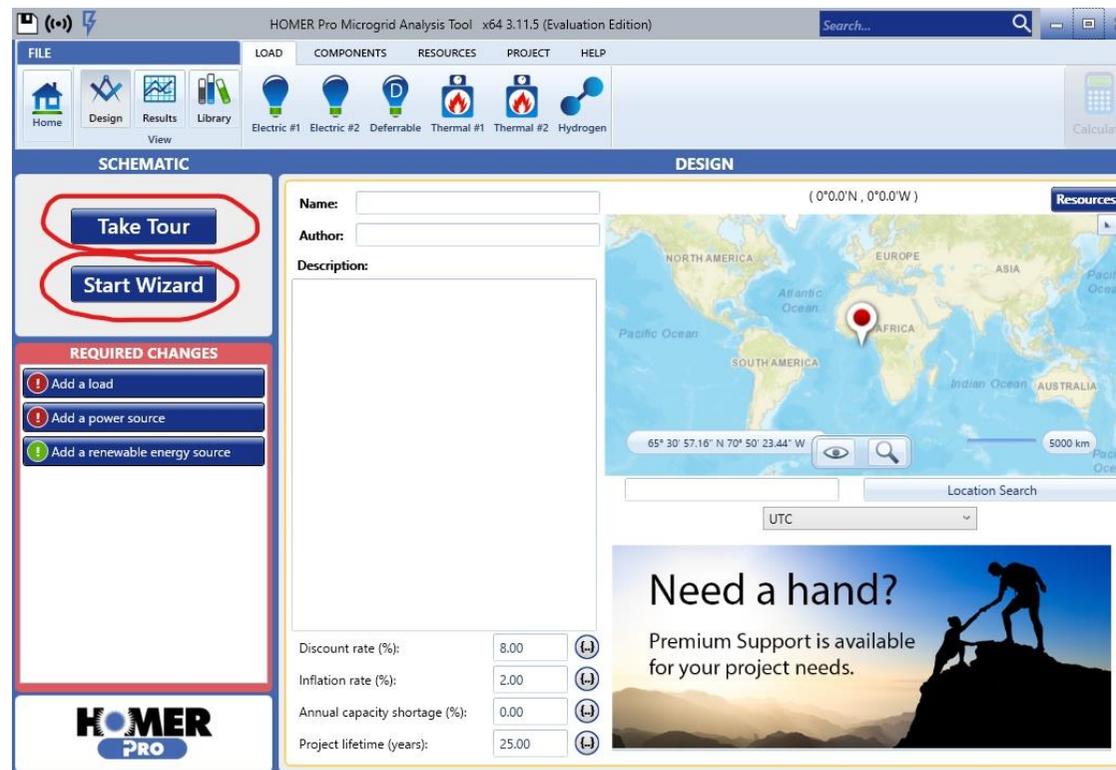


Fig. 6.1. Ventana principal de *HOMER Pro*.

Para realizar un proyecto con ayuda del programa (seleccionando la opción *start wizard*), como primer paso, ilustrado en la Fig. 6.2, se ingresa la ubicación donde se hará el estudio en la parte de “*set location*”. Se especifican, además, el título del proyecto y la tasa de descuento, relacionada con los aspectos financieros que requiere *HOMER Pro* para realizar la optimización.

Fig. 6.2. Primer paso del modo wizard.

Posteriormente se especifica el perfil de la carga, mostrado en la Fig. 6.3, así como el dato de demanda promedio y el mes en el que se presenta la demanda pico.

Fig. 6.3. Segundo paso del modo wizard.

Como paso siguiente, se da información acerca de la red respecto a cuestiones económicas, como el costo de la compra y venta de energía en caso de que el sistema esté conectado, y si es posible dicha venta. Esto puede observarse en la Fig. 6.4.

Fig. 6.4. Tercer paso del modo wizard.

En el siguiente paso, mostrado en la Fig. 6.5, se ingresan datos del generador deseado, aunque posteriormente se puede remover y permanecer únicamente la generación con renovables.

Fig. 6.5. Cuarto paso del modo wizard.

En la siguiente parte, ilustrada en la Fig. 6.6 se elige el equipo para la generación eólica y los costos para ésta y para la solar.

Fig. 6.6. Quinto paso del modo wizard.

El siguiente paso consiste en elegir el sistema de almacenamiento y especificar su costo. La ventana correspondiente se muestra en la Fig. 6.7.

Fig. 6.7. Sexto paso del modo wizard.

Por último, se verifica la información y *HOMER Pro* calcula diversas opciones de optimización. Este proceso demora varios minutos. La visualización de este proceso es mostrada en la Fig. 6.8.

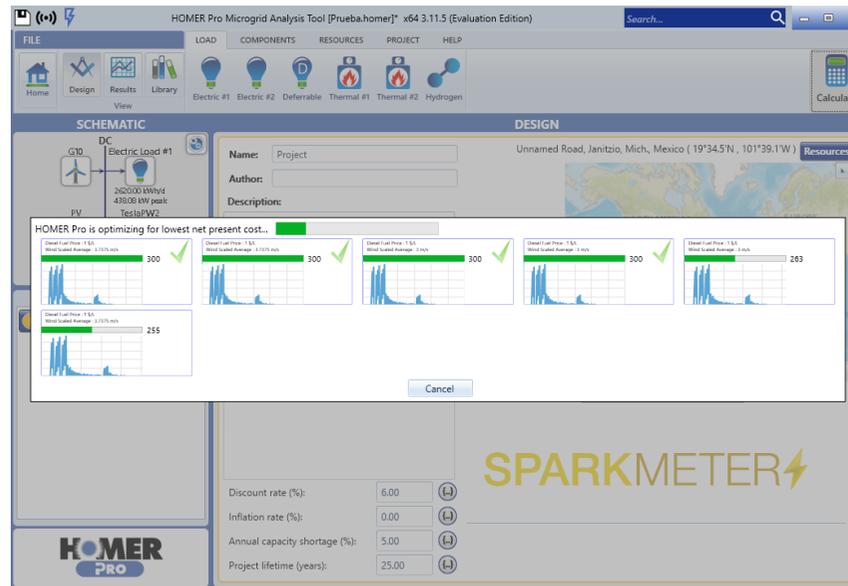


Fig. 6.8. Ventana de previsualización del proceso de optimización.

Nota: El sistema generado aparecerá en la ventana *schematic*, y seleccionando cada elemento se pueden modificar sus parámetros o eliminarlos del sistema. Por ejemplo, se puede eliminar el generador y colocar todos los elementos en CD. Ante cada cambio en el sistema, se deberá volver a calcular para obtener los resultados adecuados de optimización.

Ejemplo 1: Se realiza el sistema mostrado en la Fig. 6.9.

Se incluye un convertidor de CD/CA, en el que se especifica considerar una capacidad de 3 kW, 5kW o ambos, según el resultado de la optimización. La carga se considera de 1.1 kWh/d. Se integran dos paneles fotovoltaicos, de 2.2 kW y 4.2 kW de capacidad. Se integra una turbina eólica de 1.8 kW de capacidad. Se indica que el sistema está conectado a la red, pero no puede venderle energía. Los datos respecto a costos no fueron modificados de los valores predeterminados.

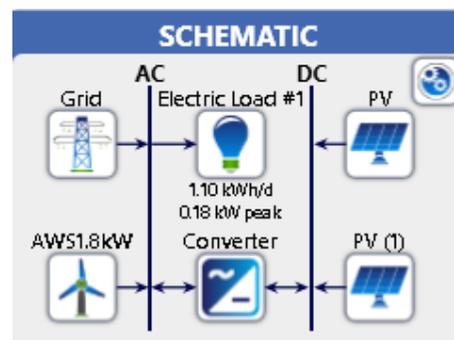


Fig. 6.9. Esquemático correspondiente al sistema del ejemplo 1.

Como resultado de optimización se generaron diversas opciones, destacando como la mejor opción económica, la correspondiente a la primera fila de resultados, puesto que es la que tiene un menor costo a tiempo presente y costo por kWh generado; los datos pueden observarse en la Fig. 6.10.

The screenshot shows the HOMER Pro Microgrid Analysis Tool interface. The 'RESULTS' tab is active, displaying two tables: 'Sensitivity Cases' and 'Optimization Results'.

Sensitivity Cases Table:

Sensitivity		Architecture							Cost				
Diesel Fuel Price (\$/L)	Wind Scaled Average (m/s)	PV (kW)	PV (1) (kW)	AWS1.8kW	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac. (%)	Total Load (L)
0.500	3.74	2.20	2.20	999,999	3.00	CC	\$1.59	\$8,183	\$53.47	\$7,500	81.2	0	
0.500	3.00	2.20	2.20	999,999	3.00	CC	\$1.59	\$8,183	\$53.47	\$7,500	81.5	0	
0.500	8.00	2.20	2.20	999,999	3.00	CC	\$1.59	\$8,183	\$53.47	\$7,500	81.6	0	
1.00	3.74	2.20	2.20	999,999	3.00	CC	\$1.59	\$8,183	\$53.47	\$7,500	92.5	0	
1.00	3.00	2.20	2.20	999,999	3.00	CC	\$1.59	\$8,183	\$53.47	\$7,500	92.6	0	

Optimization Results Table:

Architecture							Cost				System	
PV (kW)	PV (1) (kW)	AWS1.8kW	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac. (%)	Total Load (L)	
2.20	2.20	1	999,999	3.00	CC	\$1.59	\$8,183	\$53.47	\$7,500	81.2	0	
4.20	4.20	1	999,999	3.00	CC	\$2.81	\$14,438	\$73.34	\$13,500	81.5	0	
4.20	2.20	1	999,999	3.00	CC	\$4.15	\$21,318	\$95.32	\$20,100	81.6	0	
2.20	2.20	1	999,999	3.00	CC	\$6.47	\$33,194	\$601.91	\$25,500	92.5	0	
4.20	4.20	1	999,999	3.00	CC	\$7.69	\$39,450	\$621.86	\$31,500	92.6	0	
4.20	2.20	1	999,999	3.00	CC	\$9.03	\$46,331	\$643.85	\$38,100	92.6	0	

Fig. 6.10. Ventana de resultados de la optimización del ejemplo 1.

El balance financiero para esa opción puede verse en la Fig. 6.11.

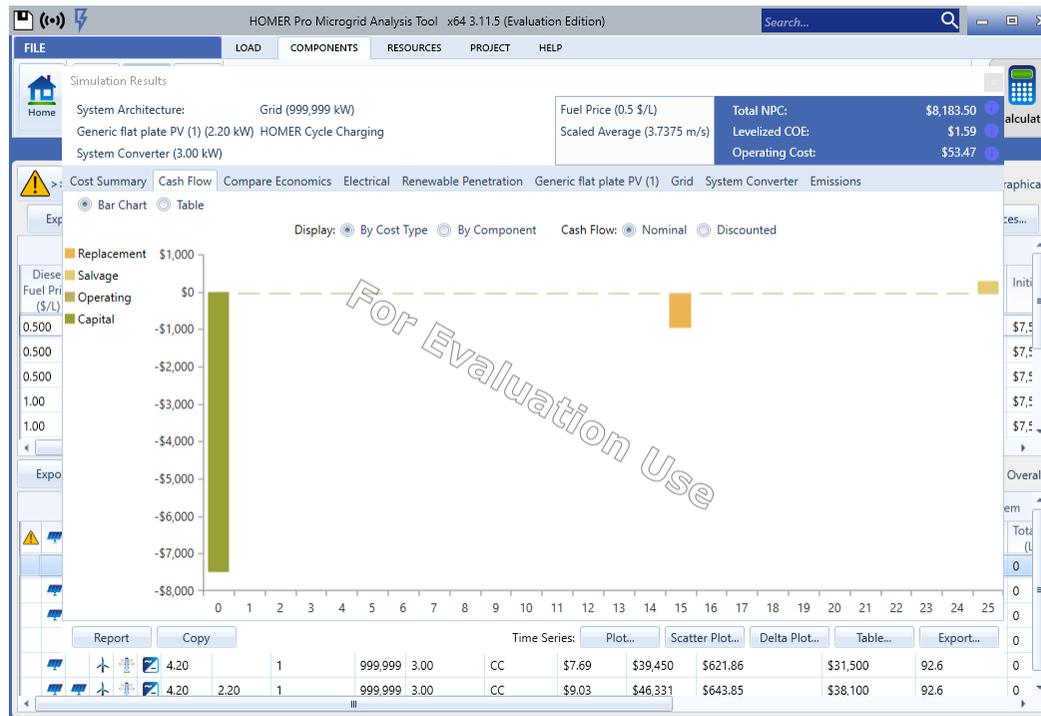


Fig. 6.11. Resultados del balance financiero para la optimización del ejemplo 2.

La comparativa de generación por elemento muestra que el 98% de la generación se dará mediante paneles fotovoltaicos, y el resto será comprado a la red a la cual está conectado el sistema. Estos datos se muestran resultados en la Fig. 6.12.

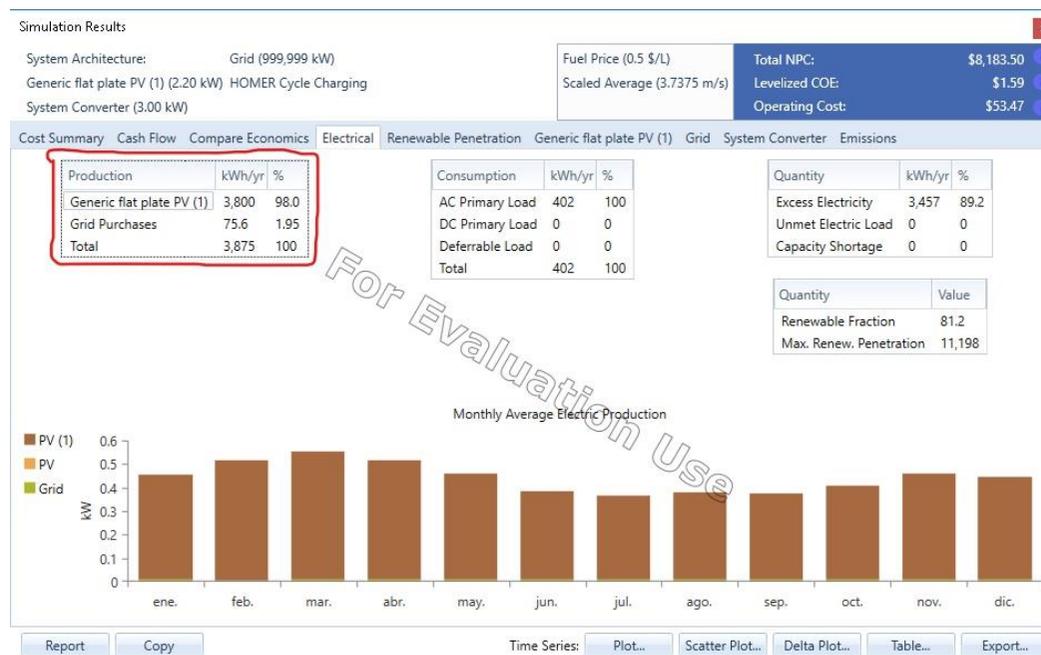


Fig. 6.12. Resultados de la generación promedio para la optimización del ejemplo 1

La diferencia entre la cantidad de generación realizada por los paneles fotovoltaicos y la compra a la red también se ve reflejada en el aspecto económico, donde la mayor parte de los costos son derivado del uso de los paneles, como puede verse en la Fig. 6.13.

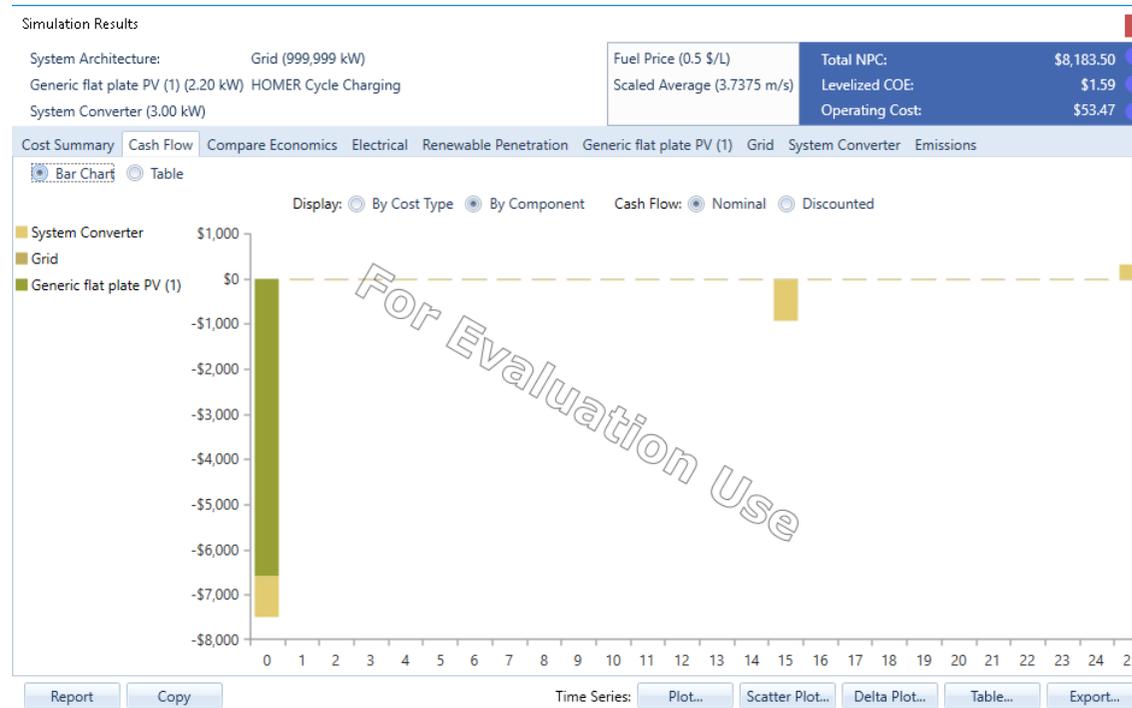


Fig. 6.13. Resultados del balance financiero por tipo de generación para la optimización del ejemplo 1.

Como se observa en esta guía, el usuario puede familiarizarse de manera sencilla con este software, ya que es intuitivo, ofrece un catálogo de elementos a utilizar, y permite tener acceso a la información de cada proceso que realiza.

REFERENCIAS

1. CIGRE. Report on behalf of the Technical Committee. "Network of the Future", Electricity Supply Systems of the Future, Electra, No 256, 2011.
2. E. V. Martinez y J. A. De La O Serna, "Smart grids Part 1: Instrumentation challenges," in IEEE Instrumentation & Measurement Magazine, vol. 18, no. 1, pp. 6-9, Febrero 2015.
3. SENER. "Reporte de avance de energías limpias, primer semestre 2017", México, 2017.
4. L. Schmitt, S. Kayal y J. Kumar, "Microgrids and the future of the European city", 2014 Saudi Arabia Smart Grid Conference (SASG), Jeddah, 2014, pp. 1-3
5. F. Zhang et al., "Advantages and challenges of DC microgrid for commercial building a case study from Xiamen university DC microgrid," in 2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Atlanta, GA, 2015, pp. 355-358
6. A. A. Karaghoulis y L.L. Kazmerski. "Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software", NREL, USA, 2010.
7. M. H. F. Ahamed, U. D. S. D. Dissanayake, H. M. P. De Silva, H. R. C. G. P. Pradeep y N. W. A. Lidula, "Modelling and simulation of a solar PV and battery based DC microgrid system," in 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT), Chennai, 2016, pp. 1706-1711.
8. S. Konar y A. Ghosh, "Interconnection of islanded DC microgrids," in 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Brisbane, QLD, 2015, pp. 1-5.
9. J. Hofer, B. Svetozarevic y A. Schlueter, "Hybrid AC/DC building microgrid for solar PV and battery storage integration," in 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Nuremberg, 2017, pp. 188-191.
10. C. Phurailatpam, R. Sangral, B. S. Rajpurohit, S. N. Singh y F. G. Longatt, "Design and analysis of a DC microgrid with centralized Battery Energy Storage System," in 2015 Annual IEEE India Conference (INDICON), New Delhi, 2015, pp. 1-6.
11. M. Kumar, S. N. Singh y S. C. Srivastava, "Design and control of smart DC microgrid for integration of renewable energy sources," in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012, pp. 1-7.
12. J. Grant, "Design and Simulation of a DC Microgrid for a Small Island in Belize", M.S. thesis, Reykjavík University Library, 2018.
13. CENACE. "Plan estratégico 2017-2021", México, 2017.
14. A. Pennington, "LVDC projects pave the way for standardization", julio 2017 (Disponible en <https://iecetech.org/issue/2017-07/Tried-and-tested>).
15. SENER. "99 por ciento de cobertura eléctrica nacional en 2018: PJC", noviembre 2017. (Disponible en <https://www.gob.mx/sener/prensa/99-por-ciento-de-cobertura-electrica-nacional-en-2018-pjc>)

16. N. Hatziargyriou, "The Microgrids Concept," in *Microgrids: Architectures and Control*, IEEE, 2014, pp.
17. C. Ju y P. Wang, "Energy management system for microgrids including batteries with degradation costs," in 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Wollongong, NSW, 2016, pp. 1-6.
18. L. E. Zubieta, "Power management and optimization concept for DC microgrids," *2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Atlanta, GA, 2015, pp. 81-85.
19. D. W. Hart. "Power Electronics", Indiana, McGraw Hill, 2011.
20. M. H. Rashid. "Power electronics handbook", 3^a ed., Florida, Butterworth-Heinemann, 2011.
21. F. A. Farret; M. G. Simões, "Photovoltaic Power Plants," in *Integration of Alternative Sources of Energy*, IEEE, 2006, pp.
22. R. Messenger y A. Abtahi. "Photovoltaic Systems Engineering", 4^a ed., Boca Raton ,CRC Press,, 2017.
23. G. M. Masters, "Photovoltaic Materials and Electrical Characteristics," in *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, IEEE, 2004.
24. S. Yilmaz, A. Yilmaz, M. Gunes y H.R. Oskaliz, "Two Diode Model Performance Analysis of Photovoltaic Panels", in *International Journal of Engineering Trends and Technology*, IJETT Journal, 2013.
25. G. M. Masters, "Photovoltaic Systems," in *Renewable and Efficient Electric Power Systems* , IEEE, 2004.
26. J. H. Sánchez, "Definición y aplicación de modelos promediados dinámicos de sistemas fotovoltaicos para estudios de su integración en sistemas de potencia", Tesis de Ing., UNAM, México, 2018.
27. H. Abu-Rub; M. Malinowski; K. Al-Haddad, "Photovoltaic Energy Conversion Systems," in *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications* , , IEEE, 2014, pp.
28. F. A. Farret; M. G. Simões, "Storage Systems," in *Integration of Alternative Sources of Energy*, IEEE, 2006, pp.
29. R. G. Morales, "Integración de sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías para estudios de estabilidad transitoria en sistemas multimáquinas", Tesis de Maestría, UNAM, México, 2019
30. M. Becherif, M. C. Péra, D. Hissel y S. Jemeï, "Estimation of the lead-acid battery initial state of charge with experimental validation," 2012 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Seoul, 2012, pp. 469-473.
31. N. Jantharamin and L. Zhang, "A new dynamic model for lead-acid batteries," 2008 4th IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives, York, 2008, pp. 86-90.
32. W. S. Putra, B. R. Dewangga, A. Cahyadi and O. Wahyunggoro, "Current estimation using Thevenin battery model," Proceedings of the Joint International Conference on Electric Vehicular Technology and Industrial, Mechanical, Electrical and Chemical Engineering (ICEVT & IMECE), Surakarta, 2015, pp. 5-9.
33. T. Xia, M. Li, P. Zi, L. Tian, X. Qin y N. An, "Modeling and simulation of Battery Energy Storage System (BESS) used in power system," *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Changsha, 2015, pp. 2120-2125.

34. L. Zhen-hai y J. Chang-peng, "Application of Improved PID Algorithm in the Battery Charge Control System," 2010 International Conference on Challenges in Environmental Science and Computer Engineering, Wuhan, 2010, pp. 190-192.
35. "Pátzcuaro Michoacán". (Disponible en <https://www.visitmexico.com/es/actividades-principales/patzcuaro/paseo-en-lancha-a-la-isla-de-janitzio>).
36. Solargis. "The World Bank, Solar resource data: Solargis", 2017. (Disponible en <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/mexico>).
37. IEEE Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems," in IEEE Std 1562-2007 , vol., no., pp.i-22, 12 May 2008
38. NASA, "POWER Data Access Viewer". (Disponible en <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>).
39. IEEE , "Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems," IEEE Std 1013-2007 (Revision of IEEE Std 1013-2000), vol., no., pp.1-55, 20 July 2007}
40. M. C. Padilla. "Formulación y evaluación de proyectos", 2ª ed., Bogotá, ECOE ediciones, 2011.
41. SEGOB. "Lineamientos para la elaboración y presentación del Informe de ejecución y Evaluación ex post de los programas y proyectos de inversión, proyectos de infraestructura productiva de largo plazo y proyectos de asociaciones público privadas de la Administración Pública Federal", abril 2016. (Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5435451&fecha=29/04/2016).
42. NREL. "Comparative PV LCOE Calculator Documentation". (Disponible en <https://www.nrel.gov/pv/lcoe-calculator/documentation.html>).
43. V. W Andía, "Indicador de Rentabilidad de Proyectos: el Valor Actual Neto (VAN) o el Valor Económico Agregado (EVA)". Industrial Data, 2011. (Disponible en <http://universitaria.p.redalyc.org/articulo.oa?id=81622582003>).
44. DOE Office of Indian Energy. "Levelized Cost of Energy (LCOE)". (Disponible en <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>).
45. A. Santiago, J.M. Sautto, C.N. Bouza y A Montaña. "Estimación del costo nivelado por generación de energía eléctrica en aerogeneradores: evidencia empírica de México". Universidad de Granada, España, 2015.
46. IEEE Guide for Selecting, Charging, Testing, and Evaluating Lead-Acid Batteries Used in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems," in IEEE Std 1361-2014 (Revision of IEEE Std 1361-2003), vol., no., pp.1-39, 16 June 2014.
47. HOMER Energy, "How HOMER Calculates Clearness Index". (Disponible en https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_clearness_index.html).
48. M. Kamalirad, H. Iman-Eini y B. Farhangi, "A bidirectional buck-boost bipolar DC/DC converter with inductive dc link," 2018 9th Annual Power Electronics, Drives Systems and Technologies Conference (PEDSTC), Tehran, 2018, pp. 324-329.

49. CFE, “Nuevo esquema tarifario (Diciembre 2017-2019)”. (Disponible en: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Casa.aspx>).
50. R. Fu, et al. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark. NREL, Denver, 2017.
51. Lazard, “Lazard’s levelized cost of storage”, Nueva York, diciembre 2016.
52. SENER, “Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026”, México, 2012.
53. CENACE, “Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”, Diario Oficial de la Nación, México, 2015.