

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Electrónica,
Robótica y Automática

Implementación de Control predictivo en la
Microrred de la Universidad de Cuenca en Ecuador

Autor: José F. Charry Villamagua

Tutor: Carlos Bordons Alba

Tutor externo: Luis G. González Morales

Dpto. de Sistemas y Automática
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Electrónica, Robótica y Automática

Implementación de Control predictivo en la Microrred de la Universidad de Cuenca en Ecuador

Autor:

José Fernando Charry Villamagua

Tutor:

Carlos Bordons Alba

Luis Gerardo González Morales

Dpto. de Sistemas y Automática
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Carrera: Implementación de Control predictivo en la Microrred de la Universidad de Cuenca
en Ecuador

Autor: José Fernando Charry Villamagua

Tutor: Carlos Bordons Alba

Luis Gerardo González Morales

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

A mis amigos

Agradecimientos

Agradezco a la vida por haberme traído por rumbos desconocidos hasta aquí. A mi familia por ser esa ancla que me permite avanzar y no retroceder, me ayuda a tener los pies en la tierra y los sueños en las nubes, en especial a mis padres, que con su amor me dan ánimos y me inspiran a superarme. A Carlos Bordons por haber aceptado dirigir mi trabajo de fin de máster, por el tiempo invertido y el conocimiento transferido, a Luis González que fue mi maestro y se ha convertido en amigo, un ejemplo como profesional y persona. A mis amigos por estar lejos y cerca, brindan esa chispa a mi vida.

Una mención especial a las personas que conforman el gran equipo del Laboratorio de la Microrred Balzay de la Universidad de Cuenca en Ecuador, por la ayuda brindada con el soporte y logística, ya que este es un gran centro de investigación y formación tanto universitaria como profesional.

José Fernando Charry Villamagua

Sevilla, 2021

Resumen

Al manejar modelos de energía centralizada, el impacto ambiental en la zona implantada crece, por lo que es necesario cambiar de paradigma y tener modelos de generación distribuida, donde se hace imprescindible el uso de estrategias nuevas de control. En este trabajo se plantea un algoritmo de control predictivo en la microrred de la Universidad de Cuenca en Cuenca-Ecuador. La microrred está preparada para realizar pruebas experimentales a potencia media en el orden de decenas de kilovatios y cuenta con instrumentos de medición en distintos puntos estratégicos, además de las medidas internas que brinda cada equipo que la conforma.

Se implementó un control predictivo basado en modelo (MPC), para la gestión eficiente del intercambio de energía en un sistema conformado por baterías, fuente de energía renovable y cargas de consumo eléctrico. Inicialmente fue probado en simulaciones ante diferentes escenarios de cargas, consumos y radiación solar, donde se calibraron los pesos.

Con carácter posterior, se adaptó el controlador para la ejecución en un sistema real, siendo el bloque MPC el mismo que en las simulaciones, además se añadieron bloques de comunicación modbus con cada equipo involucrado, conversión de datos, registros en memoria y líneas de seguridad con verificación de errores en funcionamiento. Finalmente, se realizaron experimentos que incluían cargas del edificio, servidores, vehículo eléctrico, de los cuales se dedujo que el comportamiento del algoritmo era fiable. Los resultados finales del citado experimento, demostraron que el balance de potencias se compensaba conforme a las simulaciones.

Abstract

Using centralized energy models, increases environmental impact, hence we have to change the paradigm and apply generation distributed models, where are essential to use new control strategies. In this work, a model predictive algorithm is proposed at microgrid of the University of Cuenca located in Cuenca-Ecuador. The microgrid is prepared to withstand experiments at average power and has measurement instruments at different key points, also internal measurements provided by each equipment.

A model-based predictive control (MPC) was implemented to aim efficient management energy exchange in a system made up of batteries, renewable energy source and electrical consumption loads. At first, it was tested in simulations under different scenarios of load, consumption and solar radiation, where the weights were calibrated.

Subsequently, the controller was configured to execute in a real system, the MPC block was the same as in the simulations, and furthermore we added Modbus communication blocks with each equipment involved, data conversion block, saving data and security code with running error checking. Finally, experiments were accomplished with buildings loads, servers, electric vehicle, from which was deduced that the behavior of the algorithm was reliable. The final results of the aforementioned experiment showed that the power balance was compensated according the simulations.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxi
1 Introducción	1
1.1 <i>Motivación</i>	1
1.2 <i>Objetivo</i>	1
1.3 <i>Simulación</i>	2
1.4 <i>Implementación</i>	2
2 Estado del arte	11
2.1 <i>Smart Grids</i>	11
2.1.1 <i>Microrred</i>	11
2.2 <i>Métodos de control</i>	12
2.3 <i>Generación renovable</i>	13
3 Microrred Campus Balzay - Ecuador	15
3.1 <i>Descripción General de la microrred</i>	15
3.2 <i>Sistema de Batería de flujo Vanadio-Rédox</i>	15
3.3 <i>Sistema de Batería de Litio</i>	17
3.3.1 <i>Banco de Baterías</i>	17
3.3.2 <i>Inversor BCPS100</i>	18
3.4 <i>Vehículo KIA</i>	19
3.5 <i>Generación Fotovoltaica</i>	20
3.5.1 <i>Paneles solares</i>	20
3.5.2 <i>Inversor PV-15S</i>	21
3.6 <i>Analizador de Red</i>	22
3.7 <i>Red Eléctrica Pública</i>	23
3.8 <i>Sistema SCADA</i>	23
4 Diseño del Controlador	25
4.1 <i>Definición de variables de control</i>	25
4.2 <i>Metodología</i>	27
4.3 <i>Formulación del problema</i>	29
4.3.1 <i>Cambio de variables</i>	29
4.3.2 <i>Función de coste</i>	30
4.3.3 <i>Restricciones</i>	30
5 Simulación	33

5.1	<i>Componentes el controlador</i>	33
5.1.1	<i>Entradas y salidas de controlador</i>	34
5.1.2	<i>Matrices de Coste</i>	35
5.2	<i>Simulación en día soleado, baterías descargadas</i>	36
5.3	<i>Simulación en día soleado, baterías a media carga.</i>	37
5.4	<i>Simulación en día soleado, baterías cargadas.</i>	38
5.5	<i>Simulación en día con nubes, baterías descargadas.</i>	39
5.6	<i>Simulación en día con nubes, baterías a media carga.</i>	40
5.7	<i>Simulación en día con nubes, baterías cargadas.</i>	41
5.8	<i>Simulación en día soleado, batería de litio a media carga.</i>	42
5.9	<i>Simulación en día soleado, batería de litio cargada.</i>	43
5.10	<i>Simulación en día con nubes, batería de litio descargada.</i>	44
5.11	<i>Simulación en día con nubes, batería de litio a media carga.</i>	45
5.12	<i>Simulación en día con nubes, batería de litio cargada.</i>	46
6	Implementación del control y comunicación modbus	47
6.1	<i>Protocolo Modbus</i>	47
6.1.1	<i>Datos Modbus</i>	47
6.1.2	<i>Códigos de Funciones</i>	47
6.2	<i>Modbus en Matlab</i>	48
6.2.1	<i>Lectura modbus en Matlab</i>	48
6.2.2	<i>Escritura modbus en Matlab</i>	49
6.3	<i>Algoritmo de control real</i>	49
7	Experimentos	51
7.1	<i>Experimento 1</i>	51
7.2	<i>Experimento 2</i>	52
8	Conclusiones y Trabajos Futuros	57
8.1	<i>Comportamiento</i>	57
8.2	<i>Trabajos futuros</i>	57
	Referencias	59

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Características principales del panel fotovoltaico (Atersa SL 2012)	20
Tabla 4-1 Notación y convención de signos adoptado	25
Tabla 4-2 Características de los sistemas de almacenamiento	28
Tabla 5-1. Pesos de la función de coste	35
Tabla 5-2. Restricciones de operación	35

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Modelo típico de una microrred (Katiraei et al. 2008)	12
Figura 3-1. Interior del laboratorio de la microrred. Cortesía de Luis González	16
Figura 3-2. Batería de flujo de Vanadio – Rédox	16
Figura 3-3. Diagrama funcional de la batería de flujo rédox	16
Figura 3-4. Banco de Almacenamiento Litio	17
Figura 3-5. Inversor BPCS100	18
Figura 3-6. Vehículo KIA SOUL eléctrico	19
Figura 3-7. Panel Atersa 250-M	20
Figura 3-8. Inversor fotovoltaico PV-15S	21
Figura 3-9. Medidor SATEC PM130EH	22
Figura 3-10. Sinóptico General de la microrred	22
Figura 4-1. Flujo de Energía en la Microrred	26
Figura 5-1. Modelo principal de simulación de la microrred	33
Figura 5-2. Entradas y salidas del bloque controlador MPC	34
Figura 5-3. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC bajo.	36
Figura 5-4. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC bajo.	36
Figura 5-5. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.	37
Figura 5-6. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.	37
Figura 5-7. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC alto.	38
Figura 5-8. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC alto.	38
Figura 5-9. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC bajo.	39
Figura 5-10. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC bajo.	39
Figura 5-11. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil nuboso, SOC medio.	40
Figura 5-12. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nuboso, SOC medio.	40
Figura 5-13. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC alto.	41
Figura 5-14. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC alto.	41
Figura 5-15. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC medio.	42
Figura 5-16. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.	42
Figura 5-17. Estado de carga de la batería de litio, perfil soleado, SOC alto.	43
Figura 5-18. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC alto.	43
Figura 5-19. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC bajo.	44
Figura 5-20. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC bajo.	44
Figura 5-21. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC medio.	45
Figura 5-22. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC medio	45

Figura 5-23. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC alto	46
Figura 5-24. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC alto.	46
Figura 6-1. Pila de categorías de códigos de funciones Modbus («Modbus Specifications and Implementation Guides» 2012)	48
Figura 6-2. Diagrama de flujo del programa de control real de la microrred.	50
Figura 7-1. Estado de carga de la batería de litio.	52
Figura 7-2. Potencias en los componentes de la microrred.	52
Figura 7-3. Estado de carga de la batería de litio.	53
Figura 7-4. Potencias en los componentes de la microrred.	54
Figura 7-5. Potencias de la microrred durante la ejecución del algoritmo de control MPC	55

Notación

$x(t)$	Valor de x en el instante t
\bar{x}	Valor predicho de x
x^*	Valor óptimo de x
Δx	Incremento de x
x_{min}	Valor mínimo de x
x_{max}	Valor máximo de x
$=$	Igual que
\leq	Menor o igual que
\forall	Para todo
s.a.	Sujeto a
$\underset{x}{\operatorname{argmin}} f$	Argumento x que minimiza el valor de la función f
x	Variable de entrada o vector de estados
y	Variable de salida
u	Variable de control
d	Perturbación
w	Señal de referencia
SOC	Estado de carga
η	Eficiencia energética
T_s	Tiempo de muestreo
N_u	Horizonte de control
N_p	Horizonte de predicción
$\sum_{i=m}^N x_i$	Sumatorio sobre i , desde m hasta N , de x sub- i .
J	Función de coste
I_n	Matriz identidad de n filas y n columnas
$A_{m \times n}$	Matriz A con m filas y n columnas
A^T	Transpuesta de la matriz A

1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto está enfocado en el control predictivo para la gestión de las microrredes eléctricas, integrando energías renovables y baterías de almacenamiento eléctrico. Se ha planteado la simulación mediante herramientas de software y datos registrados, para finalmente implementar e experimentar en el Laboratorio de la Microrred Balzay de la Universidad de Cuenca en Ecuador.

1.1 Motivación

Día a día se instalan más centros de generación eléctrica mediante recursos renovables, principalmente plantas fotovoltaicas y eólicas, además se avanza en la investigación y desarrollo de nuevos mecanismos para aprovechar los recursos energéticos renovables con bajo impacto ambiental. Al manejar modelos de energía centralizada, el impacto ambiental en la zona implantada crece, por lo que es necesario cambiar de paradigma y tener modelos de generación distribuida, obteniendo así beneficios como reducción del costo de líneas de transmisión, réditos económicos y beneficios ambientales. Pero a su vez la red eléctrica se torna más compleja y se hace imprescindible el uso de estrategias de control y coordinación de los diferentes sistemas de generación.

En el trabajo de fin de grado (Chamorro 2020), se presentó una primera aproximación del laboratorio de la microrred, donde se planteaba la ejecución de algoritmos de control predictivos sobre los equipos que la conforman. Por los resultados que se presentaron a partir de simulaciones y ciertos escenarios, siguiendo la misma línea de investigación y buscando realzar el laboratorio de la microrred se ha decidido dar el siguiente paso de la ejecución real, con algunos de los equipos que la conforman.

La motivación de este trabajo nace de la necesidad de contar con una herramienta de gestión de la energía de la microrred de la Universidad de Cuenca, para obtener una operación eficiente. Se prevé que sea un plan piloto para la implantación en industria y pueblos aislados, ya que es un sistema de experimentos completo, con potencia eléctrica media, equipos de generación y baterías de almacenamiento comerciales.

1.2 Objetivo

El desarrollo de este trabajo fin de máster tiene como objetivo principal la implementación de un controlador óptimo en un sistema real para la gestión eficiente del intercambio de energía. Dicho sistema está conformado por baterías, fuente de energía renovable y cargas de consumo.

Inicialmente se implementó un simulador, donde se realizaron experimentos para observar la reacción que tenía el sistema ante ciertas situaciones de radiación y condiciones iniciales, además se ajustaron las constantes de control, de acuerdo al comportamiento deseado.

Los equipos a controlar se encuentran en el Centro Científico y Tecnológico Balzay, que es parte de la Universidad de Cuenca en Ecuador. Se procedió a verificar el grado de definición de las consignas y control individual de las baterías, además de establecer niveles de seguridad externos al control sobre el estado de carga y potencia de las baterías. Partiendo del controlador que se implementó en el simulador, se realizó la adaptación del mismo, para el cálculo y asignación de las consignas de potencia sobre el sistema real.

Se realizará un control MPC para gestionar el intercambio de potencia entre las baterías de la microrred, las demandas y la generación de energía fotovoltaica. Es un método avanzado para el control de procesos y estabilidad en sistemas de potencia, la principal ventaja que presenta es que los instantes futuros se intentan optimizar en base a los instantes anteriores, basado en el modelo dinámico del sistema. Se tiene un tiempo de actualización del MPC de 60 segundos, debido a la capacidad de actuación y cambio de referencia en las baterías, y porque los datos que se utilizaron en la simulación tenían ese tiempo de muestreo.

1.3 Simulación

Para realizar la simulación del sistema se ha utilizado Matlab. Matlab es una plataforma de programación diseñada para ingenieros y científicos para análisis y diseño de sistemas, tiene su propio lenguaje de programación, basado en matrices que permite la expresión natural de matemáticas computacionales. Permite el desarrollo de algoritmos, creación de modelos y aplicaciones, así como su integración con Simulink («What Is MATLAB?» 2018).

Simulink es un entorno de programación gráfica mediante bloques, que funciona sobre Matlab, de más alto nivel que el lenguaje de Matlab. Es una herramienta propia para la simulación de modelos, con capacidad para abstraer ciertas características de fenómenos físicos y añadir un paquete de librerías personalizables («Simulink - Simulación y diseño basado en modelos» 2017).

Hemos utilizado la librería Simµgrid, la cual es de uso gratuito y abierto, ya que nos proporciona facilidad para simular el sistema completo y asignar las consignas de potencia requeridas. Simµgrid incluye modelos matemáticos de los principales elementos de microrredes, como baterías, celdas de combustible, generación de fuentes renovables, consumos eléctricos y más. Se tiene la versatilidad de que se puede asignar curvas de generación, consumo, configuración de parámetros internos de baterías, para brindar una simulación lo más fiel posible de la realidad. Fue desarrollada como parte de un proyecto europeo AGERAR y es software parte del libro de microrredes (Bordons, Garcia-Torres y Ridao 2020). Se han utilizado datos de radiación y de consumo en la microrred, tanto ficticios como históricos que nos han facilitado por parte del personal del laboratorio.

1.4 Implementación

Se ha utilizado Matlab para el controlador MPC que ha sido programado en código de líneas como función independiente. Además, la función MPC está basada en la función que se implementó para la simulación. La secuencia de ejecución del programa y operaciones matemáticas están desarrolladas sobre Matlab, y se tiene una librería adicional para la comunicación, lectura y escritura Modbus con los equipos de la microrred.

Para la comunicación Modbus se ha utilizado la librería “Instrument Control Toolbox”, la cual nos permite conectarnos a los equipos que usan Modbus RTU y Modbus sobre TCP/IP. El protocolo modbus es comúnmente usado en equipos de automatización industrial como Controladores Lógicos Programables (PLCs). Cuando se utiliza Modbus RTU, el computador actúa como maestro y el equipo como esclavo, en cambio con Modbus sobre TCP/IP, el equipo actúa como servidor Modbus y el computador como cliente Modbus («MODBUS Protocol Support from Instrument Control Toolbox» 2017). Algunos equipos de la microrred están comandados por un PLC, donde se hará la lectura y escritura mediante Modbus TCP/IP, en cambio en otros equipos la comunicación Modbus será directa sin equipos intermediarios.

2 ESTADO DEL ARTE

LOS beneficios ambientales y económicos de las microrredes, consecuentemente su aceptación y grado de implantación en la industria están determinados por las capacidades de control y características operacionales. El cambio de la matriz energética actual basada en combustibles fósiles ha llevado a la construcción de sistemas de energías renovables de manera masiva y por lo tanto numerosos sistemas de transporte de energía eléctrica. Todos estos factores han cambiado el paradigma de lo que inicialmente era la red eléctrica de las ciudades, a tal punto que se hace necesario implementar sistemas de control para proveer los niveles de calidad de potencia especificados, además de proveer energía eléctrica de manera constante ante fluctuaciones de la demanda de las cargas y variación de generación de las fuentes renovables.

2.1 Smart Grids

La red eléctrica es una red interconectada masiva que se usa para suministrar la electricidad desde los proveedores hasta los consumidores y se ha convertido en un recurso vital. Para minimizar el impacto del cambio climático y a su vez mantener la prosperidad social, la “energía inteligente” debe ser adoptada para asegurar un crecimiento económico equilibrado y sostenibilidad ambiental. Por lo tanto, en los últimos años ha venido utilizándose con más frecuencia el concepto de “Smart Grids” (SG) o redes inteligentes, que son capaces de realizar uso de la electricidad de manera más eficiente integrando tecnologías avanzadas de comunicación y electrónica. En una SG el papel tradicional que lleva a cabo la central de generación, transmisión y distribución es modificado adicionando fuentes distribuidas, lo que resulta en la arquitectura de una microrred. Entonces cuando los mecanismos modulares de generación forman un sistema de energía se lo conoce como microrred, además cuando se asocian con algoritmos de control e inteligencia artificial se los suele llamar SG. Una ventaja importante es que una microrred puede ser diseñada para requerimientos específicos de los usuarios finales, a diferencia de las centrales de generación convencionales (Yu et al. 2011).

2.1.1 Microrred

El término microrred (en inglés microgrid) definido inicialmente por (Lasseter 2002). Según este enfoque, el concepto engloba un grupo de cargas menores a 100kW y micro-fuentes que operan como un único sistema controlable que proporciona energía y calor a un área local, por lo general los voltajes de alimentación son iguales o menores a 480 V.

Una microrred comprende una parte del Sistema de distribución eléctrico de potencia que está localizado aguas abajo de la subestación de distribución, incluye una variedad de recursos energéticos distribuidos (DER) y diferentes usuarios finales en forma de electricidad y/o calor. Los recursos energéticos distribuidos incluyen unidades de generación distribuida y almacenamiento distribuido con diferentes capacidades y características (Katiraei et al. 2008). Cabe recalcar que se tiene generación distribuida, ya que los recursos renovables no se encuentran concentrados en un área específica, o se puede lograr un mayor beneficio en ciertas zonas geográficas, por ejemplo por área disponible, radiación solar, vientos punta y más.

Se tiene un punto de conexión común de la microrred, la microrred puede servir a una variedad de clientes como, edificios residenciales, entidades comerciales y plantas industriales, además cada alimentador tiene protecciones y controladores de flujo de potencia. La microrred puede operar en modo conectado a red o en modo isla, asimismo se puede interconectar con otras microrredes (Bordons, García-Torres y Valverde 2015). En la Figura 2-1 se muestra un diagrama esquemático genérico de una microrred a gran escala, donde los diferentes sistemas de cargas, generación y almacenamiento se conectan al bus de bajo voltaje de la subestación del transformador.

Los tipos de control, las estrategias de administración de potencia y energía prevista para la microrred están principalmente basadas en las tecnologías de los recursos energéticos distribuidos utilizados, los requerimientos de carga y escenarios de operación esperados. Se tienen dos niveles generales de control, el control a nivel de componente y controles a nivel de sistema. El control a nivel de componente ya está implementado en el laboratorio de la microrred y se da por sentado que su funcionamiento es correcto, ya que no es el objetivo de este estudio. Por otra parte el control a nivel de sistema se encarga de coordinar inyección o absorción de energía de los elementos, además de obedecer a estrategias con fines económicos y de calidad energética.

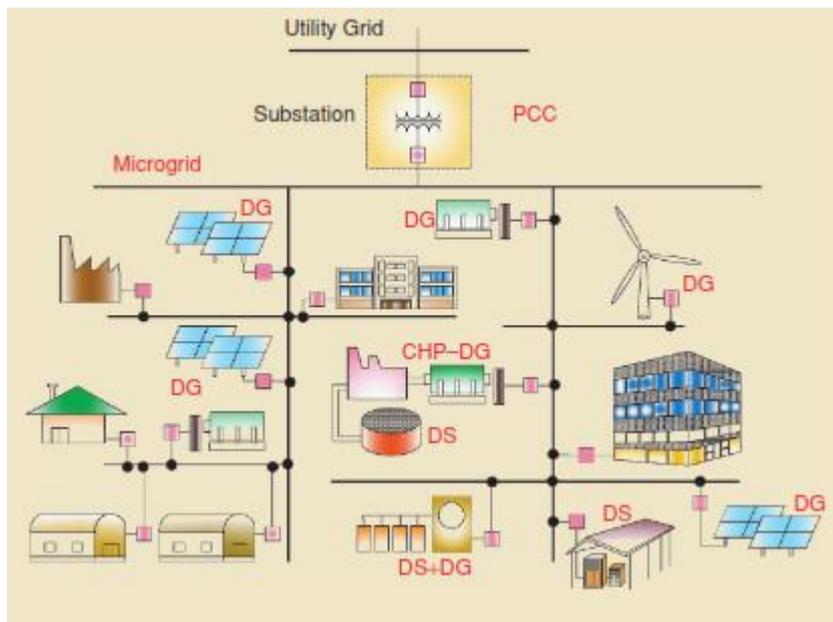


Figura 2-1. Modelo típico de una microrred (Katiraei et al. 2008)

2.2 Métodos de control

El objetivo del control de una microrred es proporcionar de energía suficiente a la demanda, haciendo uso de la generación y los sistemas de almacenamiento de manera eficiente y fiable. Los réditos económicos y reducción del impacto ambiental de las microrredes, vienen marcados por las capacidades del sistema de control y las características con las que opera.

También se han planteado estrategias control basadas en algoritmos genéticos, como por ejemplo en (Cortes, Caicedo y Santiago 2016) gestionan la energía mediante el algoritmo de optimización multiobjetivo (MOGA), junto a reglas básicas de decisión realizan el cálculo y selección de puntos de operación de las fuentes de Recursos Energéticos Distribuidos (DER). De manera similar a otras investigaciones sobre gestión, manejaron objetivos económicos y ambientales, y como resultado respecto a un sistema con importe total de energía a la red obtuvieron beneficios económicos del 51% y reducción de emisiones hasta en un 96%. Ahora bien, estos resultados son productos de simulaciones y escenarios ideales.

En (A.Gabbar et al. 2016) se presenta un algoritmo híbrido basado en optimización por enjambres de partículas y algoritmo de búsqueda de patrones para evaluar y optimizar la operación de microrredes en redes combinadas de gas y electricidad. Además proponen índices de desempeño donde se valora la eficiencia económica, confiabilidad, conservación ambiental y calidad de la energía. Fueron evaluados en la provincia de Ontario en Canadá y presentó índices de desempeño constante y fiable.

En el presente trabajo se pretende utilizar una estrategia de control predictivo (Model Predictive Control, MPC). (Bordons, García-Torres y Valverde 2015) presenta un desarrollo e implementación de control predictivo con restricciones lineales, sobre una pequeña microrred de laboratorio, que consta de una fuente programable (simular fuente renovable), carga programable (simular demanda), almacenamiento híbrido de

hidrógeno y baterías de plomo ácido. Tras los experimentos realizados lograron gestionar el balance de energía en distintas escalas de tiempo, mostrando que es posible integrar las energías renovables al sistema eléctrico convencional.

Como antecedente importante se tiene el trabajo de fin de grado (Chamorro 2020), donde se realizan simulaciones del laboratorio de la microrred, sitio en el cual se va a implementar el algoritmo de control predictivo. En el trabajo mencionado propone un algoritmo MPC para gestionar el intercambio energético entre las diferentes fuentes de energías renovables y no renovables, cargas y unidades de almacenamiento de energía, además de la red eléctrica de la ciudad. Entonces utiliza los modelos dinámicos de los diferentes elementos que constituyen la microrred que se quieren controlar mediante el algoritmo predictivo, se calculan las señales de control óptimas para obtener el funcionamiento y por ende el intercambio de energía deseado en los equipos que lo componen, a lo largo de un horizonte de control. Como resultados de las simulaciones, demostró que es posible una gestión adecuada de la energía y reducción notable del uso de fuentes no renovables como generadores de diésel y gas disponibles en el laboratorio.

2.3 Generación renovable

Los gobiernos de todo el mundo están poniendo las esperanzas en las energías renovables como tecnologías importantes para reducir los problemas ambientales relacionados con la generación de energía y la emisión de CO₂ y gases de efecto invernadero, a tal punto de que la Asamblea General de las Naciones Unidas adoptó Metas de Desarrollo Sostenible (SDGs) en el año 2015 (Gielen et al. 2019). Cada año se notan las consecuencias del calentamiento global, este año 2021, en particular han ocurrido catástrofes ambientales nunca antes vistas en Europa, en Alemania, Bélgica y Holanda.

La tierra, la energía y el agua son los recursos más preciados, pero la forma y grado en que se explotan, contribuye al cambio climático. Además los recursos considerados como no renovables son muy limitados en nuestro planeta y siguen liderando la generación eléctrica porque son más económicos, con mayor densidad energética y de fácil acceso para su uso (Yu et al. 2011). Cabe notar que los sistemas que proporcionan los recursos renovables son altamente vulnerables a los cambios del clima, lo que los hace difícilmente gestionables. Por lo tanto, la gestión es de gran importancia, tanto para mitigación de la demanda como para fines de adaptación (Howells et al. 2013).

La gran penetración de energías renovables como eólica y fotovoltaica, ocasionan impactos en la red eléctrica, como la variación en la magnitud del voltaje de suministro, incremento en el desbalance entre potencia activa y reactiva entre las fuentes de generación y variación de la frecuencia del voltaje de suministro. Los sistemas de almacenamiento de energía permiten compensar los desbalances entre la generación y consumo, permitiendo adecuada calidad de suministro. (Bordons, García-Torres y Valverde 2015).

3 MICRORRED CAMPUS BALZAY - ECUADOR

El laboratorio de la microrred será utilizado para implementar el algoritmo de control que se indicará en las secciones posteriores, es propiedad de la Universidad de Cuenca y está situado en la ciudad de Cuenca-Ecuador. El laboratorio de la microrred nace como parte del proyecto “Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay” planteado en el año 2012, presentado para participar en el Programa de Canje de la Deuda Externa del Ecuador frente a España, siendo elegido de entre 40 proyectos de universidades, en mayo del 2014. (Espinoza, González y Sempértegui 2017)

3.1 Descripción General de la microrred

La microrred cuenta con dos emplazamientos principales. El principal donde se concentran la mayor parte de los equipos, en el barrio San José de Balzay al noroeste de Cuenca-Ecuador; el otro emplazamiento está en Victoria del Portete al sur del cantón Cuenca, donde están los 3 generadores eólicos con sus respectivos convertidores de potencia. En el emplazamiento principal se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía, convertidores de potencia, paneles solares, sistemas de control, generadores eléctricos por combustión, una fuente programable, una carga programable, vehículos eléctricos, estaciones de carga y aularios para estudiantes e investigadores.

El sistema eléctrico del laboratorio consta de un doble embarrado, lo cual permite ejecutar pruebas con equipos conectados a la red o en modo isla. Se divide en 3 grupos principales como Generación, Almacenamiento y Consumo. En modo conectado a red, tal y como su nombre lo dice se realizará un intercambio de energía de manera bidireccional con la red eléctrica de la ciudad, en cambio en modo isla, únicamente interactuarán los equipos de la microrred, sin tener interferencia de la red eléctrica de la ciudad, por lo que se tienen equipos con capacidad para trabajar en este modo y brindar la referencia a los otros equipos.

Dentro del grupo Generación se tienen los inversores fotovoltaicos para paneles poli y monocristalinos, que se ubican en la cubierta del laboratorio, además el generador de hidrógeno y los generadores de gas y diésel. En el grupo Almacenamiento se tienen a la Batería de flujo de Vanadio, Plomo ácido y Litio, también un Banco de supercondensadores, bombona de hidrógeno, todos estos equipos de almacenamiento con su respectivo convertidor de potencia para salida AC excepto el hidrógeno. Finalmente como consumo de la microrred está la carga programable, la fuente programable, servicios auxiliares, estaciones de carga de vehículos y la red eléctrica que funciona como consumidor cuando se inyecta energía generada en el laboratorio (Espinoza, González y Sempértegui 2017). En la Figura 3-1 se tiene una foto del interior del laboratorio, donde se localizan la mayor parte de los equipos, en la parte exterior se encuentran los paneles solares, los generadores eólicos y la microturbina. Además en el “ANEXO P” se tiene un diagrama unifilar completo de la microrred y sus componentes principales, se puede apreciar el doble embarrado de pruebas que tiene el laboratorio y las conexiones principales.

3.2 Sistema de Batería de flujo Vanadio-Rédox

Tiene como nombre comercial FB 20-100 CellCube Energy Storage System del fabricante Gildemeister, basado en tecnología de flujo de Vanadio Redox sin contaminación por emisión de metales tóxicos al ambiente. Está conformado por 2 partes: la unidad de energía y la unidad de potencia. La unidad de energía contiene los tanques de almacenamiento y las bombas de fluido, la unidad de potencia contiene los inversores híbridos SMA. Además el sistema contiene una batería que alimenta a sensores de nivel, temperatura, válvulas motorizadas y colectores de distribución de fluidos («Technical Info Cellcube FB» 2014).



Figura 3-1. Interior del laboratorio de la microrred. Cortesía de Luis González



Figura 3-2. Batería de flujo de Vanadio – Rédox

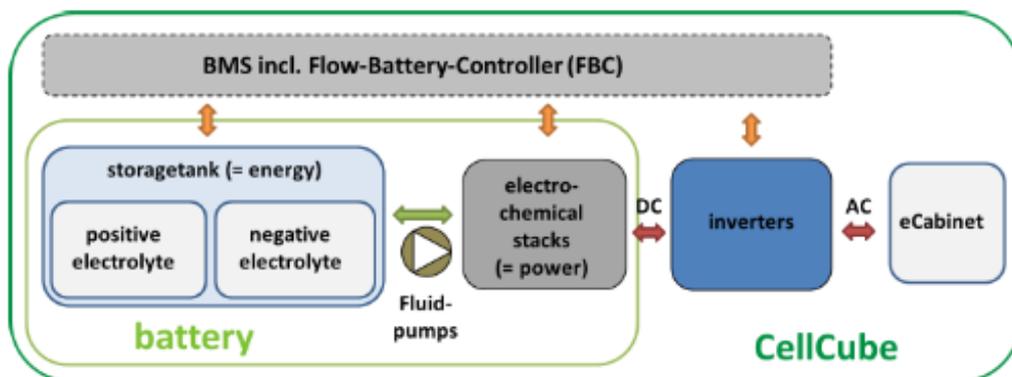


Figura 3-3. Diagrama funcional de la batería de flujo rédox

Cuenta con una capacidad de almacenamiento instalada de 100kWh y potencia trifásica de salida de 20kW. Los recipientes almacenan hasta 5 mil litros del líquido electrolito que circula por 12 módulos de celdas que proporcionan energía a un bus de 48V DC (Espinoza, González y Sempértegui 2017). Luego del bus DC se encuentran conectados 4 inversores híbridos trifásicos SMA Sunny Island 5048, con potencia nominal de 5kW, para un total a la salida de la batería de 20kW. Un inversor actúa de maestro y controla a los otros inversores para trabajar de manera coordinada y obtener la suma de la potencia a la salida del equipo, es posible trabajar con este inversor en modo isla (sin referencia de voltaje de red) o en modo conectado a red.

La batería cuenta con un PLC Schneider para el control maestro de la batería e integración con el sistema de la microrred. Por lo tanto la comunicación y control de la batería se hará a través del PLC mediante el protocolo Modbus sobre TCP/IP. El PLC tiene un algoritmo programado con niveles de seguridad de control, también tipos de datos admitidos para evitar inconvenientes en el caso de pedir consignas absurdas o introducir datos erróneos. Además el sistema de la Batería Flujo-Redox está monitorizado directamente por el software de la casa del fabricante Cellcube de manera ininterrumpida.

3.3 Sistema de Batería de Litio

Este sistema está conformado por dos grandes partes, el inversor BPCS100 de 80kW y el banco de baterías de litio Samsung 192S1P Mega 2.4. Por facilidad y conveniencia nos vamos a referir a este sistema completo en todo el documento como “Baterías de Litio”, entendiendo que cuando se establece una potencia de trabajo, se le dará consigna al inversor, y el SOC se medirá directamente del banco de baterías.

Basados en experimentos e investigaciones realizadas en la microrred, se tiene una eficiencia de ciclo completo carga/descarga de lo que extrae e inyecta el sistema a 20kW del 89% y a una potencia de 5kW, una eficiencia del 87%, además para mantener la salud de la batería el fabricante sugiere un nivel mínimo de SOC del 18% y máximo del 95%. Por facilidad y debido a que los valores de eficiencia a potencia máxima y mínima son cercanos, se ha convenido una eficiencia media del 88% para efectos de simulación y prácticos.

3.3.1 Banco de Baterías

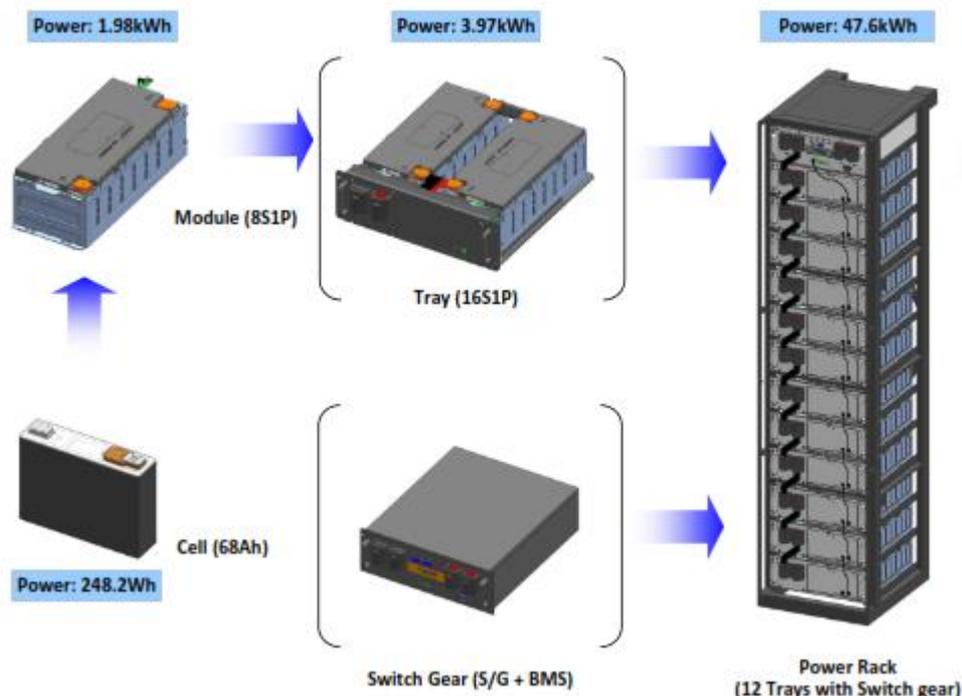


Figura 3-4. Banco de Almacenamiento Litio

Las características de cada célula de este banco de baterías son: capacidad nominal de 68Ah, voltaje nominal de 3.7V, energía nominal de 251.6Wh, límite superior de voltaje 4.10V, límite de voltaje inferior 2.70V, su densidad de energía es de 123 Wh/kg o 259 Wh/L. Cada celda tiene una capacidad de 248.2Wh, cada módulo formado por 8 celdas, cada cubeta contiene 2 módulos, para finalmente formar un stack que tiene 12 cubetas y un módulo BMS con estación de control, con lo que se tiene una capacidad de fábrica de 47.6kWh. El voltaje de operación típico es de 595.2Vdc a 787.2Vdc. También cabe mencionar la potencia de consumo típica del sistema de almacenamiento de 19.5W entre consumo de la operación del BMS y la operación de los contactores DC. (Samsung SDI 2015)

La estación de control de la batería tiene comunicación UART de hasta 1Mbps para la comunicación del rack y cada cubeta (“tray”), y la comunicación CAN a 500kbps para la comunicación entre el rack, el sistema BMS y el inversor. El BMS se encarga de proteger la batería controlando la corriente de carga y descarga y además calcula el SOC (estado de carga) y el SOH (estado de salud). Este módulo internamente tiene fusibles de protección, resistencia de derivación, tarjeta de interfaces de comunicación, sistema BMS y 2 contactores DC que los cierra o los abre cuando la batería entra, sale de operación o detecta un error.

Se puede comunicar mediante Modbus RTU o Modbus sobre TCP/IP con el computador o el inversor, en este caso en concreto del laboratorio de la microrred se comunica mediante Modbus TCP/IP con el PLC que se encarga del control y gestión del sistema de Batería de Litio. El PLC hará trabajar de manera coordinada el inversor, de manera que se proteja la batería y se trabaje en niveles dentro del rango de trabajo, en el caso de fallo detiene la operación de uno u otro elemento del sistema, lo informa en el Scada y deja de realizar intercambio de energía.

3.3.2 Inversor BCPS100



Figura 3-5. Inversor BPCS100

El inversor bidireccional trifásico es de fabricante español y andaluz, Gptech. Ha sido adaptado y configurado para operar en el rango de voltaje (595.2 - 787.2Vdc) que requiere la batería. Su potencia máxima de funcionamiento es de 80kW, voltaje máximo de entrada de 900Vdc a corriente máxima de 250A. Además tiene salida trifásica a 400Vac a una frecuencia de 60Hz con corriente máxima de salida de 173A y un Factor de Distorsión Armónica (THD) menor al 3%, con la versatilidad de poder ajustar su potencia de salida desde 0.95 inductiva a 0.95 capacitiva y con aislamiento galvánico. (Green Power 2016a)

En estado de espera tiene un consumo menor o igual a 50W, donde la potencia consumida corresponde a alimentación de tarjetas de comunicación, tarjeta de control y tarjetas de monitorización. Tiene protecciones AC contra sobretensiones, cortocircuitos, filtros EMI, anti-isla, variaciones de voltaje de red, variaciones de frecuencia, corrientes asimétricas. También tiene protecciones en la parte DC de sobrecargas, rampas de voltaje, polarización inversa, fallos de aislamiento. El inversor ha sido previamente configurado para respetar los rangos de funcionamiento del banco de baterías, por lo que no se lo utiliza a su máxima capacidad de potencia.

En el presente trabajo se va a tener una potencia reactiva similar a 0kW por el objetivo que se ha planteado, por lo que se manejarán potencias activas para consumo e inyección de energía. Además el inversor se comunica mediante Modbus TCP/IP con el mismo PLC de control del Banco de Baterías de Litio. Cabe mencionar que se tiene otro software de control para el inversor, del fabricante Gptech y está por Serial sobre IP, pero sólo se utiliza para realizar cambios de calibración y modos de operación del inversor, por tanto no es necesario utilizar en el presente trabajo, únicamente nos enfocaremos en la comunicación con el PLC del sistema de Litio que a su vez controla a más bajo nivel las baterías y el inversor.

3.4 Vehículo KIA

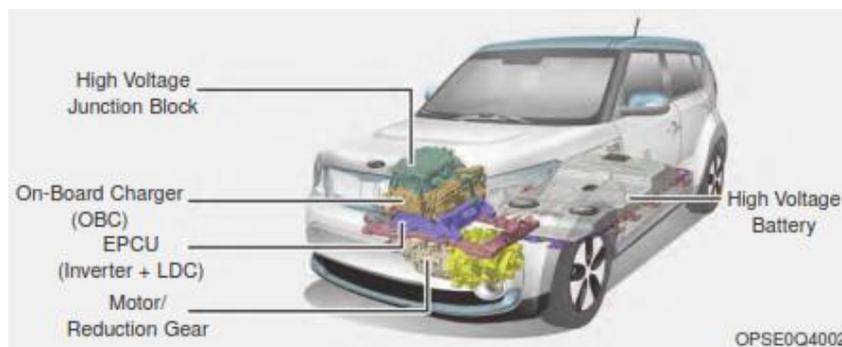


Figura 3-6. Vehículo KIA SOUL eléctrico

El vehículo eléctrico tiene un banco de baterías de alto voltaje de capacidad 27kWh (polímero de ión-litio) que alimenta el motor y aire acondicionado, además cuenta con una batería auxiliar de 12V que alimenta las luces, plumas y sistema de audio. En promedio el vehículo puede recorrer 148km estando al 100% de carga, esto va a depender de la temperatura ambiental, condiciones del terreno, altitud y factores asociados al modo de conducción, según el fabricante se tiene una eficiencia de 174Wh/km («Kia Soul EV» 2018).

Además, es necesario mencionar que tiene 3 modos de carga, el modo normal, carga rápida y carga lenta. En el modo normal tarda entre 4 a 5 horas en cargar completamente aproximadamente a 208V – 6.6kW, y puede ser cargado al 100%, usa el estándar SAEJ1772. En carga rápida toma alrededor de 33 minutos a 55kW y puede cargarse hasta el 83%, usa el estándar CHAdeMO; si se tiene un clima frío no se puede realizar este tipo de carga para evitar la degradación de la batería. La carga lenta es usada en caso de emergencia y se conecta en un enchufe doméstico, toma 24 horas a 120V y 12A, puede cargarse al 100% («EV owner's manual Kia Soul» 2014).

3.5 Generación Fotovoltaica

La generación fotovoltaica está conformada por dos partes fundamentales, los paneles solares y el inversor de potencia. Los paneles son los encargados de captar la radiación solar y convertir en energía eléctrica de corriente continua, en cambio el inversor se encarga de transferir y convertir la potencia del campo de paneles en corriente alterna para que sea posible inyectar en la red eléctrica, por lo que el inversor tiene que cumplir con ciertos estándares de la red eléctrica local.

3.5.1 Paneles solares

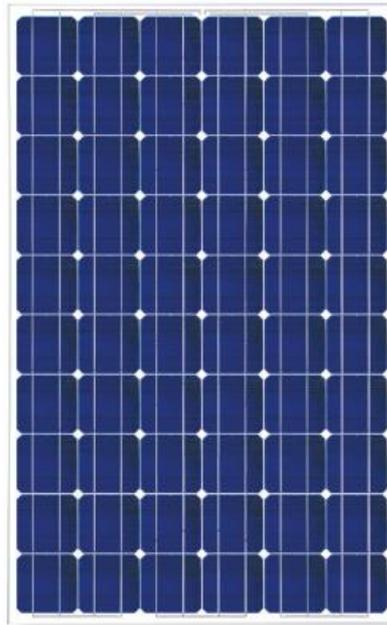


Figura 3-7. Panel Atersa 250-M

Tabla 3-1. Características principales del panel fotovoltaico (Atersa SL 2012)

Potencia nominal	Eficiencia	Corriente en máxima potencia	Tensión en máxima potencia	Tipo de célula	Células en serie	Dimensiones (mm)
250 W	15.35 %	8.24 A	30.35 V	Monocrystalina	60	1645x990x40

En la Tabla 3-1, se pueden observar características importantes de los paneles, donde cabe notar que son monocrystalinos, por lo que tienen una eficiencia apenas superior que los más usados (policristalinos). El campo de paneles se encuentra en la cubierta del laboratorio de la microrred. Se tiene un arreglo de 60 paneles fijos monocrystalinos orientados a 5°N, lo que da un total de 15kWp, distribuidos en 4 strings en paralelo de 15 paneles en serie cada uno. Como sugerencia del fabricante de paneles la máxima tensión del sistema debe ser 1000V, por lo que esta distribución respeta ese margen y además se encuentra en el rango de MPPT del inversor y la corriente a máxima potencia está cercana al valor de los 32A.

3.5.2 Inversor PV-15S



Figura 3-8. Inversor fotovoltaico PV-15S

Al igual que el inversor BPCS100 de las baterías de litio, es del fabricante español Green power. Tiene capacidad de regulación tanto de potencia activa como reactiva y funciones avanzadas para adaptarse a códigos de red exigentes.

En la entrada DC el rango de tensiones MPPT va desde los 220-500Vdc cuya tensión máxima de entrada es de 600Vdc, con corriente máxima de 45A y potencia recomendada de 18kW. Por otra parte la tensión de salida es trifásica, a potencia nominal de 15kW con corriente máxima de 39A y distorsión armónica total 2% a 60 Hz. El inversor tiene una eficiencia máxima de 97%, por lo que su autoconsumo nocturno es menor a 150W, que corresponden a tarjetas de monitorización y el sistema de comunicación.(Green Power 2016b)

Con el objetivo de no introducir ruido a la red y conservar el equipo tiene protecciones en DC y AC, contra sobrecargas y cortocircuito, también en sobrecorriente a la entrada DC, además ante ausencia de voltaje de referencia de red el equipo se para. También está protegido en el caso de corrientes asimétricas y tiene más protecciones que se solicitan para un correcto funcionamiento de acuerdo a códigos de red.

En la parte de comunicación tiene por puerto serie y por Modbus sobre TCP/IP. La comunicación que va por puerto serie se utiliza únicamente con el software del fabricante (“sFoto.exe”) y es para realizar maniobras de diagnóstico, calibración y cambios en el modo de operación. La comunicación Modbus se realiza con el PLC de control, el cual a su vez tiene algoritmos de control programados y se comunica con el SCADA para presentar datos y recibir comandos. En el presente trabajo vamos a leer los datos generados por el inversor, del PLC, ya que está en la subred de IPs con acceso directo y es prácticamente la misma información que brinda el inversor, se leerán los registros Modbus y no se enviarán comandos, ni se limitará la potencia, por lo que la generación estará ligada directamente a la radiación solar.

3.6 Analizador de Red



Figura 3-9. Medidor SATEC PM130EH

El modelo que se tiene instalado en el laboratorio es el PM130EH, que mide voltaje, corriente, potencia, frecuencia, capacidades de control, también mide energía y registra datos, además tiene capacidad para análisis de armónicos. Es un equipo de última generación ya que es posible establecer una comunicación LAN y vía internet, se comunica via Modbus TCP/IP con el SCADA de la microrred y es posible acceder a sus registros Modbus estando dentro de la subred principal de IP's. (SATEC 2017)

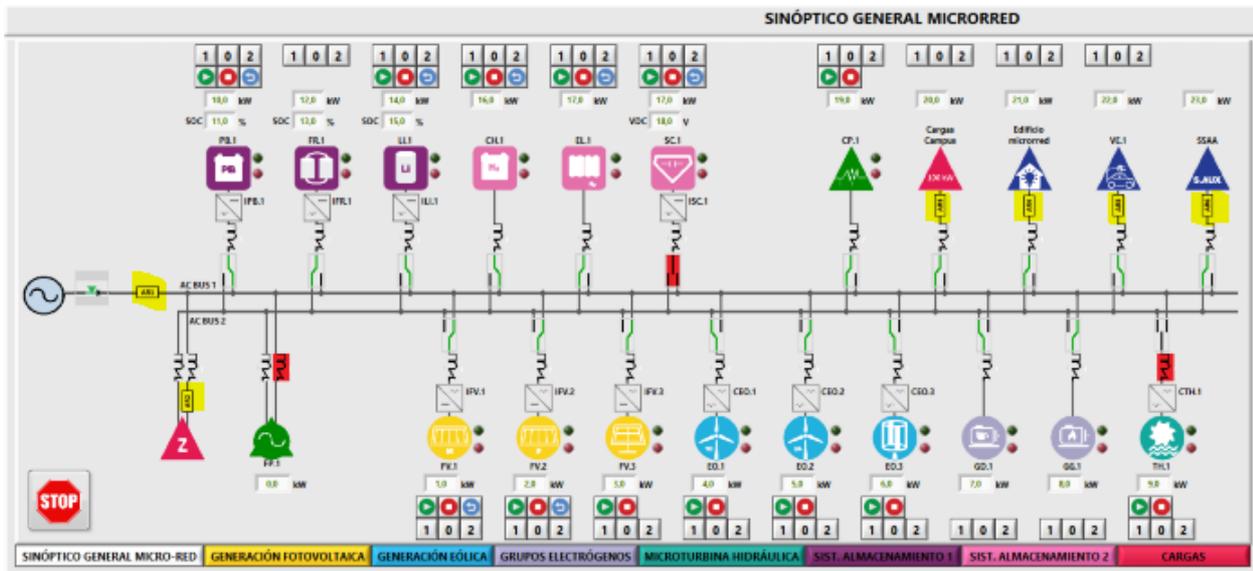


Figura 3-10. Sinóptico General de la microrred

En la microrred se encuentran instalados 6 analizadores de red de este tipo, en puntos estratégicos para tener monitorizada cada parte, consumos, generaciones, ruidos y más aspectos clave en la investigación. En la Figura 3-10, de izquierda a derecha se encuentran resaltados con amarillo los analizadores de red, de los cuales vamos a utilizar el AR1 y el AR4. El Analizador de Red 1 mide la conexión de la microrred con la red eléctrica externa, y el Analizador de Red 4 mide los consumos del edificio de la Microrred, considerado como demanda para efectos del presente estudio. Los datos a utilizar se van a leer directamente de los registros Modbus de los Analizadores de Red.

3.7 Red Eléctrica Pública

Es parte fundamental del presente trabajo, ya que es capaz de absorber energía así como brindar energía. La salida de la microrred se encuentra conectada al alimentador 0523 en Balzay de la subestación S/E5 de la Ciudad de Cuenca-Ecuador, dentro del área administrada por la empresa eléctrica Centrosur. Se tiene un transformador trifásico exclusivo para la microrred de tipo Pad-Mounted con capacidad nominal 400kVA, el cual nos brinda aislamiento galvánico. La red eléctrica nacional trabaja a 60Hz y 127V de fase en domicilios.

3.8 Sistema SCADA

Se tiene un sistema SCADA desarrollado en LabView, lo cual permite una interfaz amigable con el usuario y relativamente fácil de entender. Se encuentra alojado en un servidor Lenovo modelo X3550M5 el cual tiene un gemelo que lo respalda cada 7 días. En la Figura 3-10 se observa una de las principales vistas del sistema SCADA. En este programa se pueden realizar maniobras de arranque, parada de equipos, conexión y cambio del embarrado, algo importante como revisión de históricos de la mayor parte de variables de los equipos, registro de fallos, fallos en tiempo real, gráficas y más.

El sistema SCADA se encuentra conectado por un anillo de fibra óptica con todos los equipos de la microrred, donde a su vez hay equipos de control de más bajo nivel como HMI, para visualizar medidas y realizar maniobras de paro y marcha de equipos.

4 DISEÑO DEL CONTROLADOR

Tras haber revisado las principales características y funcionamiento de los componentes que se van a utilizar para implementar el controlador MPC, en el presente capítulo se definen las variables de control que intervienen, la metodología que se plantea y la formulación del problema, donde se obtienen las ecuaciones finales de control. Se describe el MPC con parte del desarrollo matemático, funciones de coste y restricciones correspondientes.

4.1 Definición de variables de control

Es necesario establecer las variables que se van a utilizar en el control, así como su notación, además de definir el signo por convención de acuerdo al sentido del flujo de potencia. Por tal motivo, en la Tabla 4-1 se han especificado los equipos, con el signo correspondiente de acuerdo al flujo tomando en cuenta la microrred, y en algunos casos se ha puesto como nulo, debido a que el equipo es unidireccional o se lo considera así porque no es capaz de absorber y generar energía.

Tabla 4-1 Notación y convención de signos adoptado

Potencia	Notación	Signo Positivo	Signo Negativo
Fotovoltaico	P_{pv}	Hacia la microrred	----
Batería de Litio	P_{li}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Batería de Vanadio	P_{van}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Carro eléctrico KIA	P_{kia}	Desde la microrred	----
Demanda	P_{dem}	Desde la microrred	----
Red eléctrica	P_{grid}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia generada	P_{gen}	Hacia la microrred	----
Potencia almacenada	P_{sto}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia demandada	P_{load}	Desde la microrred	----
Potencia generada controlable	P_u	Hacia la microrred	----
Potencia neta	P_{net}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia de balance	P_{bal}	Exceso	Déficit
Potencia del sistema	P_{sist}	----	----

En este caso el grupo de sistemas de generación está conformado únicamente por la generación fotovoltaica, los sistemas de almacenamiento son las baterías de litio y vanadio y el subgrupo de consumos está conformado por el vehículo eléctrico kia y las demandas del edificio de la microrred, donde hay aulas y oficinas. Todo esto se ha expresado de manera algebraica en la Ecuación (4.1).

$$\begin{aligned} P_{gen} &= P_{pv} \\ P_{sto} &= P_{li} + P_{van} \\ P_{load} &= P_{kia} + P_{dem} \end{aligned} \quad (4.1)$$

A continuación en la Ecuación (4.2), se definen de manera algebraica la potencia neta, potencia de balance y potencia del sistema. La potencia neta la definimos como la diferencia entre la “Potencia generada” y la “Potencia consumida”. Del mismo modo, se llama “Potencia de balance” a la resultante del intercambio de potencia entre la potencia neta y la potencia generada o consumida por el grupo de almacenamiento. Finalmente, se denomina “Potencia del sistema” al intercambio de potencia completo que tiene lugar entre la potencia de balance del conjunto de la microrred y la potencia de la red eléctrica, donde la referencia a seguir es $P_{sist} = 0$:

$$\begin{aligned} P_{net} &= P_{gen} - P_{load} \\ P_{bal} &= P_{net} + P_{sto} \\ P_{sist} &= P_{bal} + P_{grid} \end{aligned} \quad (4.2)$$

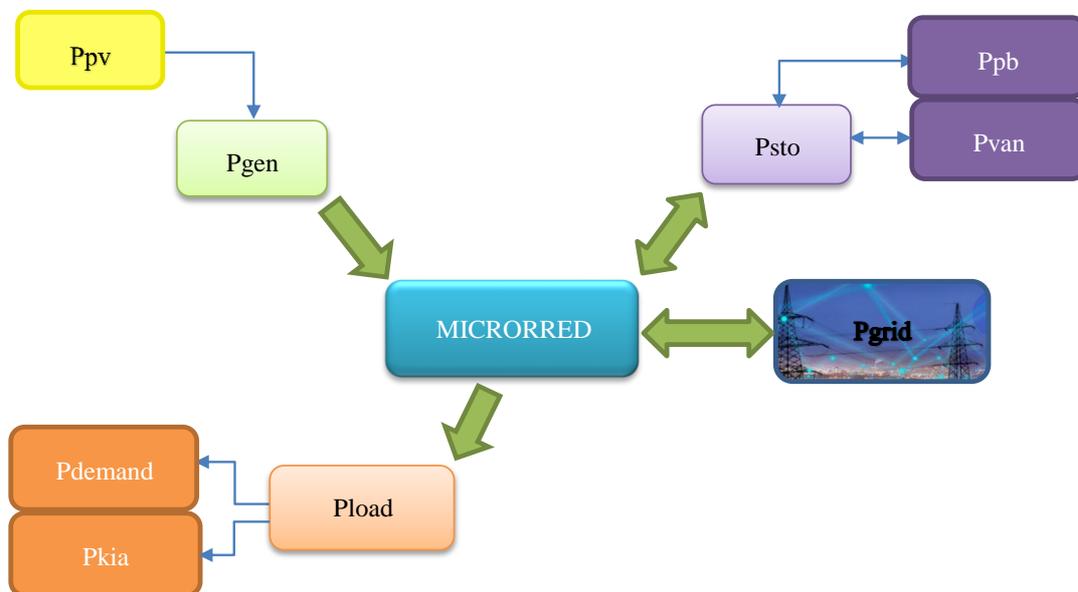


Figura 4-1. Flujo de Energía en la Microrred

4.2 Metodología

Mediante las ecuaciones (4.1) y (4.2), se ha definido el intercambio de potencia instantánea que se da en la microrred, entonces se necesita un modelo del sistema para calcular los estados y comportamiento a partir de los datos que se van obteniendo. El sistema se va a representar mediante espacio de estados, ya que se cuenta con variables de entrada, salida y variables de estado que se relacionan por ecuaciones diferenciales. En la Ecuación (4.3) se muestra el modelo de espacio de estados que se utilizará para predecir el estado en el siguiente tiempo de muestreo, donde se incluye el estado actual, señal de control y perturbaciones.

$$\begin{aligned} x(t+1) &= A * x(t) + B * u(t) + D * d(t) \\ y(t) &= C * x(t) \end{aligned} \quad (4.3)$$

De donde $x(t)$ es el vector de estados, $u(t)$ vector de las señales de control, $d(t)$ las perturbaciones medibles del sistema e $y(t)$ la salida del sistema. Como se observa en la Ecuación (4.4), para este caso en concreto el vector de entradas es similar al vector de la salida y corresponde al estado de cargas de las baterías.

$$x(t) = y(t) = [SOC_{li}(t) \quad SOC_{van}(t)]^T \quad (4.4)$$

Las baterías de litio son las encargadas de permitir el cumplimiento del balance de potencia, es por esto que las variables de control son las potencias de las baterías de vanadio exceptuando las de litio, así como la red eléctrica. En la Ecuación (4.5) se muestran las variables de control como la potencia de la red eléctrica y la potencia generada controlable del caso de estudio es la batería de vanadio.

$$u(t) = [P_{grid}(t) \quad P_{van}(t)]^T \quad (4.5)$$

En este sistema la demanda de la microrred y la generación fotovoltaica dependiente de la radiación solar, se modelan como perturbaciones ya que no son variables controladas como se expresa en la Ecuación (4.6), donde la potencia neta parte de la demanda y generación fotovoltaica.

$$d(t) = P_{net}(t) \quad (4.6)$$

Una vez planteadas las ecuaciones iniciales de estados, se necesita plantear un modelo lineal de los componentes de la microrred, donde se relacione los estados actuales, estados futuros y las señales de control. En la Ecuación (4.7) se ha planteado un modelo lineal del comportamiento de la batería de litio, teniendo en cuenta que las baterías van a tener un modelo similar variando únicamente el valor de sus variables. Para entender el significado es necesario explicar que η_{li} es la eficiencia de la batería, T_s es el tiempo de muestreo y $C_{max_{li}}$ es la capacidad máxima de la batería.

$$SOC_{li}(t+1) = SOC_{li}(t) - \frac{\eta_{li} * T_s}{C_{max_{li}}} * P_{li}(t) \quad (4.7)$$

Como la potencia de la batería de litio es la encargada de permitir el cumplimiento del balance de potencia, no es una señal de control directo del sistema, por lo que se expresa en función de las demás señales de control, como lo son la potencia neta, la potencia de la red y la potencia de la batería de vanadio. La Ecuación (4.8) se obtiene a partir del sistema de ecuaciones (4.1) y (4.2), teniendo en cuenta que la potencia del sistema se tiene que cumplir como cero:

$$P_{li}(t) = -P_{net}(t) - P_{grid}(t) - P_{van}(t) \quad (4.8)$$

Reemplazando la Ecuación (4.8) en la potencia de la Ecuación (4.7) se obtiene una nueva expresión de la dinámica del estado de carga de la batería de litio, que se muestra en la Ecuación (4.9) a continuación:

$$SOC_{li}(t + 1) = SOC_{li}(t) - \frac{\eta_{li} * T_s}{C_{max_{li}}} * (-P_{net}(t) - P_{grid}(t) - P_{van}(t)) \quad (4.9)$$

Para la batería de vanadio se ha planteado una ecuación similar a la de la batería de litio, ya que tienen la misma dinámica, como se muestra en la Ecuación (4.10).

$$SOC_{van}(t + 1) = SOC_{van}(t) - \frac{\eta_{van} * T_s}{C_{max_{van}}} * P_{van}(t) \quad (4.10)$$

En la Tabla 4-2 se muestran los parámetros que se van a utilizar en los modelos lineales de las baterías, las eficiencias han sido obtenidas de manera experimental por parte de investigadores en el laboratorio de la microrred, así como los límites han sido dados por el fabricante y el software de control.

Tabla 4-2 Características de los sistemas de almacenamiento

Almacenamiento	η	C_{max} (Ah)	P_{max} (kW)
Batería de Vanadio	0.73	2083	20
Batería de Litio	0.81	1130	20

Finalmente ampliando los vectores de la ecuación inicial (4.3) se obtiene la Ecuación (4.11), donde las matrices A, B y D son la representación matricial de las ecuaciones (4.9) y (4.10). A continuación se observa la representación matricial final de nuestro espacio de estados.

$$\begin{bmatrix} SOC_{li}(t + 1) \\ SOC_{van}(t + 1) \end{bmatrix} = A * \begin{bmatrix} SOC_{li}(t) \\ SOC_{van}(t) \end{bmatrix} + B * \begin{bmatrix} P_{grid}(t) \\ P_{van}(t) \end{bmatrix} + D * [P_{net}(t)] \quad (4.11)$$

$$A = I_2 \quad ; \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{li} * T_s}{C_{max_{li}}} & \frac{\eta_{li} * T_s}{C_{max_{li}}} \\ 0 & \frac{\eta_{van} * T_s}{C_{max_{van}}} \end{bmatrix}$$

$$C = I_2 \quad ; \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{li} * T_s}{C_{max_{li}}} \\ 0 \end{bmatrix}$$

4.3 Formulación del problema

Ahora que se tiene el espacio de estados final del sistema, es necesario realizar un cambio de variables ya que nuestro objetivo principal es a partir de una función de coste objetivo, resolver el problema de optimización manipulando las variables del sistema.

4.3.1 Cambio de variables

Para realizar el control, necesitamos plantear nuestro modelo de espacio de estados en modelo de espacio de estados incrementales, por lo que nos interesa el cambio que se va a realizar en la consigna de control, y se hace necesario realizar un cambio de variables, pero siempre se conservan las ecuaciones planteadas inicialmente.

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} x(t+1) \\ d(t+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & D \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u(t) \\ \dot{y}(t) = [C \quad 0] \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (4.12)$$

A continuación se plantea un nuevo vector de estados y matrices auxiliares:

$$\dot{x}(t) = \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} ; \dot{A} = \begin{bmatrix} A & D \\ 0 & I \end{bmatrix} ; \dot{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} ; \dot{C} = [C \quad 0]$$

$$\begin{cases} \dot{x}(t+1) = \dot{A}\dot{x}(t) + \dot{B}u(t) \\ y(t) = \dot{C}\dot{x}(t) \end{cases} \quad (4.13)$$

Puede ser utilizado el modelo incremental de espacio de estados estacionarios, si el modelo de la entrada es el incremento de control: $\Delta u(t) = u(t) - u(t-1)$

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{x}(t+1) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{A} & \dot{B} \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{B} \\ I \end{bmatrix} \Delta u(t) \\ \bar{y}(t) = [\dot{C} \quad 0] \begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (4.14)$$

A partir de la Ecuación (4.14) obtenemos los vectores de estados y matrices finales para el control. Ahora en la Ecuación (4.15) la entrada no es la señal de control, sino el incremento de la señal de control.

$$\begin{cases} \bar{x}(t+1) = M\bar{x}(t) + N \Delta u(t) \\ \bar{y}(t) = Q\bar{x}(t) \end{cases} \quad (4.15)$$

Para minimizar la función de coste, es necesario realizar predicciones a lo largo de un horizonte de predicción (N_p) durante el cual se estima manipulación del control a lo largo del horizonte de control (N_u). Si se calcula de manera recursiva la salida (vector de predicciones) realizando la aplicación de las ecuaciones previas se llega a la ecuación (4.16), además las nuevas matrices se describen en (4.17).

$$y = F * x(t) + H * u \quad (4.16)$$

$$u = \begin{bmatrix} \Delta u(t) \\ \Delta u(t+1) \\ \dots \\ \Delta u(t+N_u-1) \end{bmatrix}; H = \begin{bmatrix} QN & 0 & \dots & 0 \\ QMN & QN & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ QM^{N_p}N & QM^{N_p-1}N & \dots & 0 \end{bmatrix}; F = \begin{bmatrix} QM \\ QM^2 \\ \vdots \\ QM^{N_p} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

4.3.2 Función de coste

Siguiendo la línea planteada anteriormente, para resolver el problema de optimización se hace necesario minimizar la función de coste J , que es una función objetivo cuadrática (4.18), por lo que resulta conveniente para encontrar los mínimos. Como usamos una estrategia de horizonte deslizante, sólo el primer elemento de la secuencia $(\Delta u(t))$ es enviada para comandar el sistema, y el cálculo se repite para el siguiente tiempo de muestreo.

$$J = \sum_{i=1}^{N_u} (\alpha(i) * u(t+i-1|t)^2 + \beta(i) * [\Delta u(t+i-1)]^2 + \gamma(i) * [y(t+i|t) - w(t+i)]^2) \quad (4.18)$$

Donde las matrices alpha, gamma y beta son matrices diagonales que contienen pesos para penalizar el esfuerzo de control, el incremento del esfuerzo de control y seguimiento de la consigna de referencia respectivamente.

Se resolverá un problema de programación cuadrática, con una función de coste cuadrático y restricciones tipo caja y algebraicas de carácter lineal, transformando la ecuación (4.18) para que quede en el siguiente formato:

$$u^* = \underset{u}{\operatorname{argmin}} J(u) = \frac{1}{2} * u^T H u + b u + f_0 \quad (4.19)$$

4.3.3 Restricciones

Las restricciones presentes en el sistema son inecuaciones dependientes de \mathbf{u} (incremento de las variables manipulables), las cuales pueden ser descritas en forma matricial:

$$s. a. \quad R * \mathbf{u} \leq c \quad (4.20)$$

En el presente problema es necesario imponer restricciones a la señal de control, a su incremento y a la salida del mismo como se muestra en (4.21). Ya que al ser señales físicas tienen límites físicos y de funcionamiento en los equipos, además se busca precautelar el estado de las baterías que no pueden ser cargadas ni descargadas a tasas muy altas de potencia.

$$\begin{array}{lll} u_{min} & \leq & u(t) & \leq & u_{max} & \forall t \\ \Delta u_{min} & \leq & u(t) - u(t-1) & \leq & \Delta u_{max} & \forall t \\ y_{min} & \leq & y(t) & \leq & y_{max} & \forall t \\ P_{Pbmin} & \leq & P_{Pb}(t) & \leq & P_{Pbmax} & \forall t \\ \Delta P_{Pbmin} & \leq & \Delta P_{Pb}(t) & \leq & \Delta P_{Pbmax} & \forall t \end{array} \quad (4.21)$$

De acuerdo al modelo de la ecuación (4.20), las inecuaciones de (4.21) son transformadas para expresarse en función de “u”. Expresando los límites del modelo del espacio de estados incrementales en forma matricial lo tenemos de la siguiente manera, donde los subíndices de las matrices son los tamaños finales de acuerdo al número de salidas, señales de control, horizonte de predicción y horizonte de control:

$$R = \begin{bmatrix} I_{N_u \times n_u} \\ -I_{N_u \times n_u} \\ -T_{N_u \times n_u} \\ T_{N_u \times n_u} \\ H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \\ -H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \end{bmatrix} \quad c = \begin{bmatrix} \Delta u_{max} \\ -\Delta u_{min} \\ u_{max} - u(t-1) \\ -u_{min} + u(t-1) \\ y_{max} - f \\ -y_{min} + f \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

5 SIMULACIÓN

En este capítulo se realiza la implementación y simulación de distintos escenarios de prueba con el controlador MPC desarrollado. Esto servirá como una primera aproximación de cara a la implementación en una microrred real, donde se realiza el proceso de sintonización “*se calibrarán los pesos*”, tiempos de ejecución y demás parámetros de acuerdo al comportamiento de carga y balance de energía deseado.

Para ello, se ha utilizado el entorno de programación por bloques Simulink que es parte del software Matlab®, donde controlador MPC está contenido en un bloque y ha sido previamente programado como función en código de líneas. Se ha utilizado la librería *Simugrid* que incluye modelos matemáticos de los principales elementos de microrredes como generación fotovoltaica, demanda, batería de Litio y batería Flujo-Redox, entre otros. La librería es de acceso libre y fue realizada por C. Bordons, F. García Torres y Miguel A. Ridao. (Bordons, García Torres y Ridao 2019)

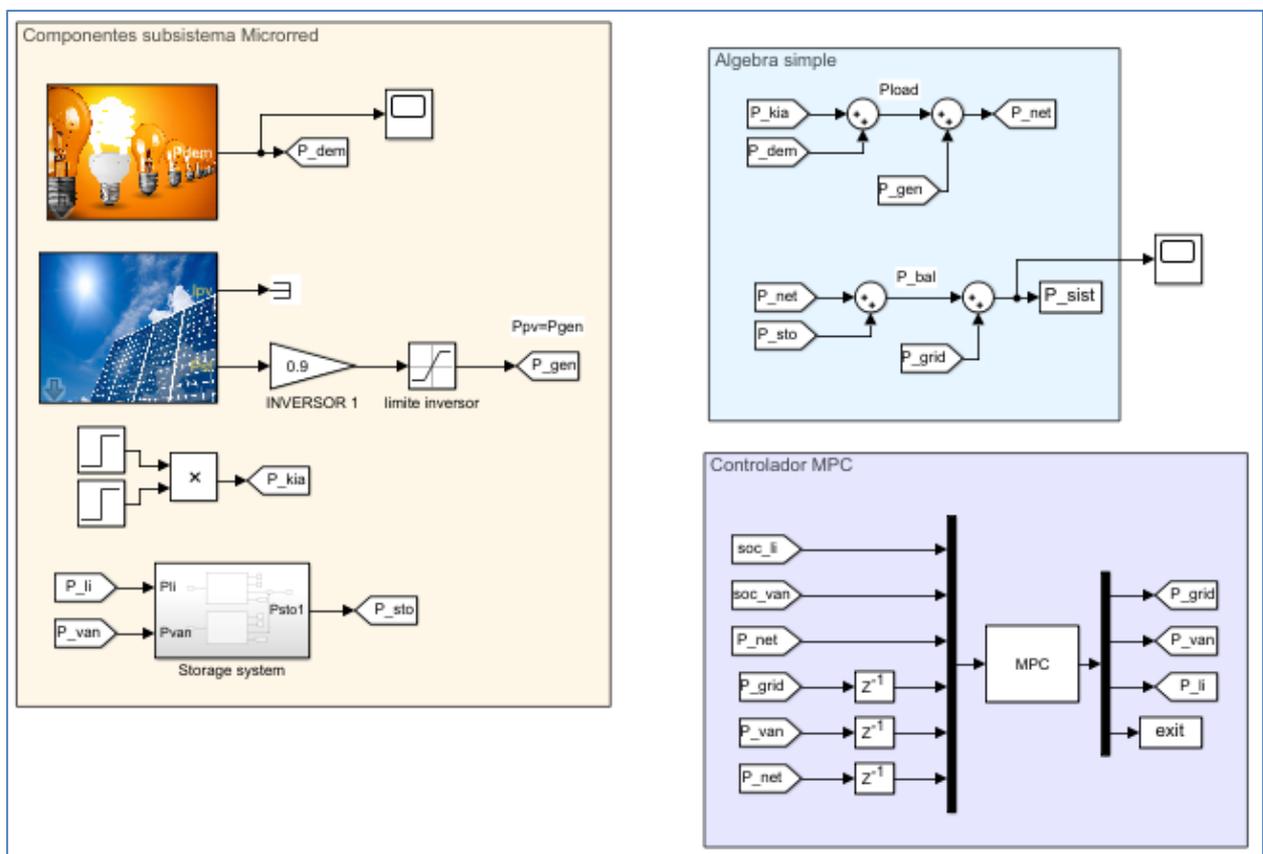


Figura 5-1. Modelo principal de simulación de la microrred

En la Figura 5-1 se muestra la interacción entre los componentes de la microrred a utilizar en esta investigación.

5.1 Componentes el controlador

Una vez que el controlador ha sido descrito teóricamente en la anterior sección, es necesario adaptar las señales del espacio de simulación, ya que se realiza cálculos con la señal muestreada en dicho instante y la señal del instante anterior. En esta subsección se describirán los componentes y valores asociados a la simulación realizada, la cual es la base de la implementación para el control de equipos reales de la microrred.

5.1.1 Entradas y salidas de controlador

El número de estados n_x , salidas n_y y variables de control n_u , no varía a lo largo del tiempo, así como el número de perturbaciones permanece constante, y se definen a continuación:

$$n_x = 2$$

$$n_y = 2$$

$$n_u = 2$$

$$n_d = 1$$

Las variables de estado de entrada y salida a el sistema de control en diseño, son los estados de carga de las baterías de litio (P_{LI}) y vanadio (P_{VAN}) (Ecuación (4.4)), de acuerdo a la estrategia de control descrita en el capítulo 4, las variables de control son la potencia de la red y potencia de la batería de vanadio (Ecuación (4.5)) como se muestra en la Figura 5-2, por otra parte la potencia de red a la salida del bloque es una estimación que se realiza internamente, además las perturbaciones se toman como 1 variable acotada, es importante destacar que la Potencia neta (P_{neta}) abarca la potencia generada por el campo de paneles y la demanda de la microrred.

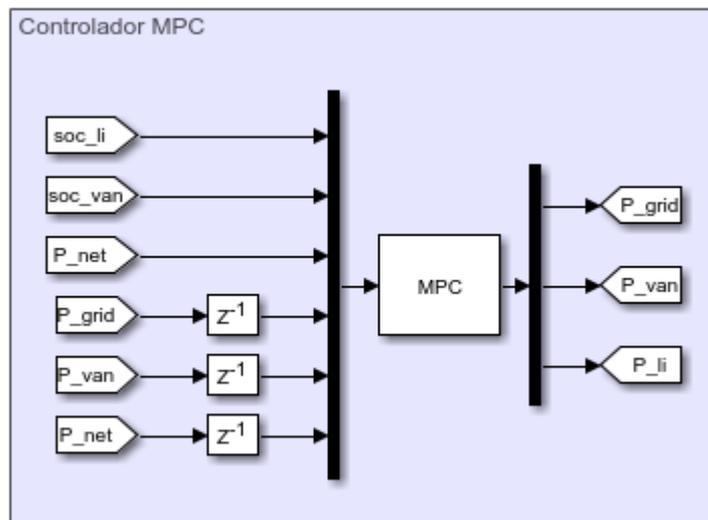


Figura 5-2. Entradas y salidas del bloque controlador MPC

El sistema de control MPC intrínsecamente tiene un código que procesa los estados, perturbaciones y señales de control descritas en el anterior capítulo 4, además este realiza las operaciones correspondientes de optimización y predicción para obtener las nuevas señales de control a aplicar con el objetivo de tener potencias estimadas para el instante contiguo. Finalmente con el incremento de las señales de control obtenidas, se calcula la nueva referencia de potencia para las baterías de litio y vanadio, no siendo lo mismo con la potencia de la red, dado que no es posible controlar mediante un setpoint, pero esta es resultado de la energía de todos los equipos conectados a la microrred, incluyendo la demanda y la generación fotovoltaica.

A continuación se muestra la estructura de entradas y salidas reales al bloque del controlador en simulink, así como las señales que se tienen que tratar para retrasar una muestra como el algoritmo lo requiere.

Entradas del bloque:

- Estado:
 - Estado de carga de la batería de litio muestra actual.
 - Estado de carga de la batería de vanadio en la muestra actual.
- Potencia de la red en la muestra anterior.
- Potencia de vanadio en la muestra anterior.
- Perturbaciones:
 - Potencia neta en la muestra actual.
 - Potencia neta en la muestra anterior.

Salidas del bloque:

- Referencia de la potencia de la red.
- Referencia de la potencia de la batería de vanadio.
- Referencia de la potencia de la batería de litio.

5.1.2 Matrices de Coste

En la sección 4.3.2 se planteó la función de coste para la optimización del problema (Ecuación (4.18)). Se ha probado con varios horizontes del control y predicción, finalmente hemos escogido el horizonte de control $N_u=2$ y un horizonte de predicción $N_p=10$.

A continuación, se presenta la diagonal principal de las matrices de coste α β γ , las mismas son matrices diagonales, los factores se han ido obteniendo experimentalmente, siendo modificados de acuerdo al comportamiento y cambios de potencia que se deseaba, los valores se detallan en la Tabla 5-1. Por ejemplo al aumentar el valor en “ α ”, se observaba que el esfuerzo de control era más conservador, del mismo modo “ β ” limita la rampa de potencia entre tiempos de muestreo, finalmente “ γ ” endurece o relaja el seguimiento de la consigna. Se puso mayor peso a los esfuerzos de control, ya que no se quiere cambios bruscos de potencia en las baterías, también se le dio menor importancia al seguimiento de consigna para evitar cambios constantes innecesarios de referencia de potencia en las baterías.

En la Tabla 5-2 se muestran los límites con que se operan los equipos y a los que funcionará la red eléctrica, los estados de carga son conservadores y los que el fabricante ha sugerido, dentro del algoritmo de control se añade un pequeño margen para el tiempo muerto en que el controlador no actúa ni verifica los niveles. La rampa de potencia de la batería de vanadio fue calculada partiendo de una potencia cero con una referencia de +20kW, donde la dinámica de la batería fue aproximadamente lineal, alcanzando la potencia referenciada a los 13 segundos aproximadamente (Tiempo de establecimiento obtenido de un procedimiento experimental con un cambio en la potencia de referencia de tipo escalón). Para este estudio con un control discreto con frecuencia de muestreo alrededor de 60 segundos, es muy importante el ciclo de ejecución del algoritmo, ya que dependiendo de esto, varía proporcionalmente la tasa de potencia establecida, en este caso puntual, se tiene un ciclo de ejecución de 60 segundos, además el histórico de datos tomados de la microrred era de cada 60 segundos y en base a eso se ha trabajado.

Tabla 5-1. Pesos de la función de coste

	α	β	γ
Red	$1.5 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^{-6}$	-
Batería de litio	-	-	$0.4 \cdot 10^{-9}$
Batería de Vanadio	$4 \cdot 10^{-7}$	$1.4 \cdot 10^{-5}$	$0.5 \cdot 10^{-9}$

Tabla 5-2. Restricciones de operación

	Potencia [kW]	Tasa de potencia [kW/s]	Estado de carga [%]
Red	[-400 , 400]	[-200 , 200]	-
Batería de litio	[-50 , 50]	-	[20 , 90]
Batería de Vanadio	[-20 , 20]	[-1.5 , 1.5]	[20 , 85]

5.2 Simulación en día soleado, baterías descargadas

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 20%.

La batería de litio es la encargada de absorber las variaciones de potencia cuando está dentro de los límites de operación, y la batería de vanadio tiene un papel secundario, actúa cuando la batería de litio no está en rango de operación, o la potencia a entregar o tomar es muy alta como se observa en la Figura 5-4. Al iniciar la simulación la batería de litio está en el límite de descarga al 20%, por lo que se mantiene constante y se requiere carga de la batería de vanadio, la cual tiene un límite mínimo de SOC del 15%. Cuando la batería de vanadio ha llegado a su nivel mínimo de seguridad en carga, empieza a cargarse y descargarse en tramos cortos de tiempo (Figura 5-3), hasta que hay generación fotovoltaica y se cargan las baterías, teniendo como preferencia la batería de litio. En este caso puntual hay un comportamiento no deseable causado por las condiciones de las baterías al límite inferior de SOC, se dan picos de carga y descarga continuos, hasta que recuperan un buen nivel de SOC.

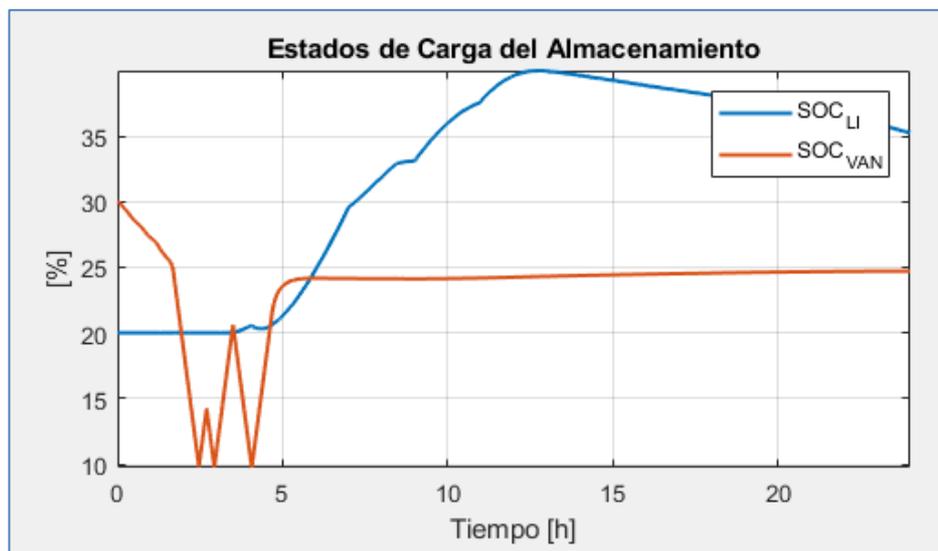


Figura 5-3. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC bajo.

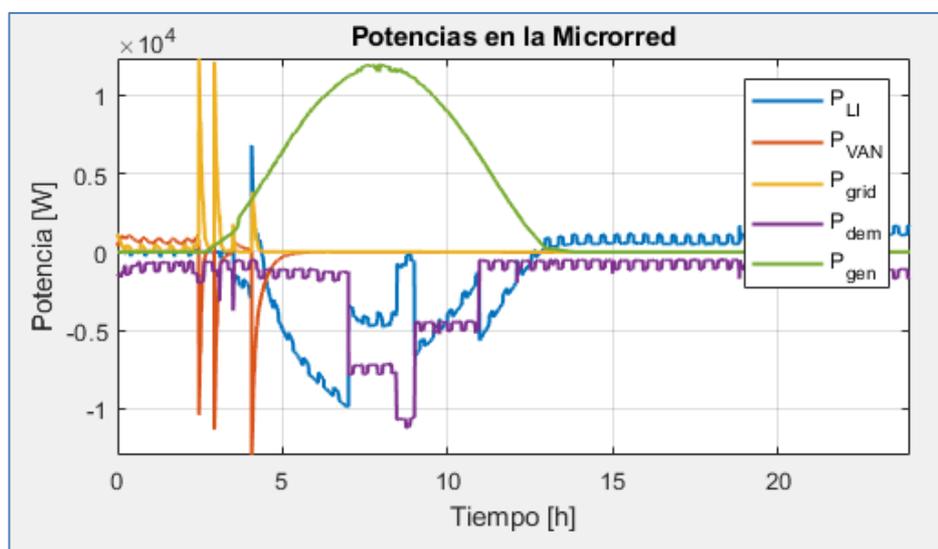


Figura 5-4. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC bajo.

5.3 Simulación en día soleado, baterías a media carga.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.

En la siguiente Figura 5-5 y Figura 5-6, se aprecia claramente que no fue necesario realizar intercambio de energía con la red eléctrica, ya que con el nivel de carga y las demandas presentes se pudo suplir las necesidades únicamente con la batería de litio, la batería de vanadio se carga levemente. A pesar de las variaciones de demanda que se tiene presente durante el día, la respuesta del controlador es buena y no hay picos de potencia indeseables.

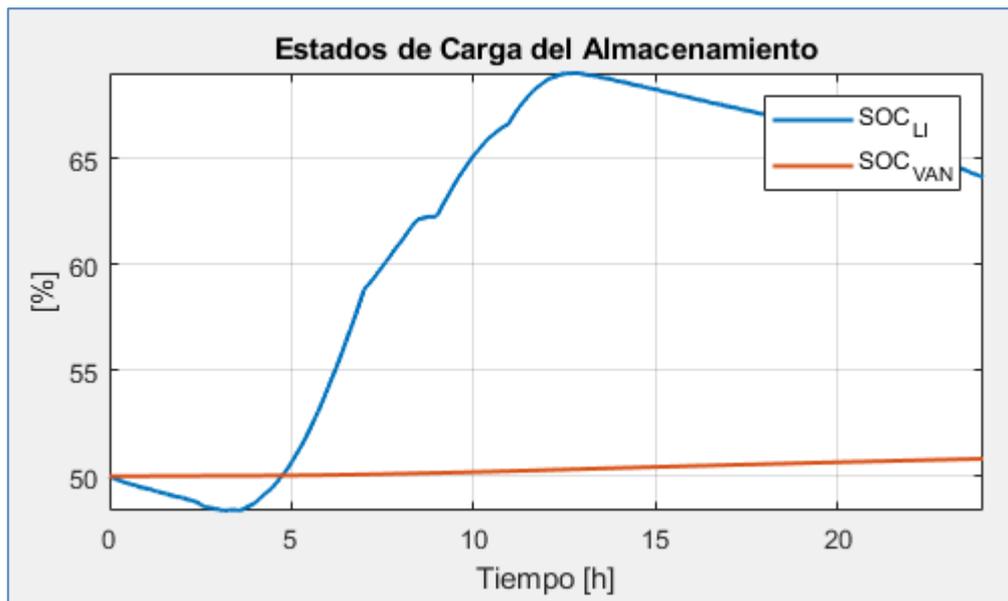


Figura 5-5. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.

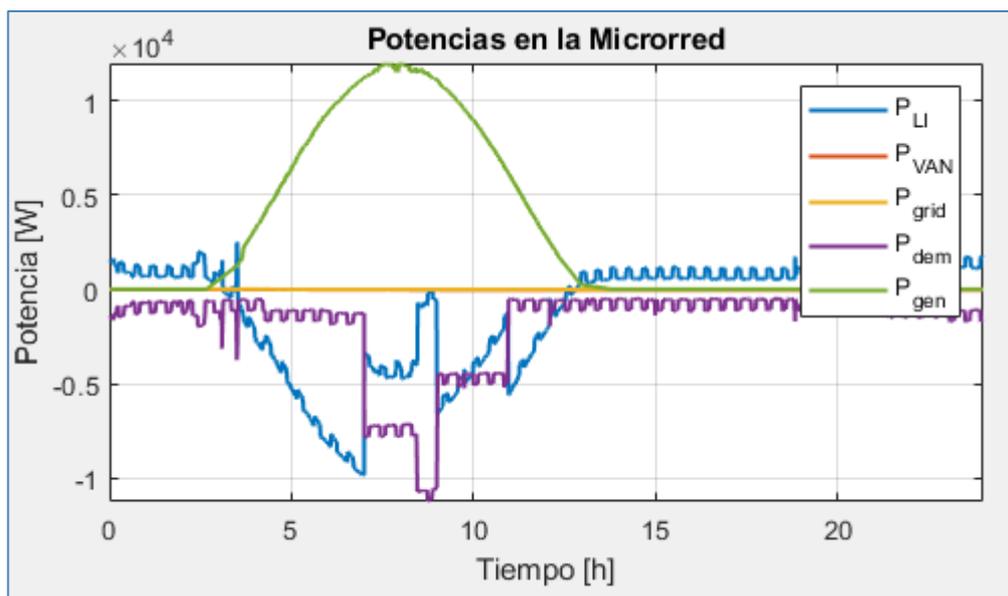


Figura 5-6. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.

5.4 Simulación en día soleado, baterías cargadas.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 80%.

A continuación en la Figura 5-7 y Figura 5-8, se observa que cuando las dos baterías alcanzan su límite máximo de carga, la red tiene que absorber dicha potencia y por lo tanto se tiene que entregar energía a la red, esto para compensar el balance de energía. Al analizar el comportamiento del SOC la batería de litio inicialmente responde a la demanda, pero cuando se empieza a cargar y está cerca del límite superior de carga, la batería de vanadio responde cargándose de igual manera, esto es debido a la función coste (4.18) planteada para el controlador. Tampoco se observan picos de potencia indeseables.

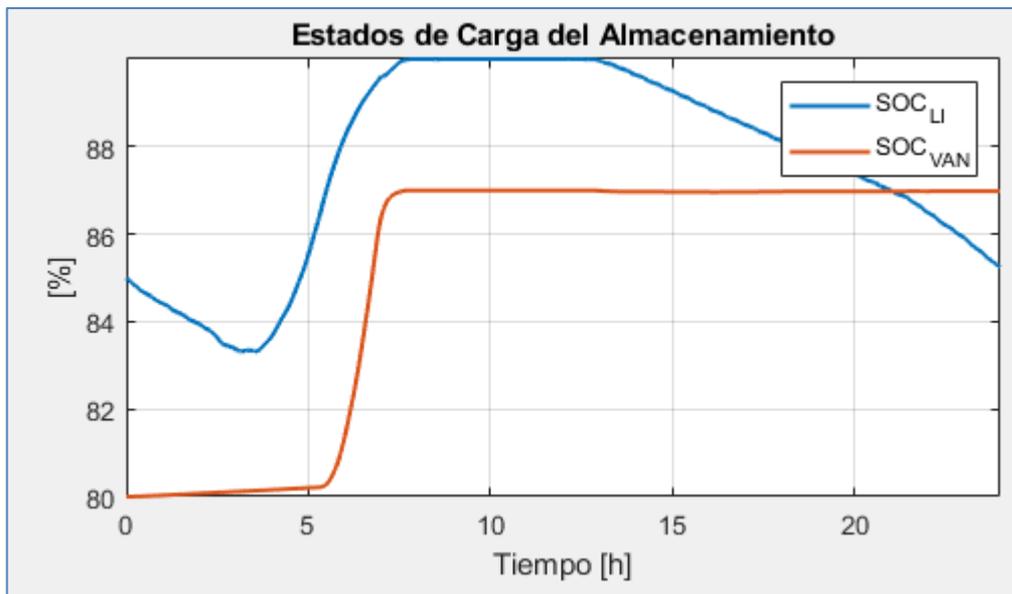


Figura 5-7. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC alto.

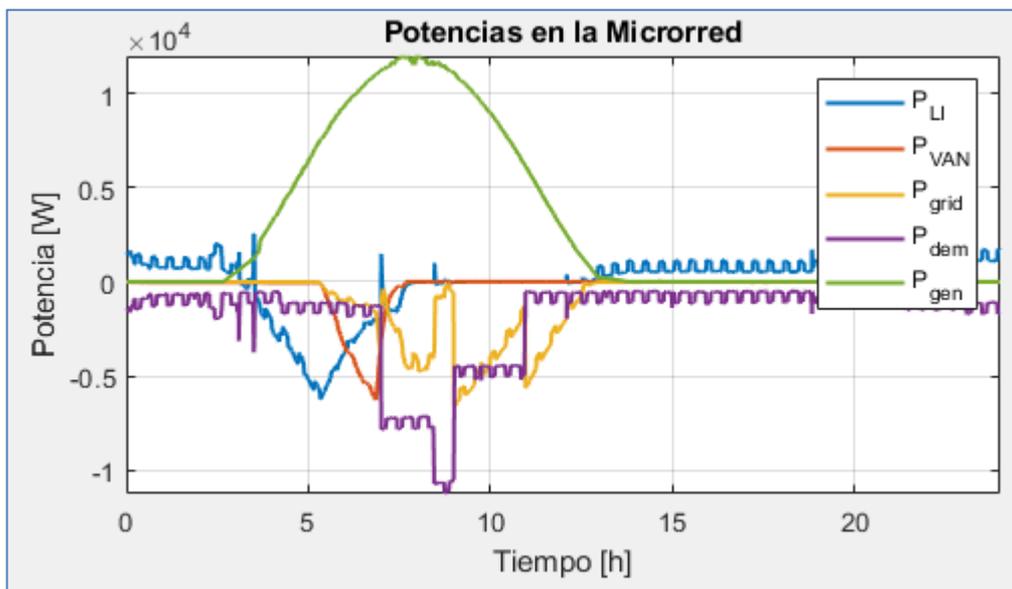


Figura 5-8. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC alto.

5.5 Simulación en día con nubes, baterías descargadas.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 20%.

A continuación se tiene un caso similar al de la sección 5.2. En la Figura 5-9 se tiene un comportamiento no deseado de carga y descarga intermitente al inicio del día, además en la Figura 5-10 durante estos tramos se tienen picos de potencia en la batería de vanadio y a respuesta de esto picos en la red eléctrica. Una vez que empieza a haber generación fotovoltaica, se cargan las baterías y ya no es necesario pedir energía a la red eléctrica.

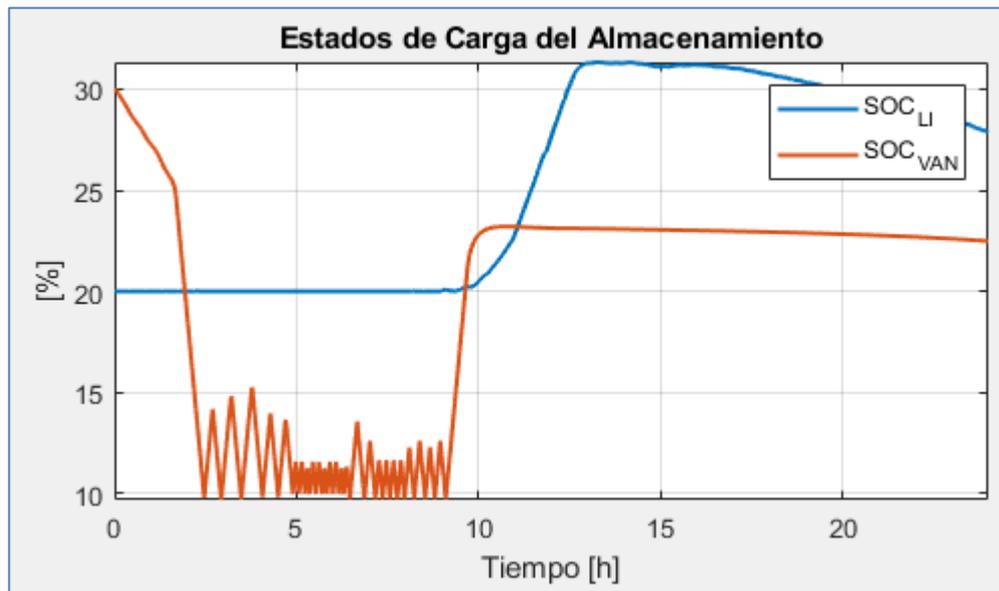


Figura 5-9. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC bajo.

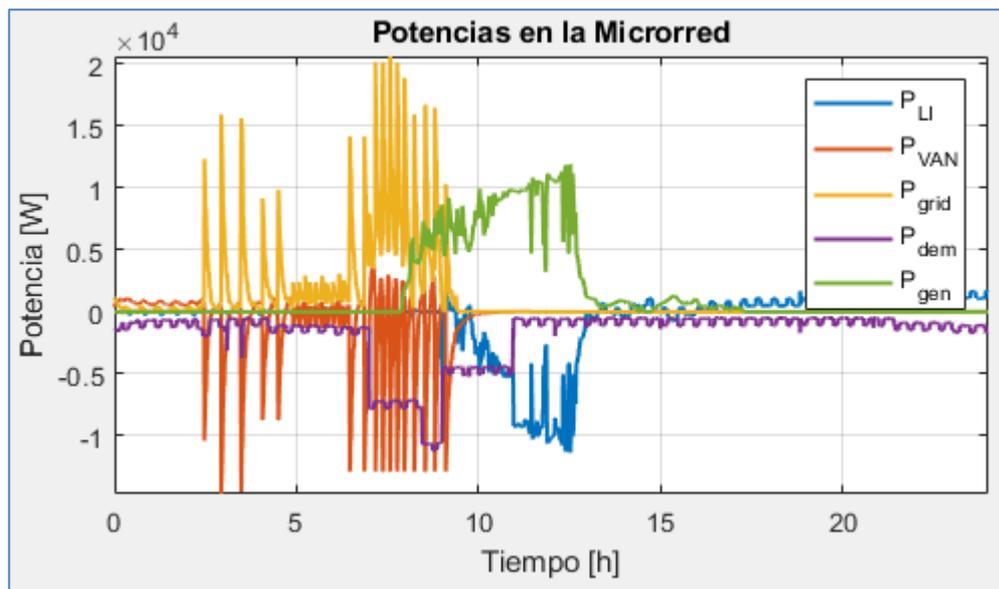


Figura 5-10. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC bajo.

5.6 Simulación en día con nubes, baterías a media carga.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.

En el presente caso, como se muestra en la Figura 5-11 y Figura 5-12, la demanda de potencia la supe fácilmente la batería de litio y no se hace necesario interactuar con la batería de vanadio, a lo largo del día el SOC se mantiene estable. Además el seguimiento de consigna está muy suavizado y de acuerdo al planteamiento de nuestra función de coste y potencia de referencia para el seguimiento al 50% obtiene el valor mínimo.

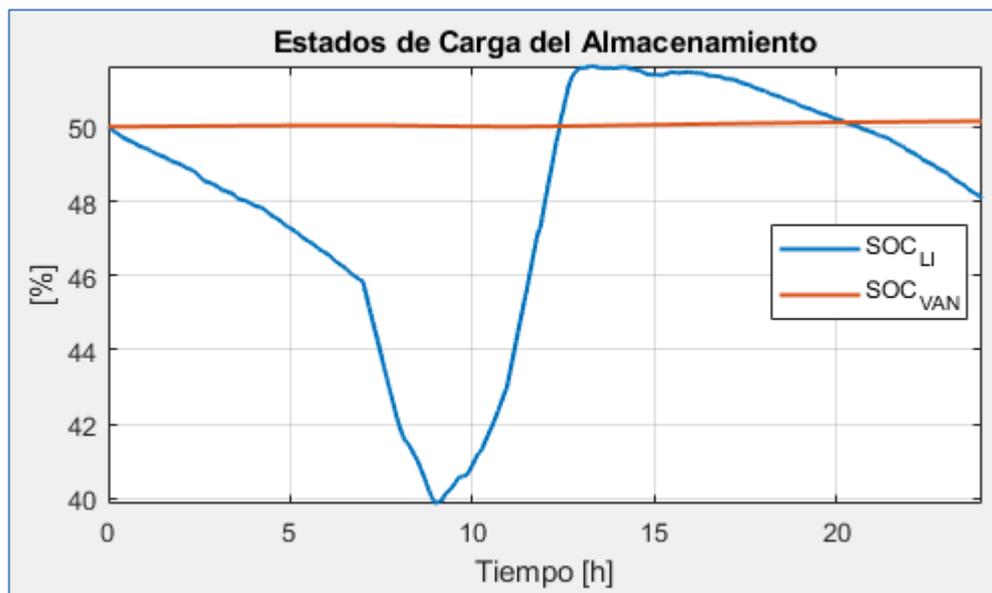


Figura 5-11. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil nuboso, SOC medio.

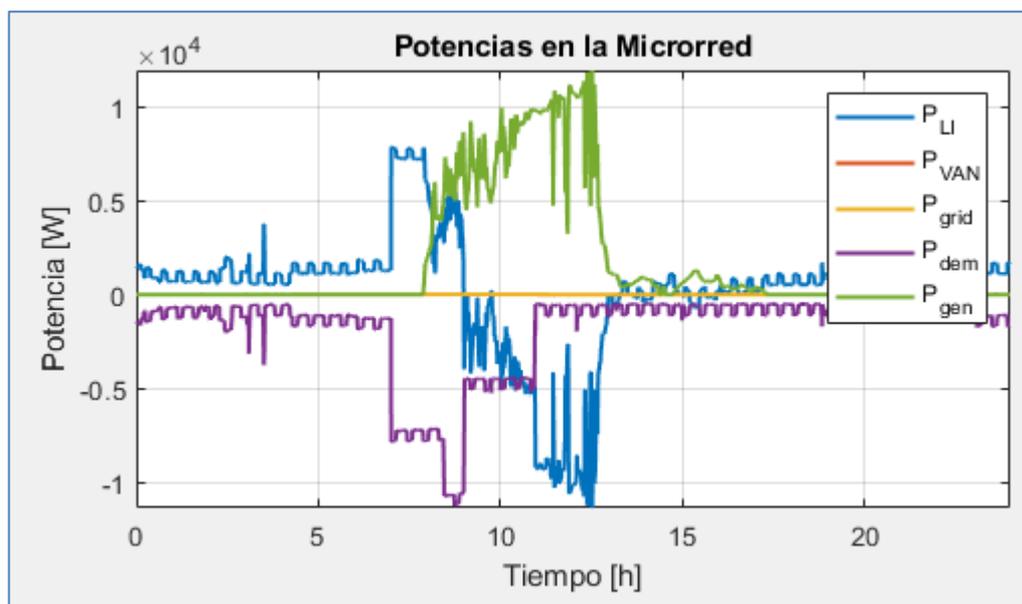


Figura 5-12. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nuboso, SOC medio.

5.7 Simulación en día con nubes, baterías cargadas.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 80%.

A continuación la batería de vanadio se carga ligeramente y tiene un pequeño pico de carga (Figura 5-14), cuando la batería de litio alcanza su máximo SOC (Figura 5-13). El intercambio de energía con la red es casi nulo, siguiendo un comportamiento similar al del SOC a media carga en día nublado. En términos generales, el control responde de acuerdo a lo esperado.

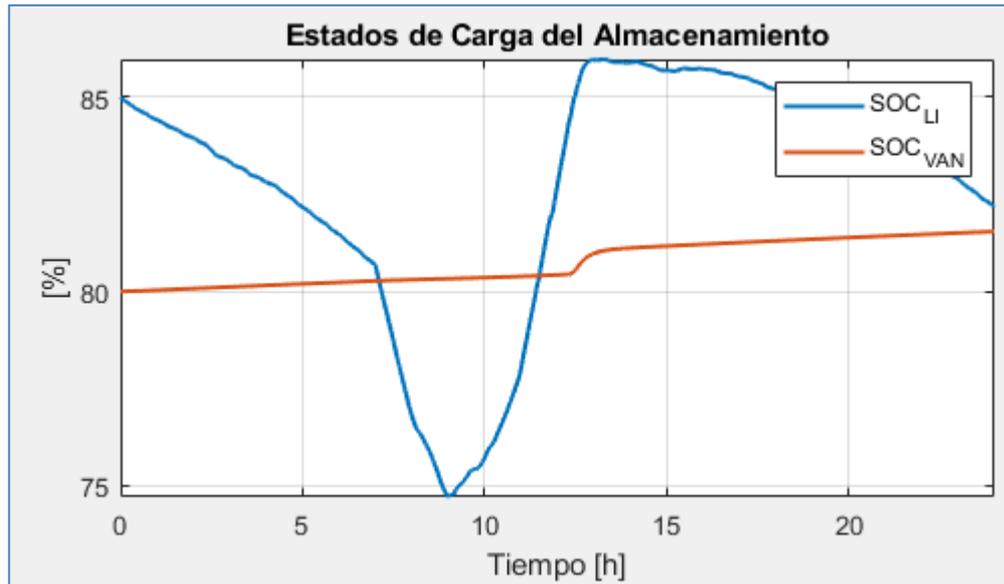


Figura 5-13. Estado de carga de los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC alto.

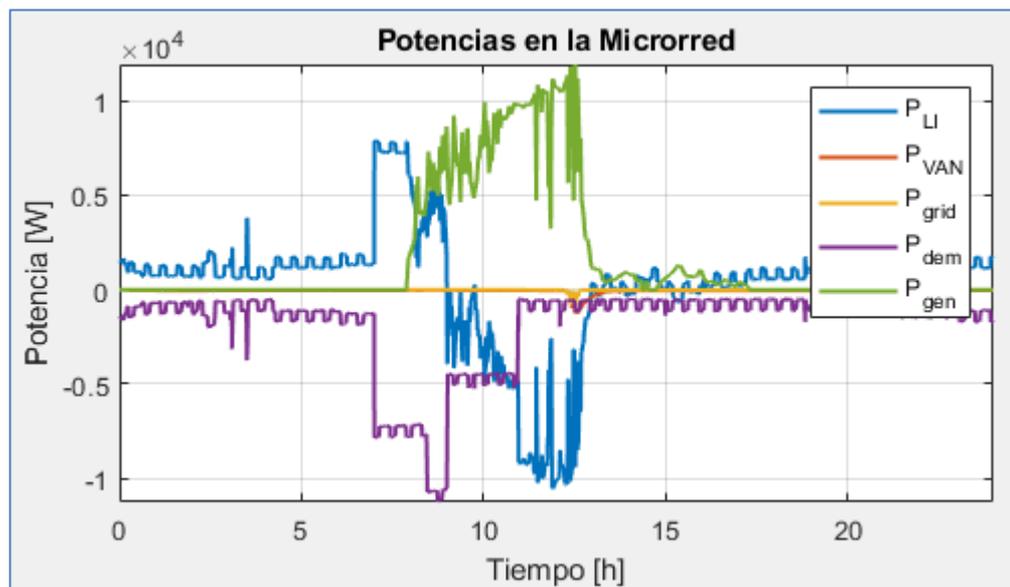


Figura 5-14. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC alto.

NOTA: Debido a que la batería de Vanadio de la microrred se estropeó y no ha sido reparada hasta el momento de la redacción de este documento, no fue posible realizar la parte experimental con la misma, por lo que se procedió a realizar la adaptación del algoritmo de control para un balance de potencia donde el sistema de almacenamiento únicamente incluya baterías de litio. Por lo tanto, es necesario tener simulaciones en condiciones similares para realizar una comparación de resultados y se muestra a continuación:

5.8 Simulación en día soleado, batería de litio a media carga.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.

En día soleado y batería a media carga, la interacción es buena entre los elementos de la microrred, no llega a los límites de carga (Figura 5-15) y el intercambio con la red es mínimo. También no hay picos de potencia en la red (Figura 5-16. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.), que pueden inducir a la mala calidad de la misma. Cuando empieza a cargarse el vehículo eléctrico, cerca a las 7 horas, hay una buena respuesta entre la energía generada y la carga de la batería, que simplemente se carga a menor potencia.

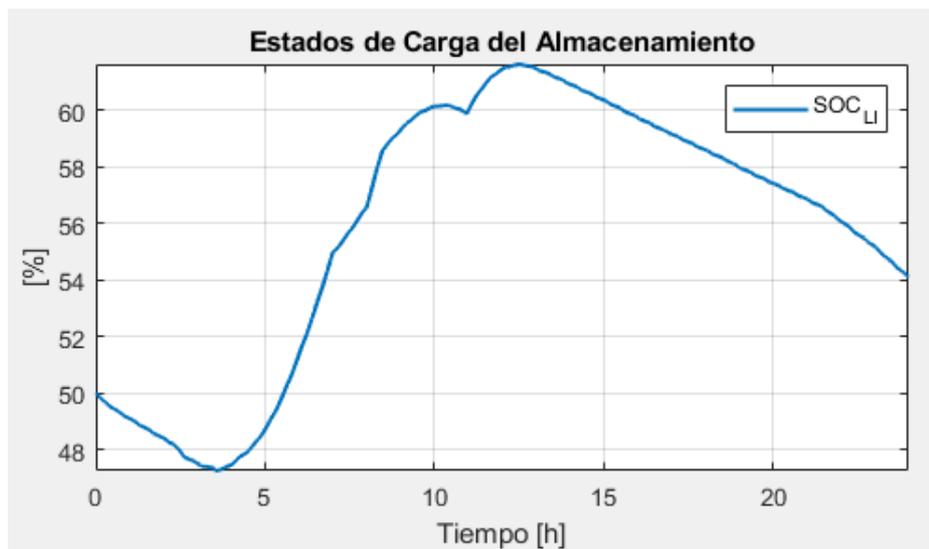


Figura 5-15. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC medio.

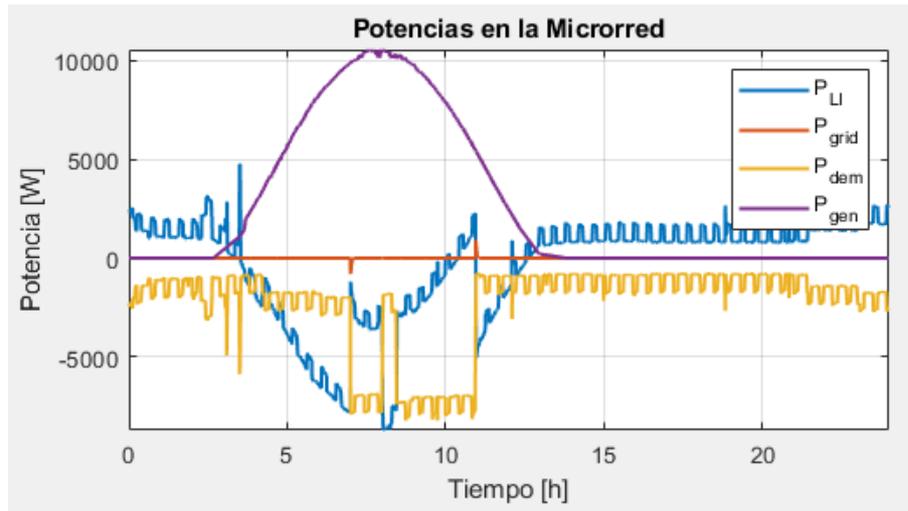


Figura 5-16. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC medio.

5.9 Simulación en día soleado, batería de litio cargada.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 80%.

El coste de la función objetivo aumenta conforme nos acercamos al límite superior SOC establecido en el controlador, lo cual fuerza a ceder energía a la red cerca a las 8 horas (Figura 5-18), donde se tiene máxima radiación y la demanda cae notablemente, sin embargo el comportamiento de la curva del SOC (Figura 5-17) es similar al escenario con media carga.

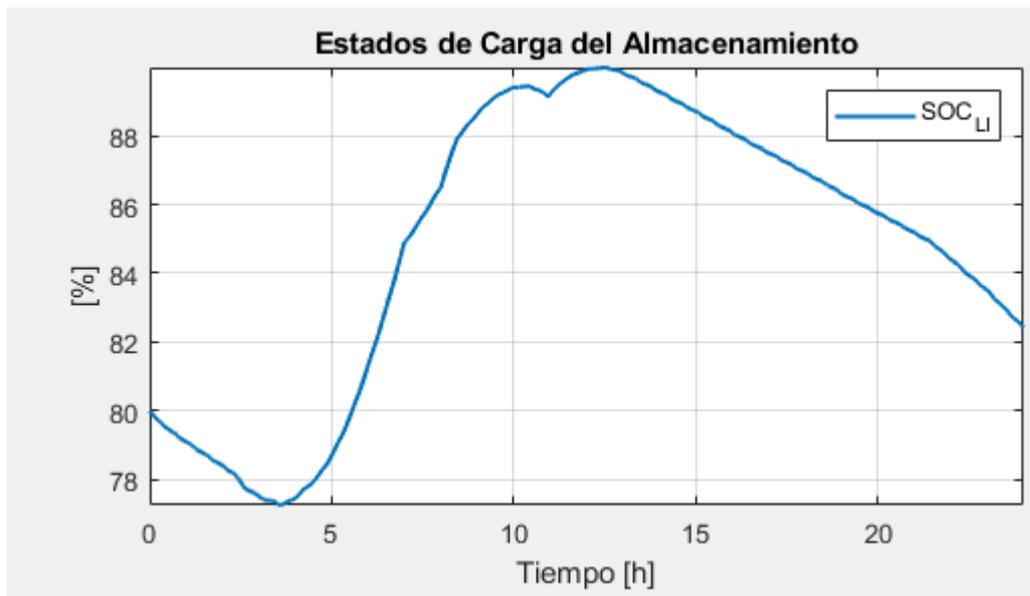


Figura 5-17. Estado de carga de la batería de litio, perfil soleado, SOC alto.

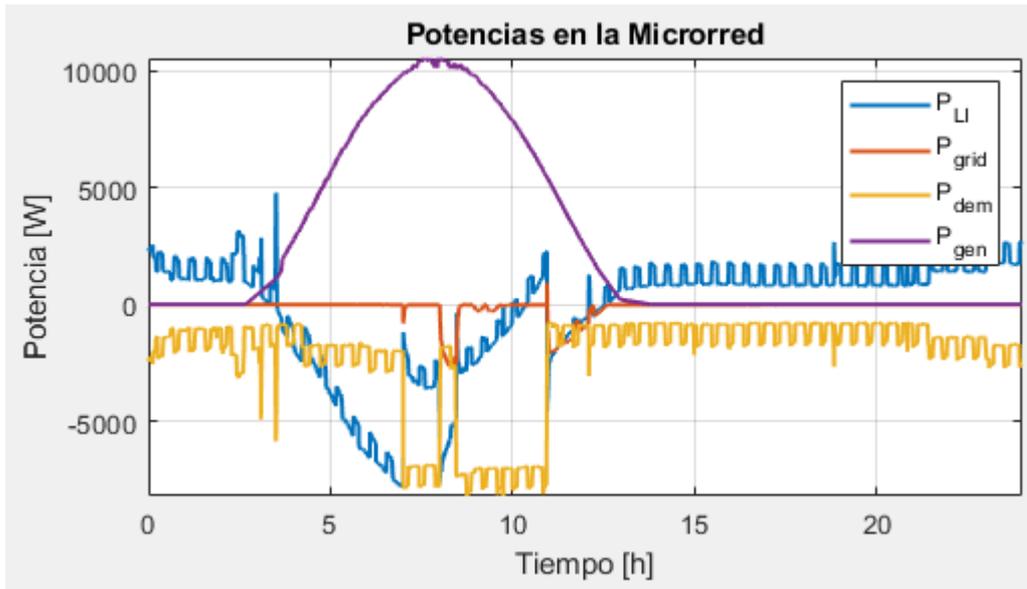


Figura 5-18. Potencias en los componentes de la microrred, perfil soleado, SOC alto.

5.10 Simulación en día con nubes, batería de litio descargada.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 25%.

A continuación se observa que cuando la batería está cerca al nivel mínimo de carga (Figura 5-19), empieza a pedirse energía de la red de manera gradual. Luego hay un aumento en la demanda, debido al coche eléctrico, por eso se observa que la batería se carga un poco y baja al nivel mínimo y se producen pequeños picos de consumo de la red eléctrica (Figura 5-20). Pasado este período, cuando la demanda baja y hay mayor radiación, la batería se carga un poco y es capaz de suplir la demanda del resto del día.

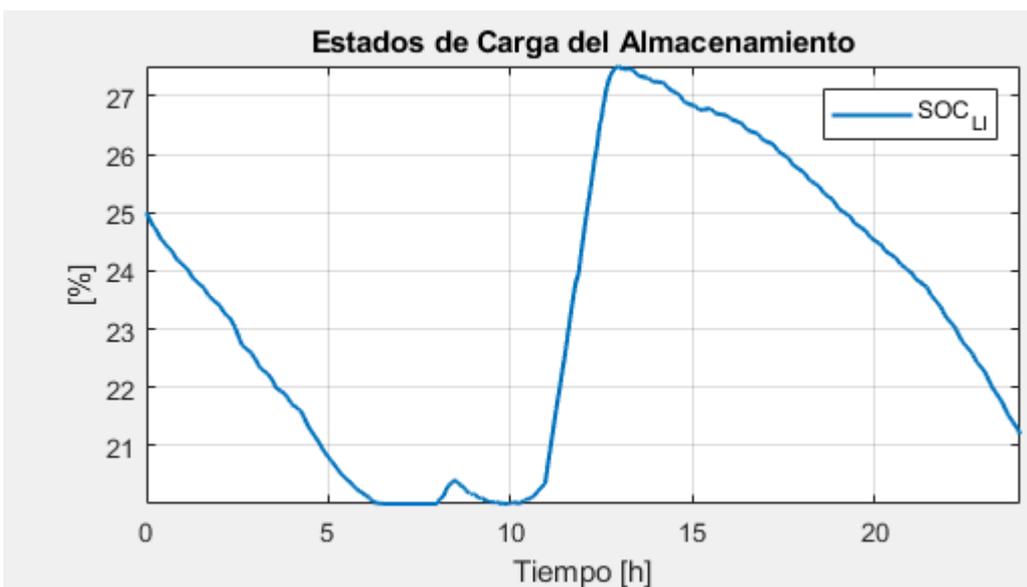


Figura 5-19. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC bajo.

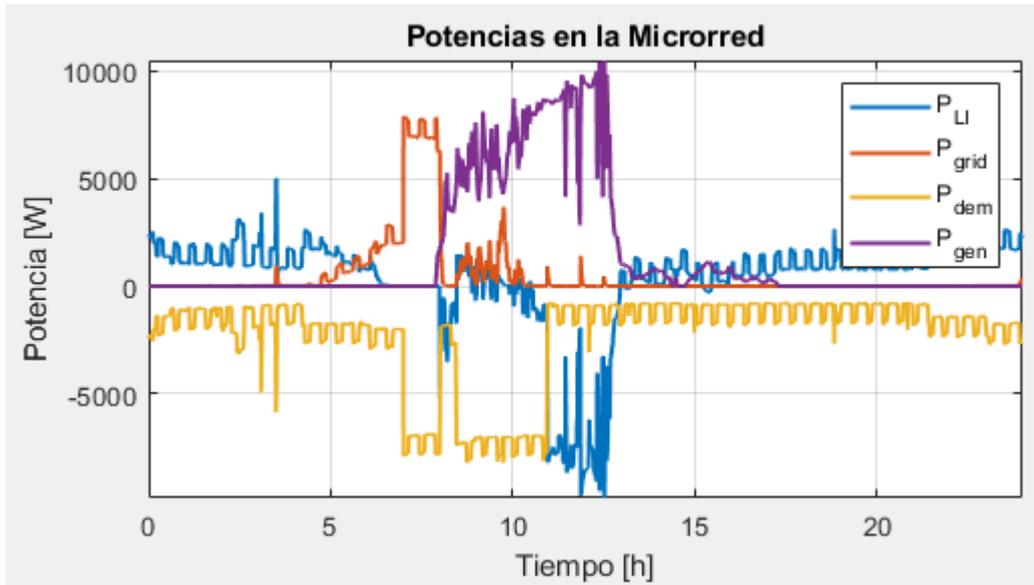


Figura 5-20. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC bajo.

5.11 Simulación en día con nubes, batería de litio a media carga.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.

En este caso la batería sufre completamente la demanda y generación de todo el día (Figura 5-21), únicamente hay pequeños picos de potencia de la red, que son producidos por la rápida variación de potencia de la generación fotovoltaica donde la batería de litio no responde a esa tasa de potencia (Figura 5-22). Cerca a las 7 horas se carga el vehículo eléctrico, sin embargo, esto no afecta al balance de potencias.

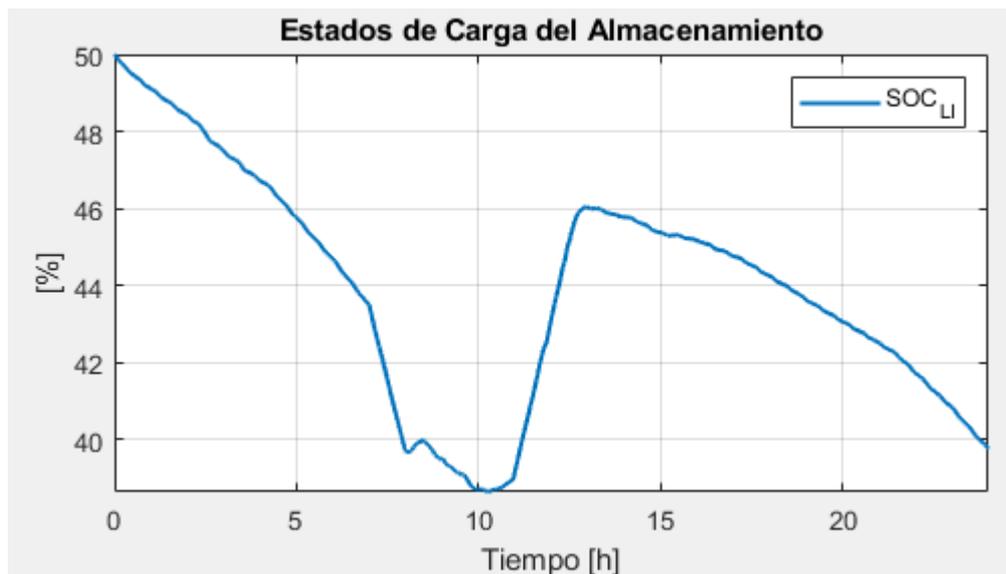


Figura 5-21. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC medio.

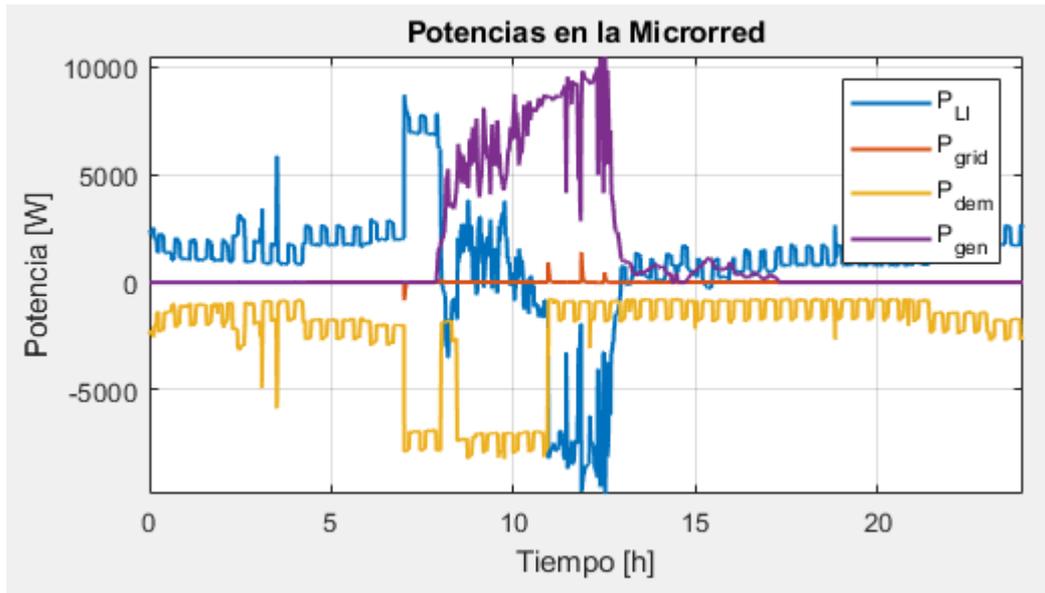


Figura 5-22. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC medio

5.12 Simulación en día con nubes, batería de litio cargada.

Condiciones de simulación:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 80%.

Este caso es parecido al de la sección 5.11, se tiene el mismo comportamiento de la curva de SOC (Figura 5-23). La variación de la potencia en el inversor de las baterías es grande, similar a la radiación solar, sin embargo se observa que el equipo responde bien, y el balance de potencia se produce sin problemas (Figura 5-24). El intercambio de potencia con la red es mínimo.

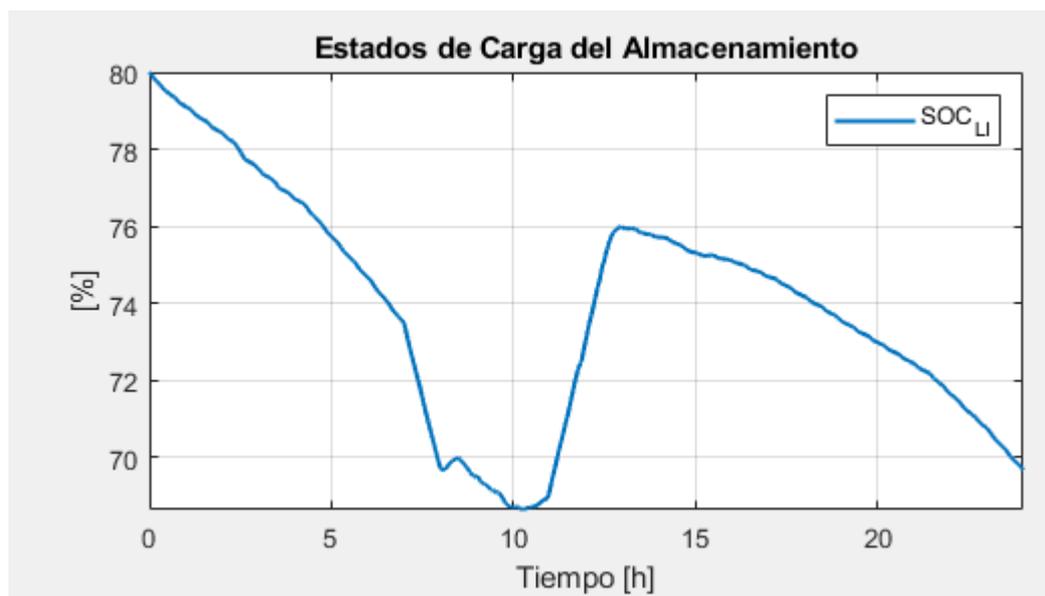


Figura 5-23. Estado de carga de la batería de litio, perfil nublado, SOC alto

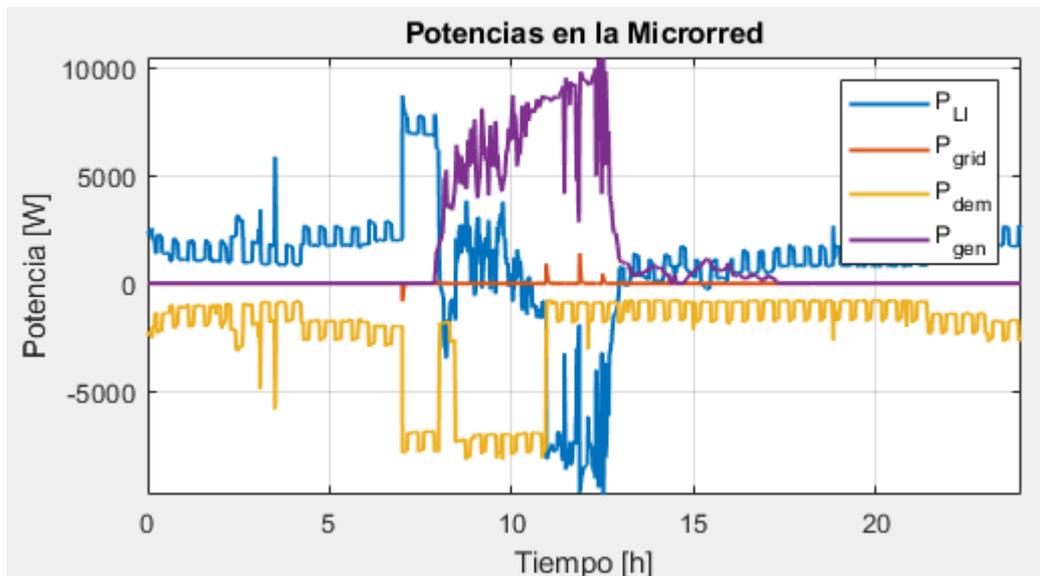


Figura 5-24. Potencias en los componentes de la microrred, perfil nublado, SOC alto.

6 IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL Y COMUNICACIÓN MODBUS

En este capítulo se describe el estándar de comunicación utilizado para realizar la lectura de datos de los equipos y control de la potencia de carga o descarga de las baterías de litio y Flujo-Redox, además con las demandas instrumento de medición de energía dentro de la microrred y el sistema de control SCADA en uso. También se detalla las partes y pasos seguidos para implementar el algoritmo de control, así como su integración con la Batería de Litio, demanda de la microrred, demanda del vehículo eléctrico con una carga de nivel 2, red eléctrica de la ciudad y generador fotovoltaico.

Para esta comunicación entre los distintos instrumentos y equipos, se utiliza el programa de Matlab con el paquete de herramientas de control de instrumentos, además de un ordenador conectado a la misma red de los equipos con que se requiere comunicar. Es imprescindible conocer algunas características del protocolo de comunicación, además de las funciones con que se trabaja. Principalmente el algoritmo de control realiza cálculos internos de acuerdo al planteamiento de las ecuaciones de la sección 4 y establece las consignas de potencia para las Baterías, de acuerdo al comportamiento previamente deseado. Finalmente para el desarrollo del sistema de control es utilizado un sistema de medición de energía auxiliar en puntos específicos de la microrred, con lo que es posible conocer la potencia estimada en dichos puntos y posteriormente realizar cálculos con el MPC.

6.1 Protocolo Modbus

Modbus es un protocolo de mensajería de capa de aplicación, en el nivel 7 del modelo OSI. Este protocolo proporciona comunicación cliente-servidor entre dispositivos conectados en diferentes tipos de buses o redes, además la solicitud-respuesta se ofrece mediante códigos de funciones. Los códigos de función Modbus son

elementos de las PDU (Unidad de Datos de Protocolo) de solicitud/respuesta.

Actualmente es común implementar en una capa física con las siguientes características:

- TCP/IP sobre internet. El puerto 502 está reservado en el sistema en la pila TCP/IP.
- Transmisión asíncrona serial, sobre una amplia variedad de medios.
- Modbus Plus, una red de transmisión de tokens de alta velocidad

6.1.1 Datos Modbus

6.1.2 Códigos de Funciones

Hay 3 tipos de categorías de códigos de funciones para Modbus: públicas, definidas por el usuario y reservadas. Se hace énfasis en las Funciones Públicas, ya que son las que están definidas, validadas por la organización MODBUS, documentadas y probadas. Las funciones definidas por el usuario tienen un rango establecido, el usuario puede seleccionar e implementar el código de función que no este desarrollado por la especificación. Las reservadas son usadas por algunas compañías para productos heredados y no están disponibles para el uso público. En la Figura 6-1 se muestra de los rangos de códigos de funciones mencionados, lo cual es importante tener en cuenta y saber cuáles se requieren usar, dependiendo de las necesidades.

A continuación se detallan los códigos de funciones públicos que son necesarios para la aplicación que se desea desarrollar:

6.1.2.1 03 (0x03) Lectura de Registros de Retención

Conocida normalmente por el anglicismo “Read Holding Register”. Función utilizada para leer el contenido de un bloque continuo de registros de retención en un dispositivo remoto. La petición PDU especifica el registro de inicio y el número de registros a leer.

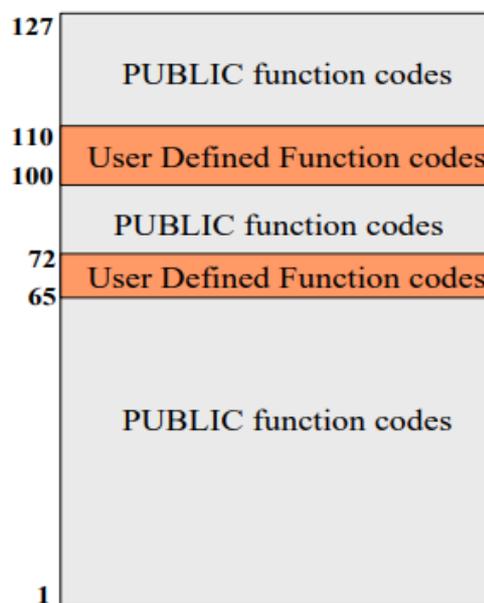


Figura 6-1. Pila de categorías de códigos de funciones Modbus («Modbus Specifications and Implementation Guides» 2012)

6.1.2.2 06 (0x06) Escribir en un Registro Simple

Conocida por el anglicismo “Write Single Register”. Función utilizada para escribir en un registro simple de retención en un dispositivo remoto.

6.2 Modbus en Matlab

Desde la versión 2017a, Matlab cuenta con una función para crear un objeto para la comunicación modbus. Anteriormente dependiendo del tipo de conexión se implementaba un objeto serial o tcp/ip y había que añadirle propiedades, además había que establecer varias reglas de lectura y escritura de mensajes.

La estructura típica para la declaración del objeto modbus incluye la capa de transporte física por la que nos comunicamos con el dispositivo, teniendo como opciones “tcpip” o “serialrtu”, dependiendo de estas opciones tendremos que declarar una dirección ip o puerto serial de conexión, finalmente si usamos “tcpip” el puerto remoto por defecto es el 502 del estándar.

Dentro de las funciones para la comunicación modbus en Matlab tenemos las funciones de lectura y escritura presentadas a continuación:

6.2.1 Lectura modbus en Matlab

La función nos devuelve la lectura del dato o datos solicitados, la sintaxis que se suele usar es la siguiente, pudiendo modificarse más propiedades:

$$\text{read}(m, \text{tipofuncion}, \text{direccion}, \text{cuenta}, \text{precision})$$

Donde “*m*” corresponde al objeto modbus creado inicialmente, “*tipofuncion*” es el código de función modbus, referenciado en la anterior sección, “*direccion*” se refiere al puntero del registro que se desea leer, “*cuenta*” es utilizado para leer un cierto número de registros mediante una sola ejecución de la función lectura, “*precision*” es el formato del dato del registro que se va a leer del servidor modbus.

Con esta función únicamente se tiene como retorno la lectura, o en su defecto el error de lectura, pero no se produce modificación en los registros del servidor modbus. Por lo tanto, será utilizado en el trabajo para consulta de los datos de los equipos implicados.

6.2.2 Escritura modbus en Matlab

En la escritura modbus se maneja un formato similar al de la lectura, teniendo la siguiente sintaxis:

$$\text{write}(m, \text{tipofuncion}, \text{direccion}, \text{dato}, \text{precision})$$

Donde se escribe los datos en el servidor modbus del objeto “*m*”, “*tipofuncion*” es el código de función modbus, “*direccion*” es la primera dirección del registro o registros que se quieren escribir, además se puede escribir un dato o varios datos contiguos a la vez en “*dato*” escribiendo un vector de datos, finalmente la “*precision*” hace referencia al formato del dato que queremos escribir en el registro.

La función de escritura produce modificaciones en los registros del servidor modbus siempre y cuando haya conexión correcta y los registros lo permitan. Es por esto que será utilizada para modificación de la referencia de los equipos de batería de litio y batería flujo-redox.

6.3 Algoritmo de control real

El controlador diseñado, contiene internamente límites de funcionamiento para precautelar el correcto funcionamiento y estado de los equipos, sin embargo, se han establecido condicionales externos a la función del controlador como segundo sistema redundante de protección para cumplir los límites. Por ejemplo, si la batería de litio excede el 92% de SOC o disminuye del 18% de SOC, la potencia de la batería de litio se establece en 0kW y se finaliza el programa, esta condición evita cargas y descargas profundas. Cabe

mencionar que los límites internos superior e inferior del MPC están en 90% y 20% respectivamente, pero se ha establecido este segundo filtro, por si en los tiempos muertos se llegara a exceder los límites del MPC, para no generar picos de potencia altos para la batería. Además se ha limitado la potencia instantánea a 20kW, debido a que esta potencia es el rango máximo manejado por ellas.

Se estableció un tiempo de prueba de 3 horas, debido a la disponibilidad del equipamiento y personal de la Microrred. Sin embargo, en este tiempo fue posible observar el funcionamiento del sistema en general ante distintos escenarios.

En la Figura 6-2 se muestra un diagrama de flujo con los principales datos, decisiones y procesos del algoritmo ejecutado en los experimentos que se explica a continuación. Al inicio del programa se realiza una primera lectura de todos los equipos que intervienen en el experimento, se realizan las comunicaciones modbus, lectura de datos (corresponden a la entrada del bloque mencionado en la sección 5.1.1) y son almacenados en la variable u_0 , que es utilizada posteriormente como entrada al algoritmo MPC. Posteriormente se pausa el programa durante un lapso de tiempo de muestreo, el cual es igual al tiempo de ejecución y actualización del MPC, esta rutina se ejecutará cíclicamente hasta que se alcance el tiempo programado. Una vez que se ejecute el bucle recurrente, se leen nuevamente los datos de todos los equipos, ya que habrán variado con el transcurso del tiempo, entonces los registramos en una variable en Matlab, para poder capturar datos más frecuentemente antes que el SCADA de la microrred que lo realiza cada 60 segundos. Adicionalmente en el código se ha establecido una rutina de control de tiempos, para que el algoritmo se ejecute cada tiempo de muestreo de manera exacta. Se evalúa la decisión de terminar el algoritmo y enviar consigna de potencia cero, en el caso de que se viole algún límite de seguridad establecido. Luego, si no hay peligro con estos límites, se procede a ejecutar el cálculo interno del bloque del MPC, cuyas entradas son las lecturas en el instante anterior ($n-1$) y el instante actual (n). La “ u ” es un vector con estado de carga de la batería de litio, potencia neta, potencia de la red, potencia de la batería de litio y potencia fotovoltaica generada. Posteriormente como salida del MPC se obtiene la consigna de potencia de la batería de litio, las demás potencias resultan del balance de potencia y la generación fotovoltaica existente en ese instante de tiempo, seguidamente se actualiza la variable de entrada “ u_{n-1} anterior” con la “ u_n actual” y se deja preparado para la siguiente ejecución del bucle. Finalmente, cuando termina el tiempo de ejecución, por seguridad se establece una potencia de la batería en 0 kW y se almacena en memoria el registro de los datos de la simulación.

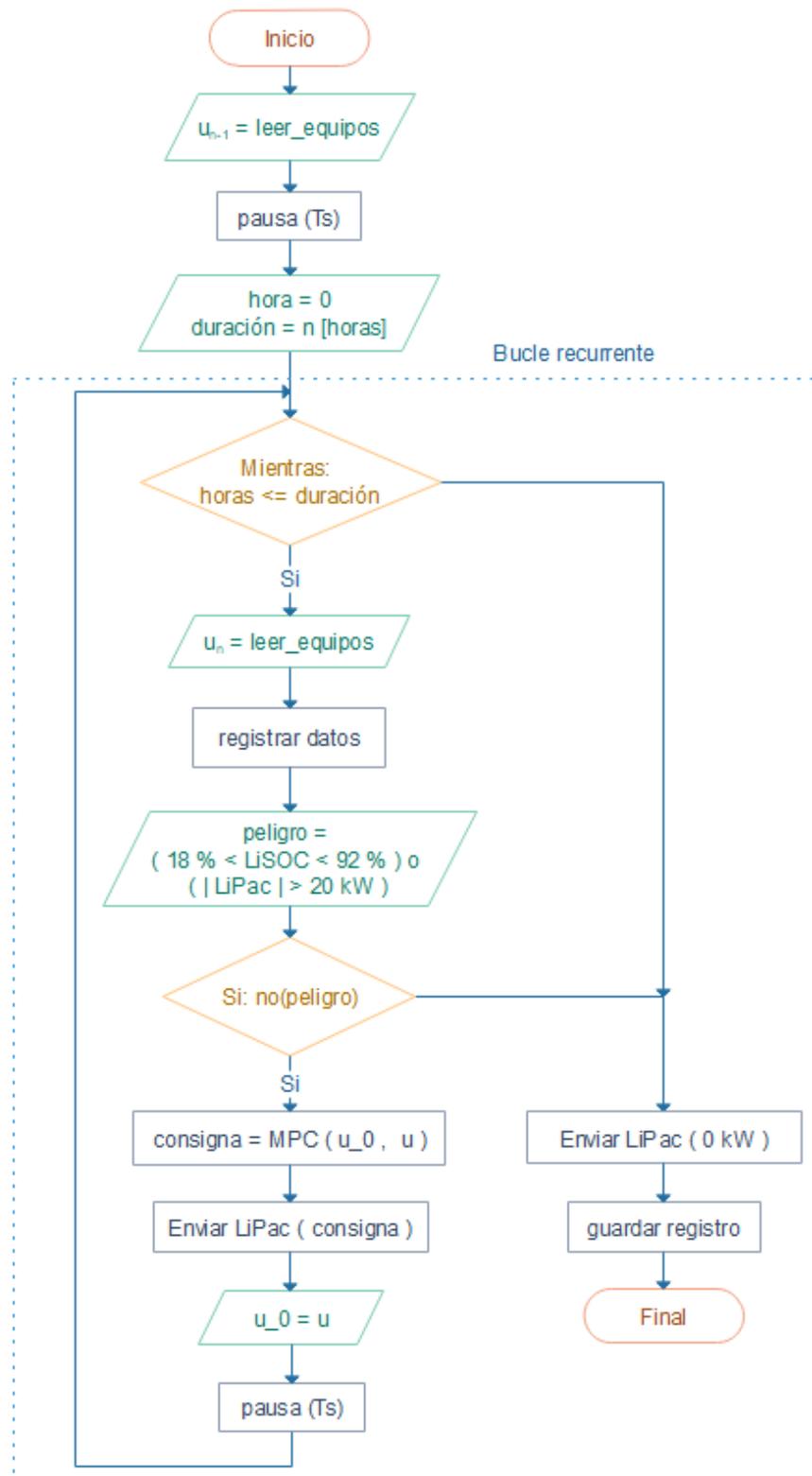


Figura 6-2. Diagrama de flujo del programa de control real de la microrred.

7 EXPERIMENTOS

En este capítulo se exponen los experimentos realizados con el objetivo de comprobar cómo se realiza el balance de energías entre las baterías, los consumos y la red eléctrica. Inicialmente se tenía un tiempo de muestreo y de cálculos internos del MPC de 30 segundos, pero se observó que en la práctica durante ese lapso de tiempo, el balance de potencias se veía muy perjudicado. Se bajó el tiempo de actualización y muestreo a 10 segundos, con esto se evita saturar la comunicación modbus y se observó un rendimiento fiable del controlador. Cabe mencionar que se ha implementado el mismo bloque controlador MPC que en las simulaciones realizadas en Matlab-Simulink. En cada una de las ejecuciones del algoritmo de control en la Microrred se estuvo vigilando que las potencias se mantengan dentro de los límites y se cumpla el objetivo del balance de potencia. Por motivos de tiempo y logística, se realizaron experimentos finales con duración de 3 horas cada uno.

En la Figura 7-5 se muestra el SCADA de la microrred durante la ejecución del algoritmo de control, donde la potencia de la red es cercana a cero, la batería se carga a potencia baja aprovechando el excedente de potencia generada, y se tienen los consumos del edificio de la microrred, vehículo eléctrico y servidores.

7.1 Experimento 1

- Perfil de generación solar: día nublado
- SOC inicial de la batería: 57%
- Tiempo de ejecución total: 3 horas
- Cargas: iluminación espacios comunes, oficina, servidores, tablero de control, computadores, iluminación baños.
- Fecha y hora de ejecución: 08/11/2021 10:22 (GMT-5) ECU

En este experimento, no se utilizó el vehículo eléctrico, pero se activó la iluminación completa de una sección del laboratorio cerca a los 75 minutos (4500 segundos), pero no produce efectos de variación fuerte en el sistema, debido a que es una carga que se comporta estable, la demanda estuvo alrededor de los 5kW (Figura 7-2). Se notan picos de potencia en la red en el momento que la generación fotovoltaica empieza a variar bastante, entonces la batería intenta acoplarse a dicha variación, pero debido a sus tiempos de respuesta y niveles de potencia instantáneos lo restante lo compensa la red eléctrica. Cuando la potencia fotovoltaica era menor que la demanda, como era de esperarse, la batería de litio se descargaba (Figura 7-1). En general la potencia de la red se mantiene estable y el intercambio de energía es casi nulo. Comparando con lo realizado previamente, se comporta de manera similar a la simulación del apartado 5.11, que corresponde a un día nublado y batería a media carga, sin embargo en la simulación la potencia de la red tiene menos picos y es mucho más limpia, esto puede deberse a factores de retraso, constante variación de potencias en todos los equipos, en cambio en la simulación son estables o lineales durante lapsos de tiempo, además no hay retrasos inherentes del medio, tanto en medidas, como en ejecución de consignas de potencia.

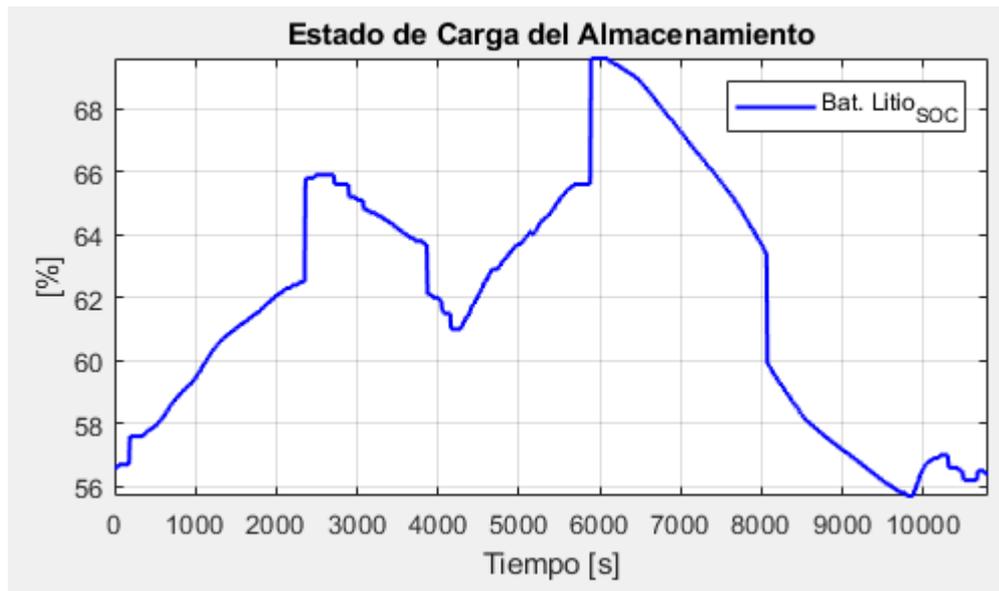


Figura 7-1. Estado de carga de la batería de litio.

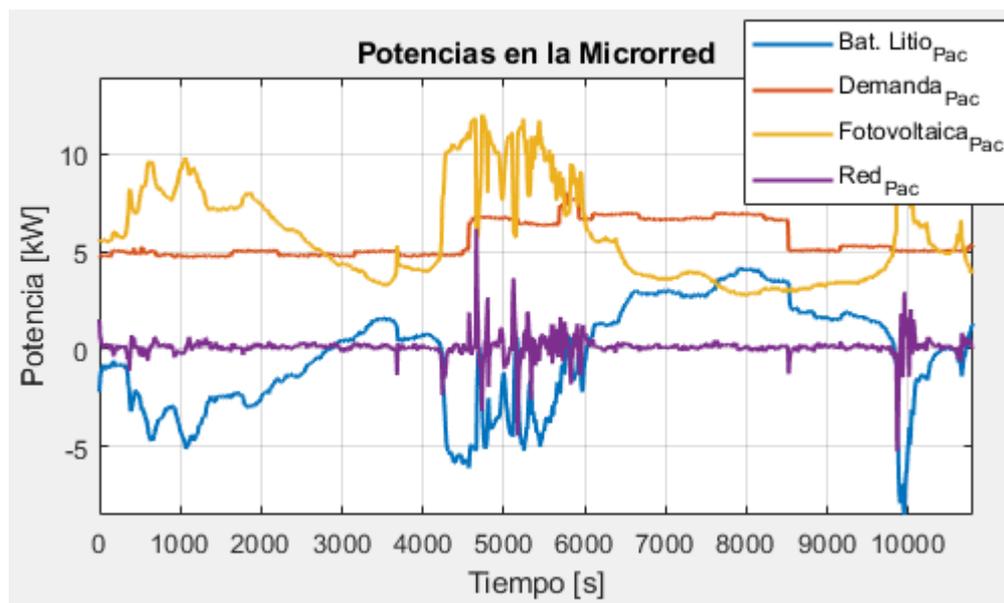


Figura 7-2. Potencias en los componentes de la microrred.

7.2 Experimento 2

- Perfil de generación solar: día nublado
- SOC inicial de la batería: 80%
- Tiempo de ejecución total: 3 horas
- Cargas: iluminación espacios comunes, oficina, servidores, tablero de control, computadores, iluminación baños, **coche eléctrico KIA SOUL**.
- Fecha y hora de ejecución: 17/11/2021 10:10 (GMT-5) ECU

En el presente experimento se incorporó un coche eléctrico, que con el método de carga normal en promedio consume 6kW, empezó a cargar aproximadamente a los 12 minutos (720 segundos) del experimento, y finalizó a los 100 minutos (6000 segundos). Se nota claramente el escalón en la demanda producido por esta acción de conectar el vehículo eléctrico, al producirse el escalón, la respuesta inmediata y pico de potencia lo realiza la red eléctrica, lo mismo ocurre al finalizar el escalón (Figura 7-4). Ante variaciones bruscas de demanda, es normal que haya estos picos de respuesta, ya que la batería de litio no es capaz de reaccionar a estos cambios repentinos, y el control predictivo no supone dichas variaciones. En este caso la generación fotovoltaica tuvo un comportamiento más estable, sin muchas pendientes de potencia instantánea, por ende el SOC de la batería se comporta de manera cuasi lineal (Figura 7-3). Si se compara con la simulación 5.9 en día soleado (radiación estable) y alto SOC es similar por la curva que traza su porcentaje de carga, sin embargo no se tuvo el escenario de acercarnos al límite superior de SOC debido a que la demanda era más alta que la generación fotovoltaica y la batería claramente se descargó. A pesar de que el escenario no es exactamente el mismo, se comparten características similares en el comportamiento del SOC, rampas de potencia ante cambios bruscos de demanda o de radiación, así como escenarios de estabilidad en radiación y demanda. Finalmente la potencia de red ha resultado de un balance cero que se esperaba en simulaciones y se reflejó experimentalmente.

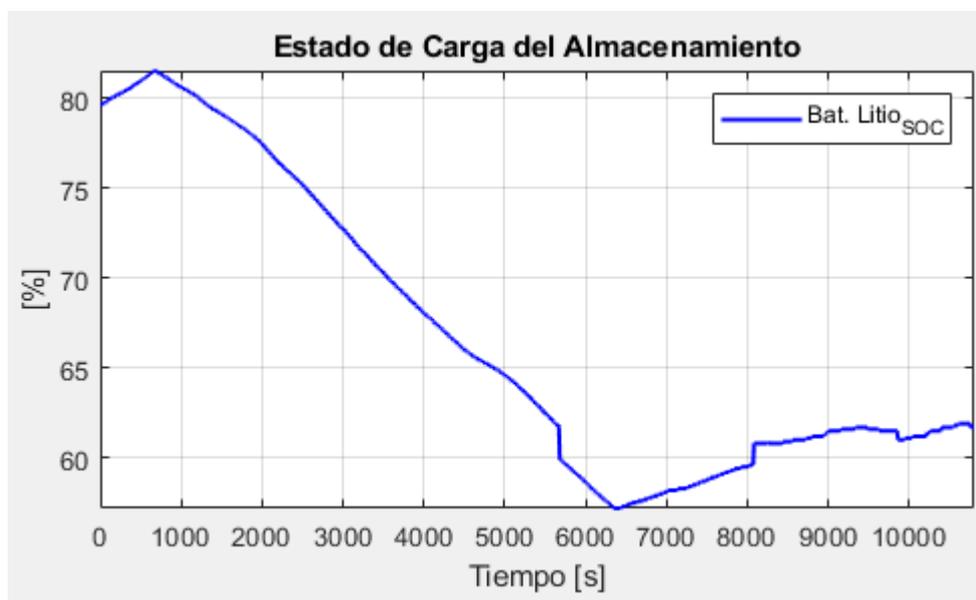


Figura 7-3. Estado de carga de la batería de litio.

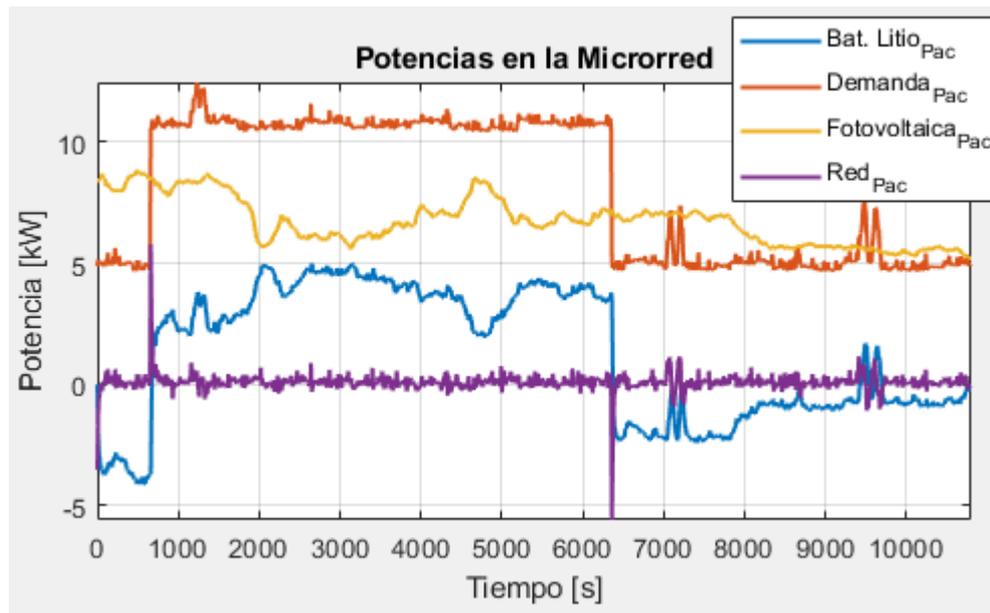


Figura 7-4. Potencias en los componentes de la microrred.

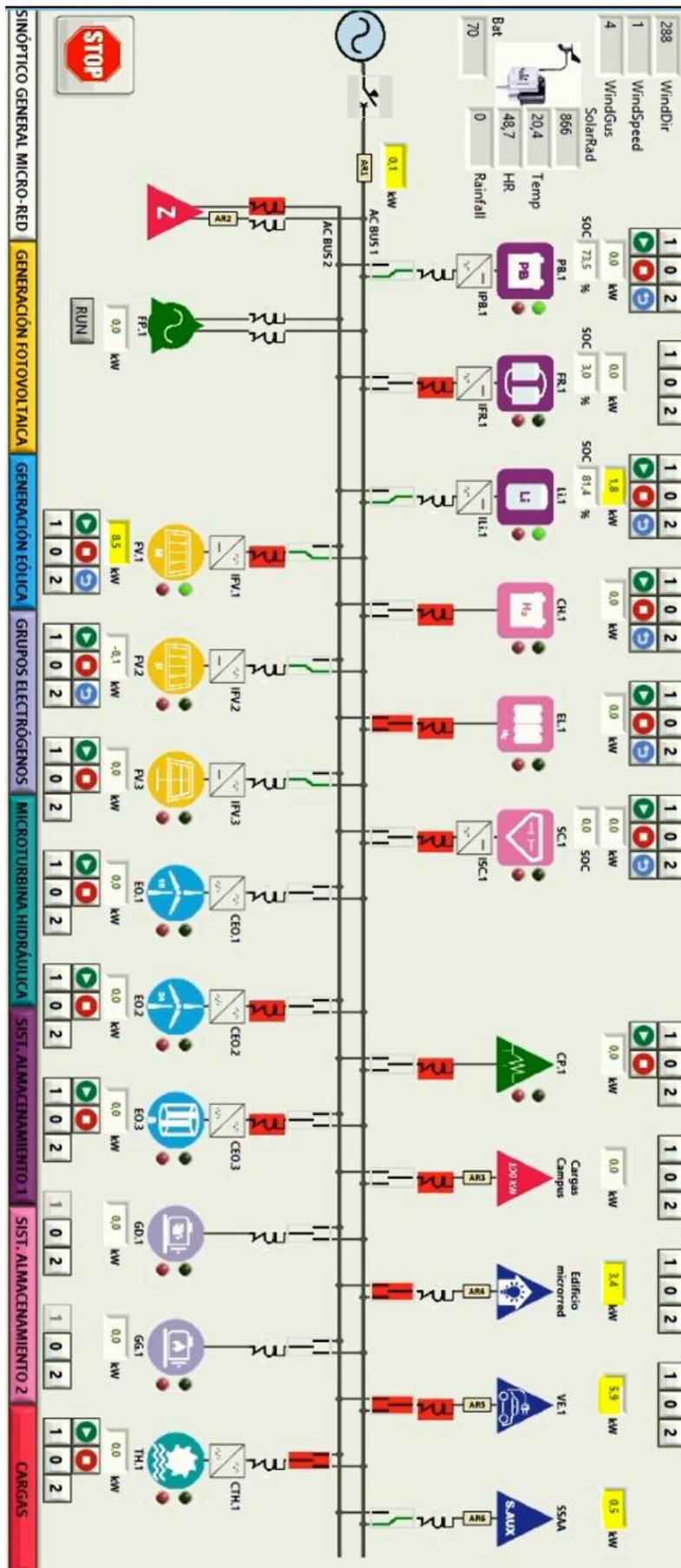


Figura 7-5. Potencias de la microrred durante la ejecución del algoritmo de control MPC

8 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este capítulo se presentan las conclusiones, luego de haber realizado las simulaciones con herramientas computacionales como Matlab- Simulink y observar el comportamiento experimental de los equipos del laboratorio de la microrred con un controlador MPC desarrollado, exponiendo los datos más relevantes y describiendo las recomendaciones para futuras mejoras.

8.1 Comportamiento

Luego de realizar el presente proyecto se puede concluir que es posible la implementación de un control MPC en una microrred real, con el fin de realizar gestión energética minimizando costos de operación o ganancias económicas, sujeta a generación fotovoltaica naturalmente variable, y demandas altamente no determinísticas como los vehículos eléctricos que están en auge hoy en día.

Al haber un intercambio mínimo de energía, se presenta un beneficio de económico al usuario del sistema, ya que estas condiciones obedecen a la función objetivo planteada. Las potencias se mantienen estables y no aumentan indiscriminadamente al haber un cambio brusco tanto en demanda como en radiación solar. Las simulaciones realizadas, se ajustan estrechamente a las pruebas experimentales desarrolladas, sin embargo en algunos casos se obtienen pequeñas variaciones, principalmente debido a la dinámica de respuesta de la batería real, que es naturalmente más lenta, hasta alcanzar la consigna de potencia deseada, además la potencia de salida inversor de baterías de litio varía mínimamente alrededor del valor de potencia fijado.

La ventaja clara del MPC desarrollado es que, a pesar de estar sometido a variaciones rápidas de carga (en el orden de unidades de segundos), en este sentido es posible afirmar que se tiene una buena gestión de la energía, donde se realiza un ajuste de la potencia a cada instante, presentando dinámicas con oscilaciones críticamente amortiguadas estables. Finalmente se confirma que es posible el desarrollo futuro planteado por Daniel Chamorro en (Chamorro 2020), donde realizó simulaciones de un controlador MPC que incluye todos los equipos que conforman la microrred de la Universidad de Cuenca y planteó la implementación en un sistema real.

8.2 Trabajos futuros

Como trabajo futuro a corto plazo se puede combinar la función objetivo con el valor del mercado eléctrico local, ya que no siempre es más beneficioso económicamente realizar un intercambio neto cero con la red eléctrica, sino que se puede vender energía y obtener más réditos cuando la energía eléctrica cuesta más. Además, se cree posible que al corto plazo es factible la ejecución del algoritmo durante varios días continuos.

A mediano plazo, se plantea probar el algoritmo con un sistema de baterías con gran capacidad, así como combinarlo con un sistema de almacenamiento de mayor vida útil y con altas tasas de potencia, como por ejemplo: supercapacitores.

A largo plazo resulta interesante implementarlo a pequeña escala en industrias o viviendas, para comprobar el ahorro y eficiencia energética, y absorción de las variaciones presentes en energías renovables, lo que se traduce como mejora de calidad de energía de la red eléctrica.

REFERENCIAS

- A.GABBAR, H., LABBI, Y., BOWER, L. y PANDYA, D., 2016. Performance optimization of integrated gas and power within microgrids using hybrid PSO-PS algorithm. *International Journal of Energy Research*, vol. 40, pp. n/a-n/a. DOI 10.1002/er.3493.
- ATERSA SL, 2012. *Módulo fotovoltaico A-250M*. 2012. S.l.: Grupo Elecnor.
- BORDONS, C., GARCÍA TORRES, F. y RIDAO, M., 2019. *Simugrid*. julio 2019. S.l.: s.n.
- BORDONS, C., GARCIA-TORRES, F. y RIDAO, M.A., 2020. Microgrid Control Issues. En: C. BORDONS, F. GARCIA-TORRES y M.A. RIDAO (eds.), *Model Predictive Control of Microgrids* [en línea]. Cham: Springer International Publishing, Advances in Industrial Control, pp. 1-23. [Consulta: 2 agosto 2021]. ISBN 978-3-030-24570-2. Disponible en: https://doi.org/10.1007/978-3-030-24570-2_1.
- BORDONS, C., GARCÍA-TORRES, F. y VALVERDE, L., 2015. Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol. 12, no. 2, pp. 117-132. ISSN 1697-7912. DOI 10.1016/j.riai.2015.03.001.
- CHAMORRO, D., 2020. Gestión de Energía para la Microrred en Cuenca (Ecuador) usando Control Predictivo. , pp. 101.
- CORTES, F.A.Z., CAICEDO, E.F. y SANTIAGO, D.M.L., 2016. Gestión óptima de la potencia eléctrica en una microgrids conectada, basada en el algoritmo genético para optimización multiobjetivo MOGA. *Revista UIS Ingenierías*, vol. 15, no. 2, pp. 17-33. ISSN 2145-8456, 1657-4583.
- ESPINOZA, J.L., GONZÁLEZ, L.G. y SEMPÉRTEGUI, R., 2017. Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador. *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. S.l.: s.n., pp. 1-7. DOI 10.1109/ROPEC.2017.8261615.
- EV owner's manual Kia Soul*, 2014. 2014. S.l.: KIA motors america.
- GIELEN, D., BOSHELL, F., SAYGIN, D., BAZILIAN, M.D., WAGNER, N. y GORINI, R., 2019. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 38-50. ISSN 2211-467X. DOI 10.1016/j.esr.2019.01.006.
- GREEN POWER, 2016a. *Gptech BPCS100 Battery Power Conditioning System*. 2016. S.l.: Green Power.
- GREEN POWER, 2016b. *Inversor fotovoltaico trifásico conectado a red GPTech Power PV-15S*. 2016. S.l.: Green Power.
- HOWELLS, M., HERMANN, S., WELSCH, M., BAZILIAN, M., SEGERSTRÖM, R., ALFSTAD, T., GIELEN, D., ROGNER, H., FISCHER, G., VAN VELTHUIZEN, H., WIBERG, D., YOUNG, C., ROEHRL, R.A., MUELLER, A., STEDUTO, P. y RAMMA, I., 2013. Integrated analysis of climate change, land-use, energy and water strategies. En: Bandiera_abtest: aCg_type: Nature Research Journalsnumber: 7Primary_atype: Reviewspublisher: Nature Publishing GroupSubject_term: Climate-change adaptation;Climate-change mitigation;Climate-change policySubject_term_id: climate-change-adaptation;climate-change-mitigation;climate-change-policy, *Nature Climate Change*, vol. 3,

no. 7, pp. 621-626. ISSN 1758-6798. DOI 10.1038/nclimate1789.

- KATIRAEI, F., IRAVANI, R., HATZIARGYRIOU, N. y DIMEAS, A., 2008. Microgrids management. *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54-65. ISSN 1558-4216. DOI 10.1109/MPE.2008.918702.
- Kia Soul EV. *EV Database* [en línea], 2018. [Consulta: 23 noviembre 2021]. Disponible en: <https://ev-database.org/car/1012/Kia-Soul-EV>.
- LASSETER, R.H., 2002. MicroGrids. *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. S.l.: s.n., pp. 305-308 vol.1. DOI 10.1109/PESW.2002.985003.
- MODBUS Protocol Support from Instrument Control Toolbox. [en línea], 2017. [Consulta: 2 agosto 2021]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/hardware-support/modbus-rtu.html>.
- Modbus Specifications and Implementation Guides. [en línea], 2012. [Consulta: 21 julio 2021]. Disponible en: <https://modbus.org/specs.php>.
- SAMSUNG SDI, 2015. *Introduction of Samsung Energy Storage System*. 25 junio 2015. S.l.: Samsung.
- SATEC, 2017. *PM120 PLUS Powermeter Series Installation and Operation Manual*. 2017. S.l.: s.n.
- Simulink - Simulación y diseño basado en modelos. [en línea], 2017. [Consulta: 2 agosto 2021]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/products/simulink.html>.
- Technical Info Cellcube FB. *VSUN Energy* [en línea], 2014. [Consulta: 19 julio 2021]. Disponible en: <https://vsunenergy.com.au/technical-info/>.
- What Is MATLAB? [en línea], 2018. [Consulta: 2 agosto 2021]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/discovery/what-is-matlab.html>.
- YU, X., CECATI, C., DILLON, T. y SIMÕES, M.G., 2011. The New Frontier of Smart Grids. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 5, no. 3, pp. 49-63. ISSN 1941-0115. DOI 10.1109/MIE.2011.942176.

OE ÒYUÁQ

