



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

**Estrategias de Operación de Sistemas de
Almacenamiento para la Integración de Energías
Renovables en una Microrred**

Dario Javier Benavides Padilla

Tesis dirigida por: José Antonio Aguado Sánchez


Programa de Doctorado en Sistemas de Energía Eléctrica

Málaga, octubre de 2023



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

AUTOR: Dario Javier Benavides Padilla

 <https://orcid.org/0000-0003-1624-8759>

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode>

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer obras derivadas.

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de Málaga (RIUMA): riuma.uma.es





DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD DE LA TESIS PRESENTADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE DOCTOR

D./Dña DARIO JAVIER BENAVIDES PADILLA

Estudiante del programa de doctorado SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la Universidad de Málaga, autor/a de la tesis, presentada para la obtención del título de doctor por la Universidad de Málaga, titulada: ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA MICRORRED

Realizada bajo la tutorización de JOSÉ A. AGUADO SÁNCHEZ y dirección de JOSÉ A. AGUADO SÁNCHEZ (si tuviera varios directores deberá hacer constar el nombre de todos)

DECLARO QUE:

La tesis presentada es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros, conforme al ordenamiento jurídico vigente (Real Decreto Legislativo 1/1996, de 12 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Propiedad Intelectual, regularizando, aclarando y armonizando las disposiciones legales vigentes sobre la materia), modificado por la Ley 2/2019, de 1 de marzo.

Igualmente asumo, ante a la Universidad de Málaga y ante cualquier otra instancia, la responsabilidad que pudiera derivarse en caso de plagio de contenidos en la tesis presentada, conforme al ordenamiento jurídico vigente.

En Málaga, a 29 de OCTUBRE de 2023

| | |
|--|---|
| Fdo.: DARIO JAVIER BENAVIDES PADILLA Doctorando/a | Fdo.: JOSÉ A. AGUADO SÁNCHEZ Tutor/a |
| Fdo.: JOSÉ A. AGUADO SÁNCHEZ Director/es de tesis | |





UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



Escuela de Doctorado

Málaga, 12 de diciembre de 2023

José Antonio Aguado Sánchez, Catedrático en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Málaga,

ACREDITA QUE:

Dario Javier Benavides Padilla, doctorando en el Programa de Doctorado en Sistemas de Energía Eléctrica, ha realizado, en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Málaga, las investigaciones que han conducido a la redacción de la presente Memoria de Tesis Doctoral, titulada “*Estrategias de Operación de Sistemas de Almacenamiento para la Integración de Energías Renovables en una Microrred*”.

La presente memoria, que recoge los resultados obtenidos y su interpretación, reúnen los requisitos necesarios para ser sometida al juicio de la Comisión correspondiente. Por tanto, como director y tutor de la tesis, autorizo su exposición y defensa para optar al Grado de Doctor por la Universidad de Málaga.

Además, las publicaciones que avalan la mencionada tesis no han sido utilizadas en tesis doctorales anteriores.

José A. Aguado
Catedrático de Universidad
Universidad de Málaga
Teléfono 951952344
Email: jaguado@uma.es



Resumen

Actualmente, en la comunidad científica se están desarrollando varias tecnologías con el objetivo de reemplazar o minimizar el uso de combustibles fósiles y mejorar el cuidado al medio ambiente, con la inclusión de fuentes de energía renovables en la red eléctrica. De igual manera, se están realizando investigaciones en el concepto de generación distribuida y microrredes, con el fin de reducir las pérdidas de energía del sistema eléctrico de potencia tradicional. Sin embargo, la integración de los sistemas de generación renovable como solar, eólica y mini hidráulica, representa una problemática en el sistema eléctrico de distribución, tanto en la gestión energética como en los sistemas de control. Además de considerar que dichos sistemas no tienen disponibilidad de generación constante durante todo el día, debido a sus recursos meteorológicos fluctuantes en corto periodo de tiempo.

El sistema de almacenamiento de energía (Energy Storage System, ESS) ha demostrado ser una de las principales soluciones cuando hay escasez de generación de energía renovable para poder equilibrar la demanda con la generación. Sin embargo, la tecnología ESS existente enfrenta desafíos, debido a las limitaciones de almacenamiento de grandes cantidades de energía por un largo periodo de tiempo y otros diversos problemas técnicos-económicos, tales como: limitación en ciclos de carga/descarga, seguridad y confiabilidad en la red eléctrica, dimensionamiento óptimo, costos, ciclo de vida, entre otros.

En este contexto, la presente tesis desarrolla y proponen modelos de gestión óptima de los sistemas ESS para la integración de las fuentes de energías renovables en una microrred. En el cual, se considera un caso de estudio el laboratorio de energía del Centro Científico Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) de la Universidad de Cuenca. La metodología del proyecto de Investigación se desarrolló en base a 5 etapas resumidas de la siguiente manera: *Etapa* (1) Levantamiento de información de los componentes en una microrred del caso de estudio. Además, se analiza el funcionamiento de los diferentes sistemas de almacenamiento en microrredes, sus ventajas y desventajas, tipos de esquemas y conexiones con la red eléctrica. *Etapa* (2): Se realiza una revisión del estado del arte para algoritmos de control y gestión de energía con sistemas de almacenamiento aplicado en microrredes. Principalmente, se analizan los métodos de optimización mediante la reducción de fluctuaciones, algoritmos de control y predicción. *Etapa* (3): Se validan y discuten algunos modelos de optimización para sistemas de almacenamiento de energía. Se comparan sus ventajas y desventajas mediante simulaciones en Matlab de los algoritmos comúnmente utilizados. *Etapa* (4): Se propone modelos de gestión para aplicaciones



en microrredes basadas en estrategias de predicción y corrección, se efectúan validas mediante pruebas experimentales en sistema SCADA del caso de estudio. Finalmente, en la *Etapa (5)*: Se implementa el algoritmo propuesto y se analizan los resultados obtenidos.

Esta investigación arroja resultados que aportan información de gran valor para futuras implementaciones que involucren una alta penetración de energías renovables junto con sistemas de almacenamiento energético. Estos hallazgos no solo promoverán una mejora en la calidad del suministro eléctrico, sino que también facilitarán la transición hacia un escenario energético más sostenible y eficiente. En última instancia, este estudio contribuye significativamente a la evolución de la red eléctrica hacia un futuro más verde y eficiente.

Índice general

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1. Antecedentes..... | 1 |
| 1.2. Estado del arte..... | 3 |
| 2. METODOLOGÍA..... | 9 |
| 3. RESUMEN Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS | 23 |
| 3.1. Analysis of different Storage Systems in the Energy Management of Microgrids.... | 23 |
| 3.2. Method of monitoring and detection of failures in PV system based on machine learning techniques. | 24 |
| 3.3. An Experimental Study of Power Smoothing Methods to Reduce Renewable Sources Fluctuations Using Supercapacitors and Lithium-Ion Batteries..... | 26 |
| 3.4. Experimental Validation of a Novel Power Smoothing Method for on-grid Photovoltaic Systems Using Supercapacitors..... | 27 |
| 3.5. Smart monitoring method for photovoltaic systems and failure control based on power smoothing techniques..... | 28 |
| 4. CONCLUSIONES Y FUTURA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN | 30 |
| REFERENCIAS | 32 |
| COPIA DE LOS ARTÍCULOS QUE AVALAN LA TESIS..... | 37 |

Índice de Tablas:

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Comparación de características entre diferentes métodos de mitigación de fluctuaciones de potencia Fotovoltaica. | 6 |
| Tabla 2. Características principales de los sistemas de almacenamiento (ESS) de la microrred.. | 11 |

Índice de Figuras:

| | |
|--|----|
| Figura 1. Artículos revisados basados en fuentes de usadas para suavizado de potencia fotovoltaica..... | 7 |
| Figura 2. <i>Categorización de técnicas suavizado control RR para sistemas fotovoltaicos.</i> | 8 |
| Figura 3. Metodología del proyecto de Investigación. | 9 |
| Figura 4. Elementos de ESS para el caso de estudio. | 10 |
| Figura 5. Esquema de conexión de la microrred (screenshot)..... | 11 |
| Figura 6. Potencia FV y R-R (kW/min) fluctuaciones de potencia FV..... | 12 |
| Figura 7. Esquema de control mediante el método MA, LPF, R-R Limiter a un sistema FV1 y sistema de control para SC | 13 |
| Figura 8. Algoritmo de control ESS para límites de carga y descarga para SC..... | 14 |
| Figura 9. Ejemplo de aplicación de método MA a un sistema PV (15kW) con características de $T_{ma}=5\text{min}$, $T_{ma}=10\text{min}$, $T_{ma}=15\text{min}$, $T_{ma}=20\text{min}$ | 16 |
| Figura 10. Aplicación de método LPF a un sistema PV (15kW) con características de $T=0.02$, $T=0.01$, $T=0.007$, $T=0.006$ y ganancia $K=1$ | 18 |
| Figura 11. Aplicación de método RR a un sistema FV 1 con características de $R_{max} = \pm 400$, $R_{max} = \pm 300$, $R_{max} = \pm 200$, $R_{max} = \pm 100$ para rampas de subida (+) y bajada (-)..... | 19 |
| Figura 12. Print screen HMI Centro de control SCADA LabVIEW (a) Proyecto panel frontal (b) Diagrama de bloques variables. | 21 |
| Figura 13. Primeros resultados experimentales del algoritmo (a) Día despejado y día de poca nubosidad (b) aplicación del algoritmo semanal..... | 22 |
| Figura 14. Resultados experimentales validados (a) día de alta nubosidad (b) día de baja nubosidad..... | 22 |
| Figura 15. Eficiencia energética en diferentes condiciones de carga y descarga (a) batería de plomo ácido, (b) Ión de litio, (c) batería de vanadio redox, (d) supercondensadores..... | 24 |

Acrónimos

| | |
|-------|--|
| RES | Renewable Energy Sources |
| HRES | Hybrid Renewable Energy Sources |
| MG | Microgrid |
| ESS | Energy Storage Systems |
| PV | Photovoltaic |
| WT | Wind Turbine |
| HKT | Hydrokinetic Turbine |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| EMS | Energy Management System |
| VRLA | Valve Regulated Lead Acid |
| LI | Lithium Ion |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition |
| WS | Weather Station |
| SC | Supercapacitor |
| EDLC | Electric Double Layer Capacitors |
| DC | Direct Current |
| AC | Alternating Current |
| LPF | Low-Pass Filter |
| RR | Ramp Rate |
| MA | Moving Average |
| PCC | Point Common Connection |
| SOC | State of charge |

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes.

La tesis doctoral está realizada dentro del PROGRAMA DE FORMACIÓN DOCTORAL EN EL ÁREA DE LAS INGENIERÍAS Y LAS CIENCIAS TÉCNICAS (UMA, España; UTI, UTM, UTN, Ecuador) en formato de compendio de publicación de artículos. El trabajo de investigación se basa en el resumen de artículos publicados en revistas científicas de alto impacto.

El estudio se realizó dentro de la línea de investigación de *Planificación y Operación de SmartGrids con alta penetración de energías renovables, vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento energético*. Principalmente con nuevas aportaciones en algoritmos para la mitigación de fluctuaciones de potencia generadas por las fuentes de energías renovables y en la optimización de los sistemas de almacenamiento de energía basados en el uso de supercapacitores, baterías de ión litio y flujo de vanadio redox. Además, otra aportación importante es la implementación experimental en un caso de estudio en la microrred de la Universidad de la Cuenca, con los modelos de gestión propuestos basados en predicción y corrección que contribuye en un avance progresivo de penetración de energías renovables en la red eléctrica de distribución.

El documento se organiza de la siguiente manera: Capítulo 1: Se aborda la problemática de la integración de las energías renovables en la red eléctrica, considerando su naturaleza intermitente. Además, se realiza una revisión del estado actual de las técnicas de suavizado mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía. Capítulo 2: Se analizan las causas que motivaron este estudio y se definen la metodología implementada de la tesis. Capítulo 3: Se presentan los resultados más relevantes y se discuten los artículos relacionados. Capítulo 4: Se enumeran las conclusiones y se plantean futuras líneas de investigación. Finalmente, se incluyen los artículos que respaldan esta tesis, detallados a continuación:

- **Artículo 1.**

Analysis of different Storage Systems in the Energy Management of Microgrids.

Dario Benavides, Paúl Arévalo, Luis G. Gonzalez and José A. Aguado.

2020 5th International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER 2020)

DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017303004>

- **Artículo 2.**

Method of monitoring and detection of failures in PV system based on machine learning techniques.

Dario Benavides & Paúl Arévalo & Luis Gonzalez & Luis Hernández-Callejo & Francisco Jurado & José Aguado.

Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, (2020).

DOI: <https://doi.org/10.17533/udea.redin.20200694>

- **Artículo 3.**

An Experimental Study of Power Smoothing Methods to Reduce Renewable Sources Fluctuations Using Supercapacitors and Lithium-Ion Batteries.

Dario Benavides, Paúl Arévalo, Marcos Tostado-Véliz, David Vera, José A Aguado and Francisco Jurado.

MDPI Batteries, (2022).

DOI: <https://www.mdpi.com/2313-0105/8/11/228>

- **Artículo 4.**

Experimental Validation of a Novel Power Smoothing Method for on-grid Photovoltaic Systems Using Supercapacitors.

Dario Benavides, Paúl Arévalo, José Aguado and Francisco Jurado.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, (2023).

DOI: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061523001072?via%3Dihub>

- **Artículo 5.**

Smart monitoring method for photovoltaic systems and failure control based on power smoothing techniques.

Paúl Arévalo, Dario Benavides, Marcos Tostado-Véliz, José A Aguado and Francisco Jurado.

Renewable Energy, (2023).

DOI: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014812300068X>

1.2. Estado del arte.

La integración de las energías renovables en la red eléctrica de distribución se encuentra en un incremento en la actualidad. Algunos países se han proyectado una reducción del uso de combustibles fósiles en incremento de las energías renovables [1]. Por tal motivo, se han enfocado como soluciones viables y prometedoras la integración de microrredes MG y redes inteligentes SG con modelos de gestión energética. Sin embargo, al considerar que una MG está formada por diferentes fuentes de generación, involucra una mayor complejidad en el control, sincronización y protección del sistema. El flujo de potencia direccional, problemas de estabilidad, baja inercia y la incertidumbre de las fuentes de generación renovables, son algunos de los inconvenientes que representan el impacto a cualquier sistema de distribución. Además, la gestión óptima de los ESS para una operación de una MG eficiente sigue siendo un desafío en las redes eléctricas inteligentes (Smart grid), algunos métodos de control de ESS se detallan en [2]. Su uso también se ha desarrollado en regulación de frecuencia primaria en MG [3]. Algunas aplicaciones relacionadas de la integración de ESS en MG mediante algoritmos de control, analizan la disponibilidad de la generación, almacenamiento y aspectos técnico-económicos [4], [5], un modelo predictivo de ESS [6], la optimización de sistemas híbridos [7], [8] son algunos ejemplos de investigaciones desarrollados en la actualidad.

Una microrred autónoma basada en energía fotovoltaica con ESS podría ser una solución prometedora para alimentar comunidades aisladas [9], [3]. No obstante, la energía fotovoltaica se produce a un nivel de potencia muy variable, se pueden detectar períodos de baja irradiancia, y su rendimiento dependerá de las características de instalación, su ubicación, la temporada y el nivel de cobertura de nubes [10]. Las fluctuaciones de potencia generadas por las fuentes de energía renovable deterioran la calidad de la energía de la red y provocan inestabilidad tales como: fluctuaciones de tensión, flujo de potencia inverso, “isentismo involuntario” (Unintentional islanding), fluctuaciones de potencia y variaciones de frecuencia [11]. Por ello, el ESS ha demostrado ser una técnica efectiva para suavizar la fluctuación de energía y mejorar la estabilidad [12], [13], [14]. Algunos métodos para mitigar la fluctuación de potencia de las fuentes fotovoltaicas se detallan en [11], [10], [15]. De manera particular un método basado en el cálculo de la media móvil (MA), es uno de más utilizados en la reducción de fluctuaciones en sistemas PV. Un artículo de revisión en [15] detallan varios métodos utilizados para reducir las fluctuaciones en la generación PV mediante algunos algoritmos. De esta manera se puede mitigar los niveles de fluctuaciones del sistema PV y lograr mejorar la estabilidad. Ya que, se ha sugerido un límite inferior al 10% de la capacidad nominal de energía PV por minuto para los operadores de plantas PV y contrarrestar el impacto perjudicial causado por la fluctuación de la energía PV en la red eléctrica [15], [16].

Los supercapacitores o comúnmente llamados EDLC (*Electric Double Layer Capacitors*) son una clase de condensadores que almacenan energía eléctrica en la interfaz entre un electrolito y un electrodo sólido, que a diferencia de las baterías tienen una densidad de potencia muy alta, un respuesta dinámica muy rápida y una larga vida útil [17], además, garantiza la calidad de energía en aplicaciones que requieran una recarga y descarga rápida durante un corto intervalo de tiempo, razón por la cual se están investigando nuevas técnicas en numerosas aplicaciones en ESS tales como: sistemas de modulación de energía solar fotovoltaica [10], [18], [19], sistemas híbridos de energía [9], [20], entre otros sistemas [21]. En adición, se puede establecer que los supercapacitores cierran la brecha entre los condensadores convencionales (con alta potencia específica, pero baja capacidad de almacenamiento de energía) y las baterías (con alta densidad de energía, pero baja entrega de potencia) [22]. Aunque por el mecanismo físico y su principio de funcionamiento, los supercapacitores están más cerca de las baterías que de los condensadores [21], lo que demuestra su importancia dentro del estudio de los ESS.

La integración de las energías renovables en la red eléctrica intensifica la complejidad de la gestión de la red eléctrica para mantener la continuidad del servicio y el equilibrio entre producción y consumo, debido a la naturaleza intermitente e impredecible [23], [24], [25]. Por lo tanto, es necesario centrarse más en la investigación y el desarrollo en el gobierno y otros niveles para explorar los recursos de ER y satisfacer las necesidades energéticas a nivel mundial [26].

La predicción en la producción fotovoltaica es necesaria para la integración óptima de esta tecnología en los sistemas de energía existentes y es un factor importante para los operadores de la red eléctrica [24]. Sin embargo, existen dos preocupaciones principales sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos en altas tasas de penetración, naturaleza intermitente e incertidumbre de disponibilidad. Además, los paneles fotovoltaicos que funcionan mal pueden causar caídas graduales o rápidas en la cantidad de energía generada. Un estudio muestra que es posible predecir la curva de potencia diaria de un panel fotovoltaico dependiendo de las curvas de potencia de los paneles vecinos, aplicando redes neuronales que permitan monitorear la operación correcta [27]. El pronóstico preciso de la producción fotovoltaica puede mitigar los efectos de la calidad de la energía que representan grandes cantidades de sistemas distribuidos a través de la gestión activa de la red eléctrica y es una característica importante que puede ayudar a las empresas y operadores en la gestión de la energía y la planificación del despacho económico [24]. La potencia generada por un sistema PV en un momento dado es proporcional a la radiación solar recibida por el Panel. Sin embargo, la radiación varía según las estaciones y durante varias horas del día, dependiendo de la ubicación geográfica y la orientación del panel [27]. Por lo tanto, es importante que se pronostique la radiación solar y la producción de energía correspondiente, de modo que el operador pueda adquirir las medidas apropiadas y gestionar el intermitente [28], [29].

Algunas aplicaciones relacionadas de la integración de ESS en microrredes para minimizar el uso de combustibles diésel, mediante algoritmos de control, y estudios estocásticos. Analizan la disponibilidad de la generación y almacenamiento junto con los aspectos técnicos económicos, que permiten al operador de microrredes identificar soluciones de planificación óptima y factible [4], [5], [10], [25], [30]. Aunque, se debe considerar que cada estrategia de control es diferente y tiende a la aplicación orientada que puede no ser aplicable a otros sistemas [9]. Por ello es necesario desarrollar un algoritmo propio para cada sistema de una microred y estudiar la integración de diversas fuentes de generación renovable de una MG. Además, su aplicación de sistemas ESS, también resulta de gran importancia para lograr un correcto desempeño de todos los elementos de la MG.

El alcance de la mayoría de estas investigaciones está relacionado en procesos de optimización mediante los métodos de modelado y simulación, sin considerar el impacto de su implementación en casos experimentales y los problemas que se pudieran presentar. Además, algunos estudian métodos de optimización híbridos con buenos resultados, sin embargo, se basan únicamente en resultados obtenidos desde un software. Otros estudios han verificado sus resultados, pero en proyectos experimentales de pequeña escala. A continuación, se detallan algunos puntos de interés no abordados a profundidad por los investigadores:

Contribuciones y puntos de interés en la investigación:

1. J. M. González, J. A. Domínguez, J. M. Ruiz, and C. Alonso, "Ultracapacitors utilization to improve the efficiency of photovoltaic installations," *Sol. Energy*, vol. 134, pp. 484–493, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.04.051

En este artículo se describe el simulador desarrollado, las pautas para la optimización del diseño del sistema como modulador y los resultados de la simulación. También se describe el prototipo fabricado e instalado en una planta fotovoltaica, y se evalúa su desempeño.

No se aplica estrictamente como mitigador de fluctuaciones sino como optimizador de la eficiencia en inversores. El modelo y simulación se realiza para sistema de 5kWp y el modulador de genera para circuito en DC.

2. T. W. Chun, H. G. Kim, and E. C. Nho, "Charging and discharging strategies of grid-connected super-capacitor energy storage systems," in *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, Apr. 2018, vol. 2018-Febru, pp. 1743–1747, doi: 10.1109/ICIT.2018.8352446.

Este trabajo propone el control estrategias tanto del convertidor DC-DC bidireccional como del inversor conectado a la red para las operaciones de carga y descarga del SCESS. El patrón de conmutación para lograr la corriente cero conmutaciones (ZCS) conmutación del convertidor DC-

DC en el Se sugiere el modo de carga para reducir la pérdida de conmutación. Los resultados experimentales se realizan para validar las actuaciones de carga y descarga del SCESS y del ZCS de convertidor CC-CC bidireccional.

No se aplica como estrictamente como mitigador de fluctuaciones. Sin embargo, se analiza la eficiencia de carga y descarga de forma experimental a un nivel bajo de potencia. Las pruebas se realizan con un modulador de genera para circuito en DC.

3. S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and M. Karimi, "Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1170–1184, Jun. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2016.01.059.

Este documento tiene como objetivo presentar la última revisión exhaustiva de la literatura sobre los problemas asociados cuando la energía fotovoltaica intermitente está conectada a la red y los métodos para suavizar la fluctuación de la potencia de salida de la energía fotovoltaica. Este documento también analiza brevemente la estrategia de control construida para el almacenamiento de energía de la batería relacionada con este tema. Los estudios se resumen y comparación en la siguiente tabla:

Tabla 1. Comparación de características entre diferentes métodos de mitigación de fluctuaciones de potencia Fotovoltaica.

Table 2
Comparison of characteristic features among different mitigation methods for mitigating PV power fluctuation.

| Characteristics | Battery | Capacitors/SMES/EDLC | Diesel generator | Fuel cell | MPPT method | Dump load | Natural gas engine generator |
|---|-------------------|----------------------|------------------|-----------------|---------------|---------------|------------------------------|
| Response time of the source for mitigation problem | Fast | Very fast | Slow | Slightly slow | Fast | Fast | Slow |
| Short/long term storage application | Short | Short | Long | Long | Long | Long | Long |
| Ability to mitigate fast ramp ups and downs | Yes | Yes very rapid | No | No | Yes | Yes | No |
| Efficiency in mitigating short term PV fluctuations | High | High | Low | Low | High | High | Low |
| Ability to control voltage/frequency fluctuation due to PV power fluctuation in grid side | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Reliable in mitigating PV fluctuations | High | Very high | Low | Low | High | High | Low |
| Cost | High | High | High | High | Low | Low | High |
| Size of PV plant | 0- large MW scale | 0-few MW scale | 0-MW scale | Few kW-MW scale | 0-very few kW | 0-very few kW | 200 kW-few MW scale |

En la siguiente figura 1 se indica los artículos en temas referentes al suavizado de potencia fotovoltaica, donde los estudios de baterías corresponden al doble de estudios con capacitores y los más bajos con el uso de diésel, celdas de combustible y control de MPPT [11].

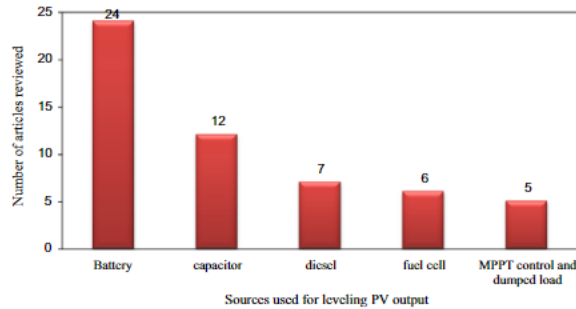


Fig. 14. Articles reviewed based on source used of smoothing PV output.

Figura 1. Artículos revisados basados en fuentes de usadas para suavizado de potencia fotovoltaica.

Sobre la cantidad de artículos con uso de supercapacitores no es muy elevada frente a las baterías con lo cual, se radica mayor interés de estudio. No se presenta un estudio enfocado en microrredes y su repuesta en pequeña generación. Indica la necesidad de investigar la ubicación estratégica de la tecnología de almacenamiento de energía para los fotovoltaicos distribuidos y que se necesita una técnica simplificada y más precisa para pronosticar la radiación solar a partir de la cual se estima la potencia de salida fotovoltaica.

4. C. Jamroen, E. Usaratniwart, and S. Sirisukprasert, "PV power smoothing strategy based on HELES using energy storage system application: a simulation analysis in microgrids," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 13, no. 13, pp. 2298–2308, Oct. 2019, doi: 10.1049/IET-RPG.2018.6165.

El método propuesto se investiga para adquirir el rendimiento de suavizado considerando la suavidad y la precisión del suavizado. En el análisis de simulación, el método propuesto se analiza en la microrred tanto en modo conectado a la red como en isla para obtener su desempeño dinámico. Los resultados de la simulación demuestran que el método propuesto evidentemente ofrece un rendimiento de suavizado superior en comparación con los métodos existentes.

Este estudio realiza una comparativa de sistema conectado a red y modo isla, utiliza valores de potencia sobre los MW, por lo cual las fluctuaciones no son muy frecuentes como microrredes o nanoredes en kW. De igual manera, se maneja en parte de modelado y simulación con modulador en DC y se enfoca estrictamente en uso de SC como medio ESS.

5. S. Sukumar, M. Marsadek, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, "Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—A review," *J. Energy Storage*, vol. 20, pp. 218–229, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.EST.2018.09.013.

Este documento tiene como objetivo presentar la última revisión exhaustiva en diferentes

métodos de suavizado de control de velocidad de rampa bajo tres clasificaciones amplias: (i) promedio móvil y métodos basados en suavizado exponencial, (ii) métodos basados en filtros y (iii) algoritmos basados en rampas. Los investigadores eligen ampliamente la aplicación de la media móvil y el filtro de paso bajo de los métodos basados en filtros para el control de rampa de energía solar fotovoltaica. Se hace un análisis detallado de estos métodos respaldado por los resultados de la simulación para analizar la capacidad de estos métodos para controlar la tasa de rampa solar fotovoltaica [15].

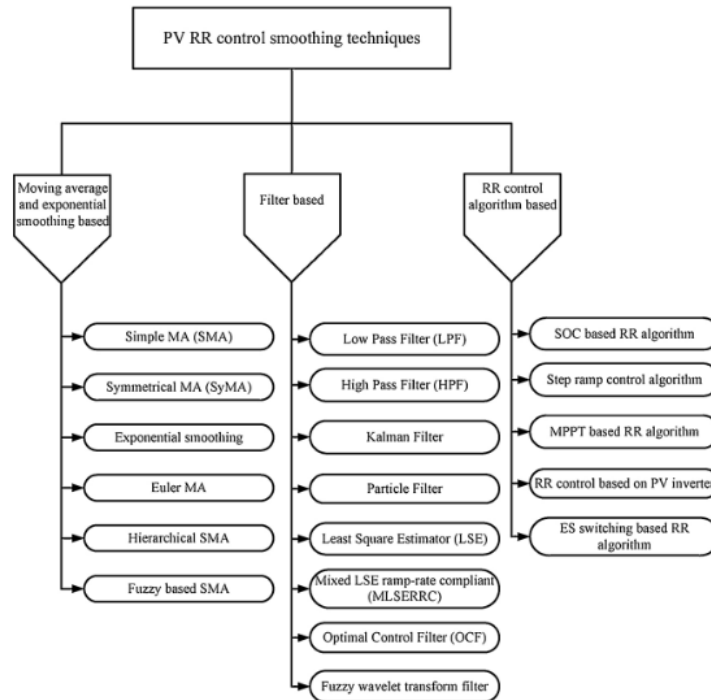


Fig. 3. Categorization of PV RR control smoothing techniques.

Figura 2. Categorización de técnicas suavizado control RR para sistemas fotovoltaicos.

Establece una clasificación de métodos más utilizados para reducción de fluctuaciones y sugiere la necesidad de (i) la mejora en los algoritmos basados en rampas, (ii) la aplicación de almacenamiento de energía dual para grandes plantas solares fotovoltaicas y (iii) la regulación en el control de las rampas solares fotovoltaicas.

2. METODOLOGÍA

La metodología del proyecto de Investigación se desarrolla en base a 5 etapas resumidas de la siguiente manera: *Fase (1)* Levantamiento de información del funcionamiento de los componentes en una microrred del caso de estudio. También se analizan los diferentes sistemas de almacenamiento en microrredes sus ventajas y desventajas, tipos de esquemas y conexiones con la red eléctrica. *Fase (2)*: Se realiza una revisión del estado del arte para algoritmos de control y gestión de energía con sistemas de almacenamiento en microrredes. Métodos de optimización mediante reducción de fluctuaciones, algoritmos de control y predicción. *Fase (3)*: Se replican algunos modelos de optimización para sistemas de almacenamiento de energía. Se analizan sus ventajas y desventajas de los algoritmos mediante etapas de simulación en Matlab. *Fase (4)*: Se propone un modelo para el caso de estudio, se efectúan pruebas en sistema SCADA y comparación con otros modelos. Finalmente, en la *Fase (5)*: Se implementa el algoritmo propuesto y se analizan los resultados. En la siguiente Figura 3 se presenta un resumen del flujo del proyecto:

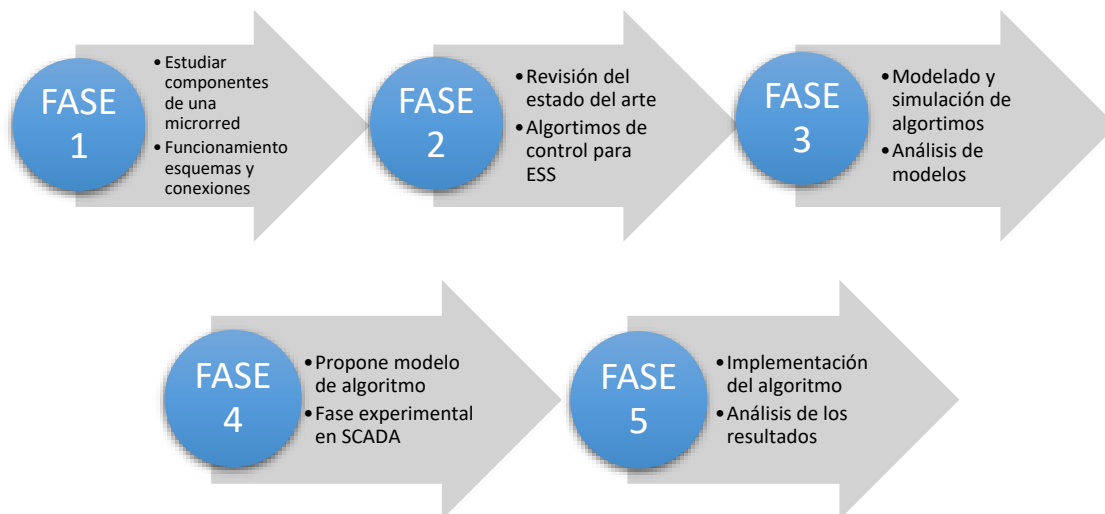


Figura 3. Metodología del proyecto de Investigación.

Primera Fase:

El laboratorio de Energía de la Universidad de Cuenca (Ecuador), se propone como caso de estudio, el cual está conformado por sistemas de energía renovables, tales como: solar fotovoltaica 35kW, eólica 15kW, hidrocínética 5kW, sistemas de almacenamiento: baterías VRLA (batería de ácido-plomo regulada por válvula), baterías de ion litio, banco de supercapacitores y batería de flujo de vanadio redox [31], [32]. La potencia y capacidad instalada robusta en los ESS del laboratorio permiten desarrollar un modelo de gestión inteligente en el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Además, estos sistemas ESS se integran con equipos bidireccionales que permiten el doble flujo de corriente inversor/cargador desde y hacia la red eléctrica pública que permite enviar los parámetros de potencia [kW] para establecer la carga o descarga de los equipos. En la siguiente Figura 4, se presentan los elementos de la microrred en caso de estudio.



Figura 4. Elementos de ESS para el caso de estudio.

El sistema fotovoltaico se encuentra ubicado en el Centro Científico Tecnológico y de la Investigación Balzay (CCTI-B). Este sistema cuenta con una capacidad nominal de 35 kWp con 140 paneles fotovoltaicos de 250Wp c/u, conformado por tres subsistemas: Sistema Fotovoltaico 1 (SFV1) con 60 paneles fijos orientados a un ángulo de 5° al norte de tipo monocristalino con capacidad de 15kW; SFV2 con 60 paneles fijos orientados a un ángulo de 5° al norte de tipo policristalino capacidad de 15kW, ambos sub grupos contienen un inversor independiente de dos niveles marca GPTech con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Además, se tiene un SFV3 con 16 paneles capacidad 4kWp de tipo policristalino móvil en un eje con capacidad de seguimiento de 180°. El sistema fotovoltaico móvil está conectado a un inversor con capacidad nominal de 5kW de marca Fronius Primo modelo 5.0-1.

La microrred está conectada en un punto de conexión común (PCC) al alimentador 0523 de la subestación 5 a través de un transformador de 150kVA. La energía de la red de distribución

pública puede utilizarse para alimentar los ESS o entregar energía según la disposición del operador del laboratorio [31].

Las características de los sistemas de almacenamiento se resumen en la siguiente Tabla 2:

Tabla 2. Características principales de los sistemas de almacenamiento (ESS) de la microrred

| Sistema de almacenamiento | Modelo | Celdas/Módulos | Voltaje de operación | Energía |
|--------------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|---------|
| Baterías VRLA | A600/Solar | 84 celdas | 168Vdc/220Vac | 15kWh |
| Barerías de Ion Litio | Samsung ELPT392 | 11 celdas | 642Vdc/220Vac | 44kWh |
| Batería Flujo de Vanadio Redox | Cell cube FB 200-100 | 2 Cluters (12 módulos) | 48Vdc/220Vac | 100kWh |
| Supercapacitores | Maxwell BMOD-0130 | 10 celdas | 560Vdc/220Vac | 0.4kWh |

El esquema de conexión de la microrred comprende un sistema en AC y se presenta en la siguiente figura 5. Los sistemas de almacenamiento de energía utilizan inversores bidireccionales, que permiten la carga/descarga de las baterías de manera independiente con un valor de referencia asignado por el operador. El modo de operación de cada ESS se ejecuta en barras de DC/AC de forma independiente conectándose a la red en un punto de conexión común (PCC).

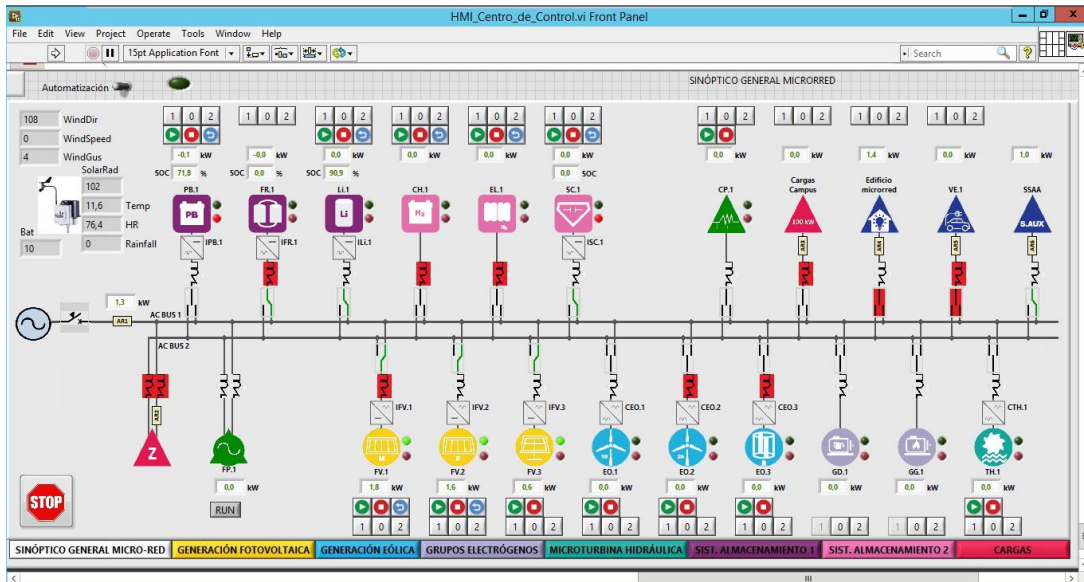


Figura 5. Esquema de conexión de la microrred (screenshot).

Segunda Fase:

En la segunda fase se analizaron previa la revisión del estado del arte los algoritmos de control para ESS. Principalmente, se destaca un estudio de fluctuaciones generadas por la penetración de PV que se basa en la radiación solar que fluctúa diariamente, cada hora y durante un período de tiempo más corto (minutos y segundos) [1], [11]. El nivel de fluctuación en la planta fotovoltaica disminuye según aumenta el tamaño de la planta [15]. Por tal motivo, es importante considerar el impacto que genera las fluctuaciones de potencia en pequeñas plantas fotovoltaicas, ya que su uso en microrredes y nanorredes mediante de la generación distribuida se utilizan fuentes de generación de pequeña escala. La fluctuación en la red cambia el parámetro de voltaje y frecuencia que afecta a los equipos sensibles [11].

Por consiguiente, se ha desarrollado un análisis y caracterización de diferentes días con perfiles de radiación solar que se ha generado. En la figura 6, se puede observar la potencia FV generada por un sistema de 15kWp bajo diferentes condiciones climáticas: (a) día ordinario, (b) día de alta nubosidad, (c) día de poca nubosidad, (d) día despejado, (e) día semi-despejado y en parte inferior se presenta las fluctuaciones de potencia generadas bajo dichas condiciones climáticas respectivamente. Por ello, algunos autores sugirieron que el uso de supercapacitores, es una mejor alternativa que las baterías para suavizar el transitorio rápido, debido a la mayor tasa de carga del SC a baja profundidad de descarga y una vida útil más larga [15], [20]. Determinando de esta manera el uso de ESS inicialmente con supercapacitores para su optimización de almacenamiento de energía.

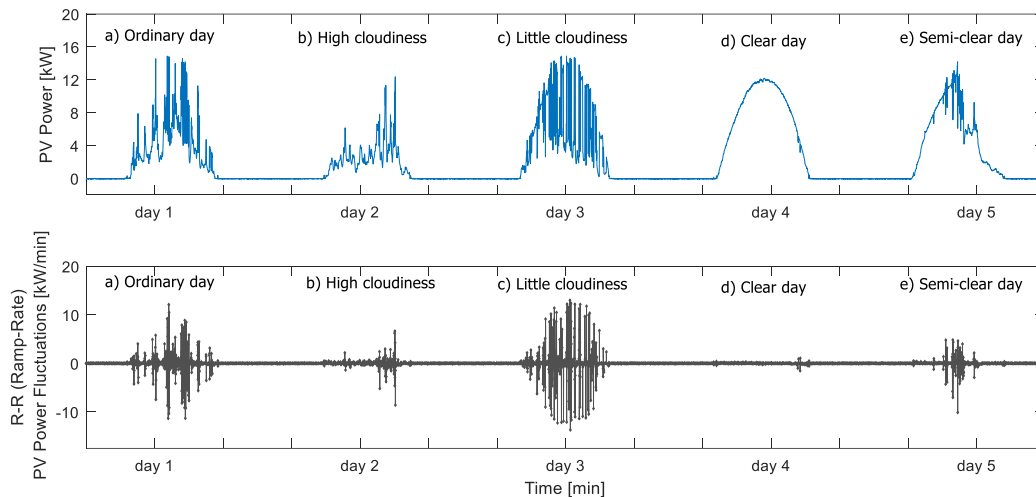


Figura 6. Potencia FV y R-R (kW/min) fluctuaciones de potencia FV

La generación FV debido al impacto de la nubosidad en varias zonas provocan una inestabilidad en la red de distribución, una solución a este problema han sido los sistemas de almacenamientos de energía. En este estudio se analizan algunos métodos reducción de fluctuaciones, con el uso

de sistemas de almacenamiento de energía ESS conformado por supercapacitores Electric double-layer capacitors (EDLC) para mejorar la estabilidad en la red de distribución. Se establece una estrategia de control que permite el almacenamiento de energía en consideración de valores de los estados de carga preestablecidos, permitiendo mejorar las secuencias en las cargas y descargas. En este estudio, se describe un método Predictor-Corrector para el suavizado de la señal de potencia de salida de un sistema de generación FV con un ESS conformado por supercapacitores que permite absorber energía o entregar energía en función del algoritmo ingresado (ver figura 7). Algunos métodos utilizados para suavizado de curvas FV son SMA (Simple media móvil), LPF (Filtros pasa bajos) R-R (Limite de rampa), HELES (Suavizado exponencial lineal mejorado) [11], [10], [15], [33].

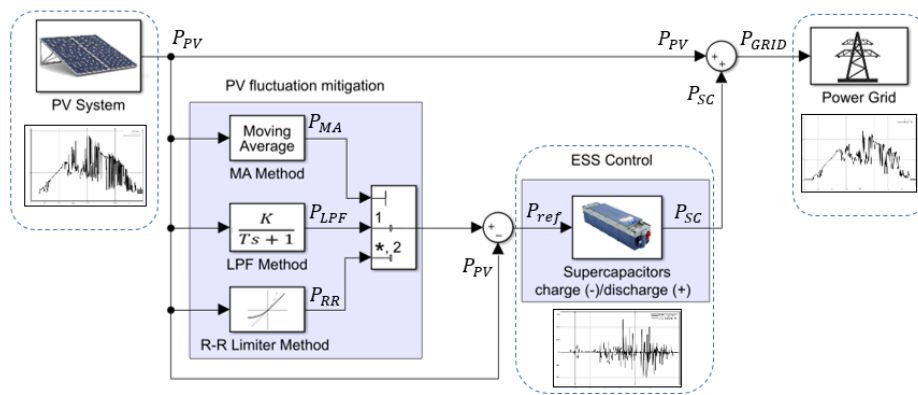


Figura 7. Esquema de control mediante el método MA, LPF, R-R Limiter a un sistema FV1 y sistema de control para SC

Tercera Fase:

En esta etapa se analiza mediante la simulación el control para el estado de carga SOC de los supercapacitores. El ESS puede cargarse o descargarse en secuencias aleatorias con cualquier amplitud entre 1 y 100% de su capacidad efectiva. El Algoritmo de control ESS para limitar las carga y descarga de los SC asigna inicialmente el valor de P_{ref} como la diferencia entre la potencia P_{PV} y la potencia de cualquiera de los métodos de MA, LPF o RR generada. De tal manera que al ser un valor mayor o igual que cero, permite la carga de los SC desde un tiempo $\Delta t_{charge} = t_2 - t_1$ en el ciclo positivo y define $P_{charge} = P_{ref}$. Posteriormente se calcula el valor de energía de carga $E_{sc\ charge}$ como la integral de la potencia de carga. De igual manera para la energía de descarga, asignada para el ciclo negativo $E_{sc\ discharge}$. La energía total del SC a E_{sc} durante un tiempo t varía en función de la diferencia de la energía de carga y descarga. De esta manera el estado de carga de los supercapacitores SOC_{SC} se calcula en función la E_{sc} y el valor máximo E_{max} de energía permitido por el sistema ESS. Si SOC_{SC} se encuentra dentro de los valores mínimos SOC_{min} y máximos SOC_{max} permitidos asigna el nuevo valor $P_{SC} = P_{ref}$, de lo contrario asigna

$P_{SC} = 0$, lo cual indicaría que devuelve el valor de cero en caso que superara los valores mínimos y máximos del estado de carga del ESS. Este algoritmo de control ESS para límites de carga y descarga para SC se presenta en la siguiente Figura 8, a continuación.

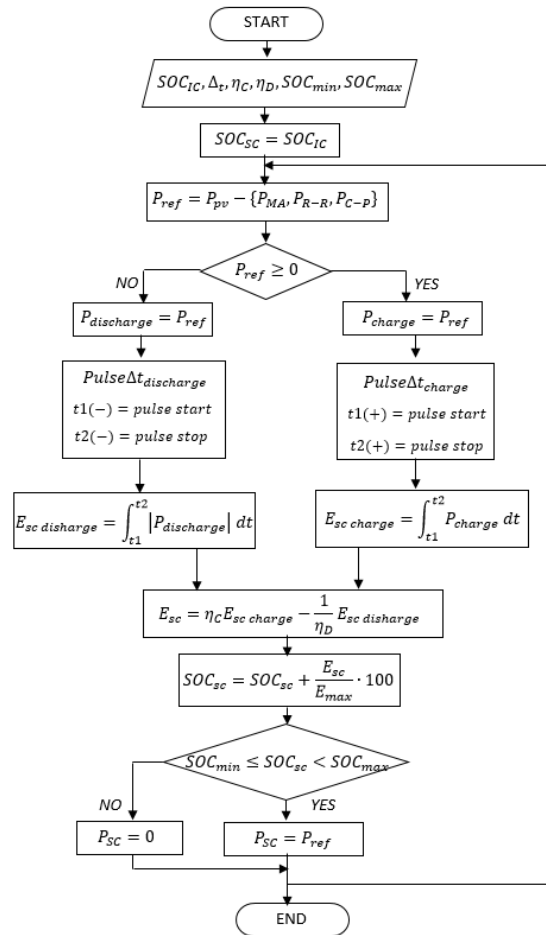


Figura 8. Algoritmo de control ESS para límites de carga y descarga para SC

En la figura 8 se puede observar la respuesta del algoritmo del control de estado de carga del ESS. Se puede observar en el tiempo inicial es valor del SOC inicial $SOC_{IC} = 5\%$ conforme se indica la potencia de referencia $P_{ref} = P_{PV} - \{P_{MA}, P_{LPF}, P_{RR}\}$ en cualquiera de los métodos de MA, LPF, RR la diferencia con la entrada de potencia PV indica la energía necesaria para reducción de fluctuaciones predefinidas por los métodos. Sin embargo la energía máxima del ESS de los supercapacitores limita su estado de carga, por ello al definir su carga máxima en $SOC_{max} = 95\%$ se limita también su energía al 95%. El supercapacitor se encarga de absorber a través de la carga (+) las discrepancias de generación FV y entregar la energía a través de la descarga (-) necesaria para aproximar al resultado de la diferencia entre el Sistema PV y el algoritmo MA, LPF o R-R. Los ciclos correspondientes a la carga Pulse Δt charge para $P_{ref} \geq 0$ y ciclo de descarga de los SC

Pulse Δt discharge para $P_{ref} < 0$ se asigna la potencia de referencia, como se observa en la figura 9.

Resultados de aplicación de algoritmos

- Método MA (Media Móvil)

La estrategia del método de la media móvil, es uno de los métodos de suavizado más comunes utilizados en sistemas PV [34], [35]. Este método obtiene los valores promedios anteriores de potencia fotovoltaica $P_{PV}(i)$ ingresada, durante un período de tiempo determinado T_{MA} , designado por el usuario como parámetro de ventana de tiempo [35]. Las especificaciones de la potencia y capacidad de energía, así como el tamaño medio de la ventana de tiempo se determinan experimentalmente mediante el análisis de las series de tiempo de salida de PV durante un período de un año [36]. Cuanto mayor es el tiempo de la ventana T_{MA} mayor es la suavización de la fluctuación. El valor óptimo de la ventana de tiempo se puede ajustar según sea necesario para lograr el grado deseado de reducción de la velocidad de rampa R-R [36]. Este método se puede calcular con la siguiente Ecuación 1:

$$P_{MA}(i) = \frac{1}{T_{MA}} \int_{i-T_{MA}}^i P_{PV}(i) dT_{MA} \quad (1)$$

Donde:

$P_{MA}(i)$ es el valor de la media móvil

$P_{PV}(i)$ es el valor de potencia instantánea

T_{MA} es el intervalo del periodo asignado

$$0 \leq P \leq P_r \quad (2)$$

donde P_r es el valor máximo de P_{MA} , sin embargo, su tasa de cambio γ está limitada para cualquier cambio de P_{PV} de la siguiente manera [37]:

$$-\gamma \leq \frac{dP}{dt} \leq \gamma \quad (3)$$

Donde

$$\gamma \equiv \frac{P_r}{T_{MA}} \quad (4)$$

Considerando una potencia de 15kW establecemos el límite del 10% de su potencia nominal corresponde una variación máxima de 1.5kW/min, despejando de la ecuación se determina una ventana de tiempo de $T_{MA} = 10min$. En [37] define un valor de $T=20min$ para un pequeño sistema de 1000W. Por el contrario, en un estudio de gran escala de un sistema PV 500 kW se ha considera una ventana de tiempo de $T=15 min$ para el algoritmo MA [35], [34]. Por lo tanto, se podría definir que mientras menor sea la potencia del sistema PV mayor debe considerarse el tamaño de la ventana. Luego, la diferencia entre P_{MA} y P_{PV} debe ser absorbida por el sistema ESS, el cual debe tener suficiente capacidad de almacenamiento para absorber dicha diferencia. Es importante dimensionar el condensador lo más pequeño posible y limitar su costo [37].

$$P_{SC} = P_{MA} - P_{PV} \quad (6)$$

Con el objetivo de mejorar el valor anterior del modelo MA, debido a la demora de tiempo del grupo, los autores proponen el modelo EMAP, una especie de sistema de respuesta de impulso finito (FIR), que puede predecir el valor de MA en un momento determinado posteriormente [38]. En [37] se propone el método de tipo Euler MA para controlar las fluctuaciones de la potencia de salida de PV. Aquí, la potencia de salida PV se controla utilizando un sistema híbrido de un EDLC y una fuente de batería.

En la figura 10, se muestra la aplicación del método MA al sistema PV de 15kW con valores de ventana de tiempo $T_{MA}=300, 600, 900, 1200$ correspondientes a fracciones de tiempo de 5min, 10min, 15min y 30min respectivamente. Es claro observa que a medida que se incrementa los valores de tiempo se obtiene una curva más suavizada de fluctuaciones de potencia. Sin embargo definir un tiempo excesivo de T_{MA} requería una mayor cantidad de energía de almacenamiento.

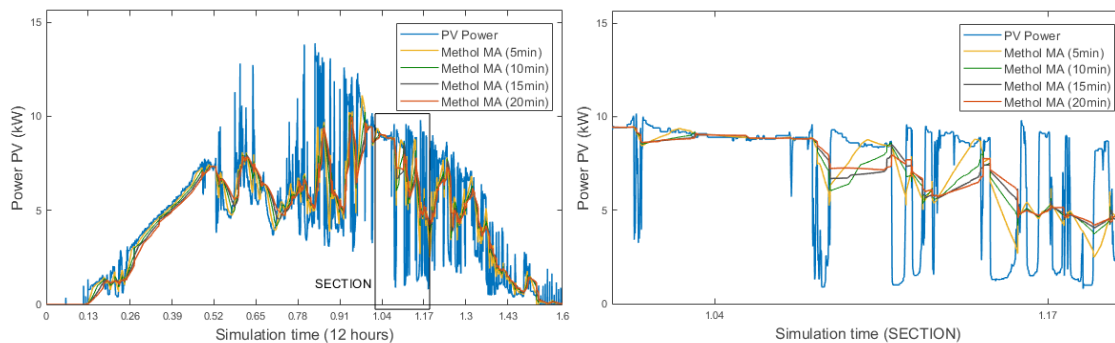


Figura 9. Ejemplo de aplicación de método MA a un sistema PV (15kW) con características de $T_{ma}=5min, T_{ma}=10min, T_{ma}=15min, T_{ma}=20min$.

- Método Filtros Pasa Bajos - LPF

Este tipo de filtros permite el paso de las frecuencias más bajas, y atenúa o suprime las frecuencias superiores a la frecuencia de corte. El filtro LPF usa generalmente la constante de tiempo T_{LPF} , parámetro que es definido por el usuario. Para proteger el EES del seguimiento de una pequeña excursión desde la referencia, es conveniente utilizar la función de banda muerta [34]. Al igual que el método MA, el método LPF también obliga al ESS a funcionar continuamente, lo que puede disminuir su tiempo de vida en el caso de las baterías [34], [35]. Esta representación equivalente a la función de transferencia continua es:

$$G(s) = \frac{K}{T_{LPF}s + 1}, \quad T_{LPF} = \frac{1}{\omega}, \quad \omega = 2\pi f_c \quad (7)$$

Donde:

K es la ganancia del filtro

T_{LPF} es el inverso de la frecuencia angular del filtro ω

f_c es define la frecuencia de corte del filtro

Desde la función de transferencia anterior, las ecuaciones que definen el filtro son:

$$\dot{x}(t) = \frac{1}{T_{LPF}} (Ku(t) - x(t)) \quad (8)$$

$$y(t) = x(t), \quad y(0) = x(0) = Ku_0 \quad (9)$$

Donde:

$u(t)$ es la entrada del fitro

$x(t)$ es el estado de filtro

$y(t)$ es la salida del filtro

t es el tiempo de simulación

u_0 es el estado inicial

El valor de frecuencia de corte asignada para el filtro dependerá de la entrada de potencia PV y el orden del filtro definido. En el caso de [39] define un filtro de 2do orden con una frecuencia de salida de $\pm 2\text{Hz}$ para un sistema de 60Hz considerando 1/10 de la frecuencia de variación de la salida del sistema PV. Basado en las fluctuaciones de voltaje del sistema PV se ha logrado suprimido notablemente los armónicos en la red propuestos. En la siguiente figura se muestra la

aplicación de método LPF a un sistema FV 1 con características de $T_{LPF}=0.02$, $T=0.01$, $T=0.007$, $T=0.006$ correspondientes a frecuencias de corte de 10Hz, 15Hz, 20Hz y 25Hz respectivamente con ganancia $K=1$.

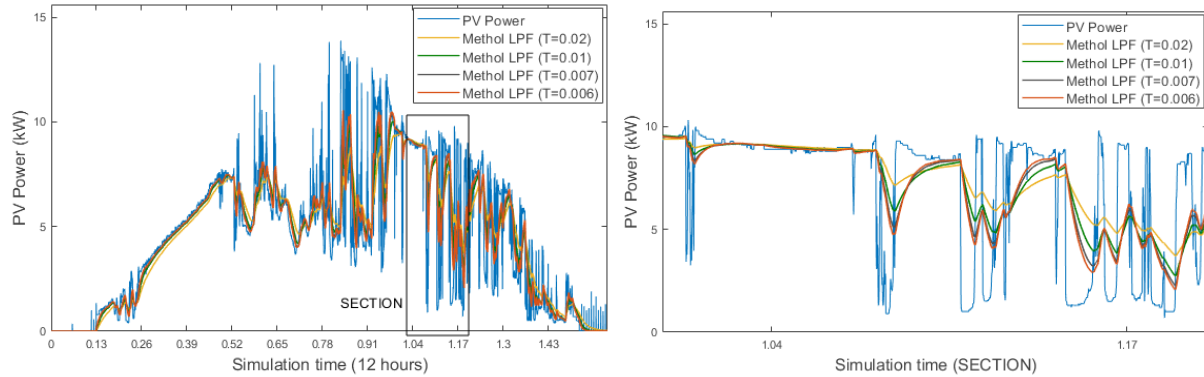


Figura 10. Aplicación de método LPF a un sistema PV (15kW) con características de $T=0.02$, $T=0.01$, $T=0.007$, $T=0.006$ y ganancia $K=1$.

En la figura 10, se puede observar la reducción de fluctuaciones de potencia PV utilizando diferentes configuraciones en frecuencia de corte. En el caso de $T_{LPF}=0.006$ la reducción de fluctuaciones se considera mínima y conforme se incrementa el valor de T_{LPF} o se reduce la frecuencia de corte se obtiene mejores resultados. Sin embargo durante la aplicación del método LPF hay muchos casos donde no hay fluctuación significativa en la potencia de salida PV real (P_{PV}) para la cual el sistema de almacenamiento de energía operaría innecesariamente, como se puede observar en el tiempo de inicio 0.26-0.50 en la figura 9 [34].

- Método R-R Control Strategy (R-R)

La implementación de una estrategia de velocidad de rampa para suavizar las fluctuaciones considera un valor de RR máximo R_{max} permitido de la potencia inyectada en la red como se indica en la ecuación 11 [40], [41].

$$\frac{|\Delta P_{PV, 1 \text{ min}}(t)|}{P_n} > R_{max} \quad (11)$$

Donde $\Delta P_{PV, 1 \text{ min}}(t)$ indica la diferencia entre dos valores de la potencia del sistema PV, ocurridas en el intervalo de un minuto. P_n se define como la potencia nominal del sistema PV. En este sistema el exceso de generación.

De esta manera el control de R-R está habilitado de tal manera, que si la diferencia con la muestra actual con la anterior $P_{PV}(t - \Delta t)$ excede la condición de rampa máxima R_{max} establecida, limita su valor de salida, de acuerdo con la Ecuación (12) [42]:

$$[P_{PV}(t - \Delta t) - \Delta t \cdot R_{max}] > P_{R-R} > [P_{PV}(t - \Delta t) - \Delta t \cdot R_{max}] \quad (12)$$

En la figura 12, se muestra la aplicación de la Ecuación 12, con valores de rampa maxima $R_{max} = \pm 400, R_{max} = \pm 300, R_{max} = \pm 200, R_{max} = \pm 100$ correspondientes a los valores máximos permitidos de rampas de subida (+) y bajada (-) durante el tiempo establecido de $\Delta t = 1 \text{ min}$. De igual manera, en comparación con los métodos anteriores, mientras más se reduzca el valor permitido de rampa R_{max} mayor será el requerimiento del sistema ESS.

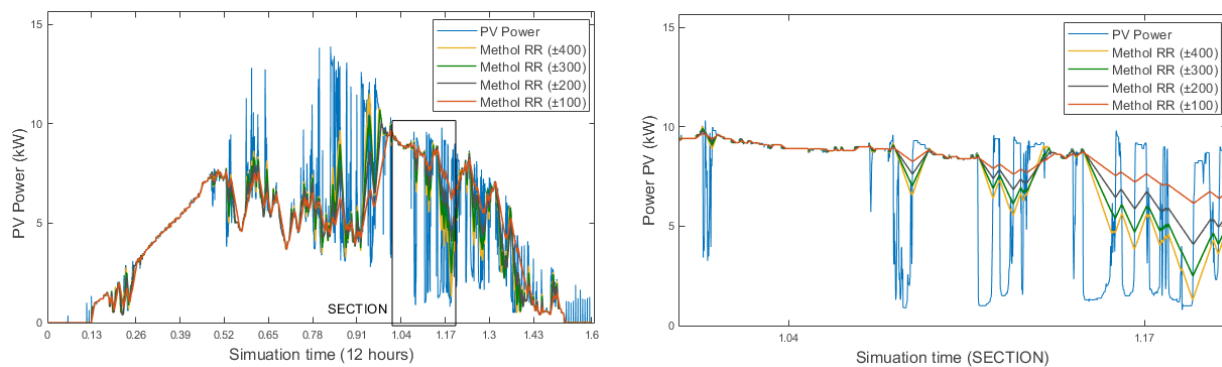


Figura 11. Aplicación de método RR a un sistema FV 1 con características de $R_{max} = \pm 400, R_{max} = \pm 300, R_{max} = \pm 200, R_{max} = \pm 100$ para rampas de subida (+) y bajada (-).

Cuarta Fase:

a) Propuesta de Método Predictor-Corrector (P-C)

En algunos estudios similares se han propuesto métodos para optimizar los procesos de reducción de tasas de rampa: como es el caso de los autores en [43] quienes propusieron un novedoso método para el control de velocidad de rampa de energía solar fotovoltaica utilizando almacenamiento de energía para mitigar las fluctuaciones de salida causadas por el paso de nubes.

Para este caso de estudio se describe un método Predictor-Corrector para el suavizado de la señal de potencia de salida de un sistema de generación fotovoltaico. El objetivo del suavizado es que la señal de salida cumpla con unas condiciones de rampa establecidas en el correspondiente código técnico, por ejemplo, una variación máxima del 10% de la potencia nominal en un periodo de 10 minutos. Para lograr este suavizado se cuenta con un sistema de almacenamiento que permite absorber energía o ceder energía a la señal con la finalidad de que su variación cumpla con las condiciones de regularidad impuestas.

Para plantear el método se tiene en cuenta que se pueda implementar como una estrategia en tiempo real, para ello debe cumplir:

- Utilizar sólo la información disponible en cada momento, es decir, los valores medidos hasta el instante actual. Los valores futuros se consideran completamente desconocidos.
- Que las expresiones a calcular sean sencillas y se pueden resolver con un coste computacional bajo (o muy bajo).

Las etapas del método propuesto son:

- Predicción: en esta etapa se obtiene una predicción para el valor de la potencia de referencia \hat{p}_t . Este valor se obtiene como la media de los valores de la señal de potencia original en un cierto número de periodos anteriores al instante actual. Sólo se utiliza la información disponible (la de instantes anteriores al instante actual).
- Corrección: el objetivo es maximizar el aprovechamiento del sistema de almacenamiento, para ello los principios que se siguen aquí son:
 - Mantener un nivel de energía en el almacenamiento que sea suficiente para poder afrontar las perturbaciones, ya sea almacenando la energía (carga) o cediendo energía (descarga).
 - Evitar acumular más energía de la necesaria para afrontar las perturbaciones.

Para conseguir esto, lo que se hace es calcular una medida de cuanta energía se va acumulando (o perdiendo) en el almacenamiento, Δsoc_t . Se calcula el valor medio de esa variación de energía sobre un cierto número de periodos anteriores al instante actual, y en función de ese valor se corrige el valor de potencia de referencia predicho para obtener el valor de potencia de referencia final aplicado, p_t . Como se puede observar en la siguiente figura 8. Las situaciones posibles son:

- Si en el intervalo previo (periodos considerados para el cálculo de Δsoc_t se ha producido una acumulación de energía en el almacenamiento, la corrección de la potencia de referencia consiste en aumentar su valor, para que en el siguiente intervalo se utilice esa energía acumulada y se mantenga un nivel estable de energía en el almacenamiento.
- Si en el intervalo previo (periodos considerados para el cálculo de Δsoc_t se ha producido una reducción de la energía en el almacenamiento, la corrección de la potencia de referencia consiste en disminuir su valor, para que en el siguiente intervalo se acumule en energía en el almacenamiento y se mantenga estable la cantidad de energía que contiene.

b) Fase experimental en SCADA

El sistema SCADA de la Microred en estudio se encuentra conformada por sistemas de comunicaciones, protecciones, inversores de doble flujo, PLC, Analizadores de red, entre otros. Para lo cual, se realiza un análisis de variables de control desde el programa principal LabVIEW para la programación del algoritmo propuesto. Como se indica en las siguientes figuras:

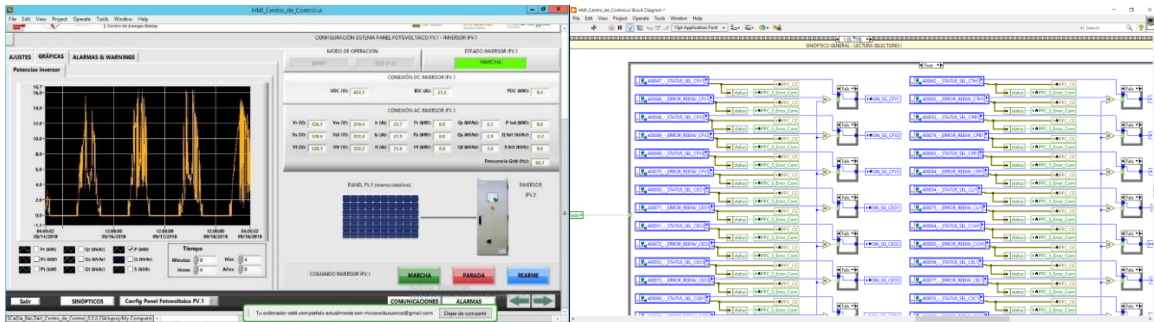


Figura 12. Print screen HMI Centro de control SCADA LabVIEW (a) Proyecto panel frontal (b) Diagrama de bloques variables.

Quinta fase:

Pruebas experimentales en sistema SCADA

En el sistema SCADA se implementa el sistema de gestión de energía EMS típico con el uso de un sistema PV y un sistema ESS considerando los SC. Donde la potencia de salida a la red eléctrica P_{GRID} , es el resultado de la suma de la potencia del sistema PV P_{PV} y la potencia pre-establecida por el EMS de los supercapacitores P_{SC} , en este caso la gestión de energía se establece en la barra AC, por medio de los convertidores DC-AC del sistema PV y el convertidor DC-AC/AC-DC de doble flujo correspondiente al sistema SC. De esta manera, la potencia de ingreso P_{PV} , es filtrada por el método establecido de reducción de fluctuaciones que permite cargar o descargar los SC de acuerdo a su requerimiento.

Para la implementación del algoritmo de suavizado y control de fluctuaciones del sistema fotovoltaico se utiliza los supercapacitores para carga y descarga de energía excedente o faltante de la diferencia entre potencia real y la potencia de referencia del algoritmo. El algoritmo utilizado se presenta a continuación: Utilizando la comunicación Modbus en el sistema SCADA desde software LabVIEW se establece la comunicación para enviar la potencia de referencia hacia el inversor de los supercapacitores por medio de script MATLAB de forma automatizada mediante del algoritmo de gestión propuesto. El cual representa un bajo requerimiento computacional y rapidez en la ejecución de los procesos (tiempo de ejecución script 0.008703 segundos). En la siguiente imagen se presenta la validación del algoritmo para dos escenarios continuos, en día despejado y poca nubosidad.

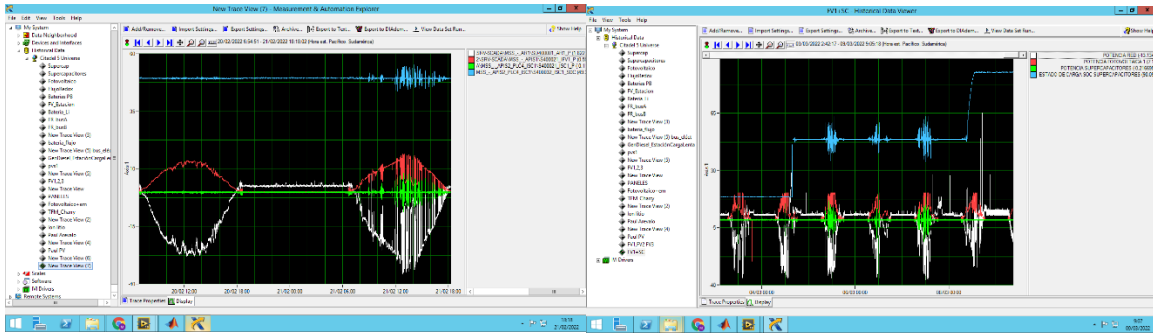


Figura 13. Primeros resultados experimentales del algoritmo (a) Día despejado y día de poca nubosidad (b) aplicación del algoritmo semanal.

Como se puede observar los supercapacitores permiten mejorar la potencia generadas para las fluctuaciones de energía que se entregan a la red, Pref color verde es la potencia que entregan ($P_{ref}>0$) o consumen de la red ($P_{ref}<0$). El SOC color azul se mantiene dentro del 50%. Estas pruebas fueron desarrolladas en el CCTI-B con resultados prometedores para futuros estudios de integración a gran escala en centrales fotovoltaicas. En los resultados se pueden observar el tiempo de respuesta del algoritmo se obtiene en tiempo real, lo cual demuestra su eficiencia en la señal de referencia. En la siguiente figura 14, se detallan los resultados del algoritmo con una rápida respuesta frente a las fluctuaciones PV de un día con alta y baja nubosidad.

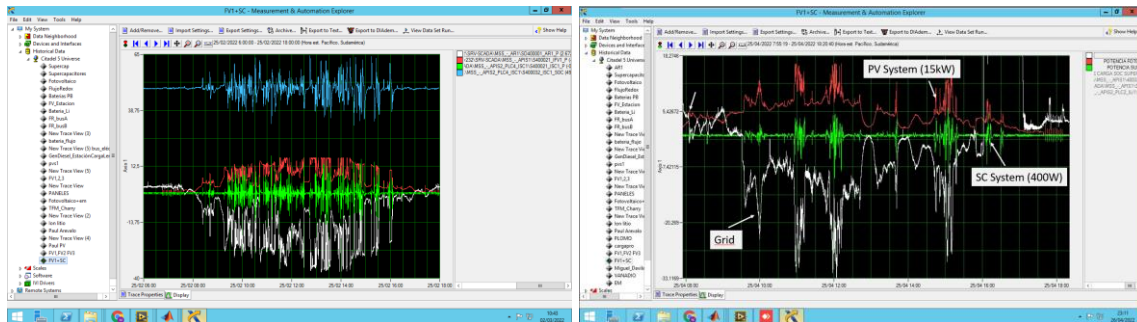


Figura 14. Resultados experimentales validados (a) día de alta nubosidad (b) día de baja nubosidad.

Resumen y discusión de los resultados

3. RESUMEN Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En esta sección se presenta un resumen del trabajo de investigación, el cual se ha realizado en la proyección los siguientes artículos:

3.1. Analysis of different Storage Systems in the Energy Management of Microgrids.

En este estudio, se realizó un análisis para diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía comúnmente utilizadas en los sistemas de almacenamiento de energía ESS de una microrred. Se realizaron pruebas de carga y descarga (lenta y rápida) en estos sistemas, se desarrolló el cálculo de la eficiencia energética, rendimiento y energía suministrada bajo diferentes niveles de potencia de referencia, en sus condiciones normales de operación. Los resultados de esta fase experimental permiten elegir las condiciones óptimas de carga y descarga a diferentes niveles de potencia. De esta manera se analizaron las fortalezas y debilidades de cada sistema de almacenamiento dentro de una microrred. Como resultado del estudio se presenta la eficiencia de estos sistemas de almacenamiento y se publica en el congreso E3S Web Conf. Volume 173, 2020 5th International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER 2020).

La metodología propuesta de selección consiste en crear un cuadro comparativo con las características necesarias y registrar los valores de las tecnologías de almacenamiento consideradas para cada caso. Este proceso de comparación eventualmente conducirá a la selección del ESS apropiado para cada la aplicación en la microrred. A continuación, se detalla los resultados de esta etapa:

Las baterías de iones de litio VRLA muestran niveles similares en cuanto al rendimiento de cada carga y descarga realizada (Ver Fig. 15a) [32]. Una ventaja destacable de las baterías VRLA (15kWh) es su eficiencia para descargas lentas. Es decir con valores $\leq 5\text{kW}$, lo cual genera un amplio tiempo de uso para este tipo de sistema. A diferencia de las baterías de Plomo Ácido, las baterías de iones de litio (44kW) tienen una mejor eficiencia a diferentes niveles de alta potencia,

al mantener características similares en cada caso. De igual manera es importante considerar el número de ciclos que podría garantizar cargas y descargas lentas menores a 10kW y mayores a 20kW según establece el fabricante. En la Figura 15c, presenta los resultados obtenidos en baterías redox de vanadio VRFB, donde se observan las características de carga y descarga con amplia capacidad de almacenamiento 100Wh. En este caso, ha demostrado ser potencialmente útil para descargas rápidas de alta potencia alrededor de 20kW, siempre que los niveles de carga se puedan mantener en cualquier nivel. En este tipo de baterías se destacan el número de ciclos prácticamente ilimitados debido a sus mecanismos mecánicos y electroquímicos. Esto demuestra que es posible combinar con baterías de plomo ácido y de iones de litio para equilibrar de la mejor manera un ESS en la microrred.

Finalmente, se analizan los supercondensadores, al igual que las baterías VRFB tienen la ventaja de ciclos prácticamente ilimitados en cargas y descargas. En el análisis se demuestra que es posible determinar la potencia de referencia en cualquier nivel sin perder significativamente su eficiencia (Ver Fig. 15d). Sin embargo, una desventaja de este sistema representa el tiempo de autonomía que es relativamente corto (solo unos minutos). Este sistema de almacenamiento es ideal para reducir o mitigar las grandes variaciones de potencia de los sistemas de generación de energía intermitente como la fotovoltaica o la eólica, donde es posible entregar grandes cantidades de energía en un corto período de tiempo.

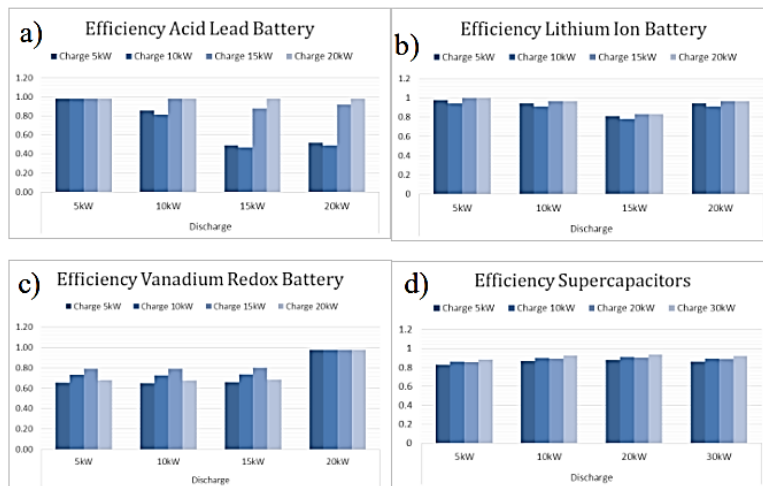


Figura 15. Eficiencia energética en diferentes condiciones de carga y descarga (a) batería de plomo ácido, (b) Ión de litio, (c) batería de vanadio redox, (d) supercondensadores.

3.2. Method of monitoring and detection of failures in PV system based on machine learning techniques.

Existen varios estudios relacionados el monitoreo los sistemas solares fotovoltaicos, desde el punto de vista del modelado y simulación. Sin embargo, el comportamiento en estos sistemas no siempre es el mismo, debido a las diferentes condiciones climáticas y otros factores. Por tal motivo, surge la necesidad de estudiar el comportamiento de estos sistemas para gestión energética en la microrred y su posterior análisis en sistemas de almacenamiento. En el monitoreo del sistema fotovoltaico de la microrred se realizó la adquisición de datos desde el sistema SCADA y la estación meteorológica. En esta etapa se analizaron los tres sistemas fotovoltaicos de 15 kW (monocristalino), 15 kW (policristalino) y 5 kW (policristalino) de seguimiento en un eje. En el cual, se plantea establecen modelos de predicción fotovoltaica basado en técnicas de aprendizaje automático.

En consecuencia, se obtuvieron las bases de datos anuales correspondientes a la potencia fotovoltaica y los datos de irradiación solar (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$), precipitación (mm), humedad relativa (%), velocidad (m/s) y dirección del viento ($^{\circ}$) para el entrenamiento del modelo propuesto. Previo a un análisis con la matriz de incidencia se definen las variables de irradiación solar y temperatura ambiente para la aplicación del modelo. En el cual, se establece el algoritmo de regresión lineal en la predicción fotovoltaica. En el entrenamiento se utilizaron el 75% de la base de datos total y el 25% para la validación de los resultados.

El modelo propuesto se aplicó para cada sistema fotovoltaica logrando una aproximación de alrededor del 82% en el coeficiente de correlación, lo cual demostró que se puede implementar un método de monitoreo fotovoltaico utilizando los datos de la estación meteorológica en tiempo real. Eventualmente, se logró implementar una técnica de detección de fallos basado en este modelo. De tal manera que, en el sistema SCADA se implementó el modelo de regresión con los datos de entrada de la estación meteorológica en tiempo real, que fue comparado con el valor de potencia fotovoltaica medido durante ese instante de tiempo. Como resultado se determinó una muy buena aproximación al valor real. Las contribuciones de este trabajo se resumen a continuación y permitieron continuar futuras líneas de investigación.

- Proponer un modelo de predicción PV mediante indicadores en tiempo real, que permita establecer una comparación entre la producción de energía fotovoltaica real en comparación con la producción fotovoltaica del modelo.
- Establecer un método de detección de fallos en sistemas fotovoltaicos basado en modelos de regresión lineal.
- Implementación experimental del método en el sistema SCADA para soporte al operador en el monitoreo, control y detección de fallas en la producción de energía fotovoltaica.
- Aplicación de los modelos de monitoreo de bajo costo y mínimo esfuerzo computacional.

3.3. An Experimental Study of Power Smoothing Methods to Reduce Renewable Sources Fluctuations Using Supercapacitors and Lithium-Ion Batteries.

Durante el estudio anterior, se determinó que los sistemas PV pueden generar altos índices de fluctuaciones de energía. Por lo cual, en este artículo se aborda esta problemática de las fuentes renovables y cómo afectan la estabilidad de la red eléctrica. Se presentan dos algoritmos de suavizado de energía que combinan fuentes fotovoltaicas, eólicas e hidrocinéticas con un sistema de almacenamiento híbrido compuesto por supercondensadores y baterías de iones de litio. Los resultados experimentales muestran que el SC opera menos ciclos con el método de velocidad de rampa en comparación con el método de media móvil. Además, al aumentar la capacidad de las fuentes renovables, se requiere una mayor capacidad sólo de supercondensadores, mientras que al aumentar la capacidad de las turbinas hidrocinéticas, el requerimiento de baterías aumenta considerablemente. Finalmente, se observa que el coste de la energía y el autoconsumo alcanzan valores máximos al aumentar la capacidad de las turbinas hidrocinéticas y de las baterías.

La metodología propuesta en este artículo considera inicialmente el uso de datos reales para el modelado matemático de los componentes del sistema híbrido renovable. Las simulaciones por computadora se utilizan para validar los resultados experimentales obtenidos en el laboratorio. Se comparan dos algoritmos de suavizado de energía Media Móvil (MA) y Ramp-Rate (RR), añadiendo progresivamente diversas fuentes renovables y sistemas de almacenamiento de energía para su validación. Este procedimiento permite realizar diversos análisis de sensibilidad basados en índices técnicos y económicos.

Con el objetivo de analizar el impacto de las fluctuaciones de las fuentes de energías renovables, se realizaron tres combinaciones en el estudio: Fotovoltaica y Supercapacitores (PV + SC), Fotovoltaica, Eólica y Supercapacitores (PV + WT + SC) y Fotovoltaica, Eólica y Hidrocinética y Supercapacitores (PV + WT + HKT + SC). En resumen, las contribuciones más significativas en este estudio fueron las siguientes:

- Se realiza una comparación de dos métodos de suavizado de energía para un sistema PV/WT/HKT conectado a la red utilizando sistemas de almacenamiento de energía LI/SC.
- Se realiza un análisis de sensibilidad basado en el autoconsumo y la respuesta de suavizado de potencia en punto de conexión común PCC.
- Estudio del coste energético diario del Sistema de energía renovable híbrido HRES

integrando baterías de ion litio LI.

- Determinación del error entre pruebas experimentales y simulaciones por computador.
- Estudio del impacto de fluctuaciones combinadas RES con sistemas de almacenamiento energético ESS.

De esta manera, se han validado el comportamiento de los ESS como métodos de mitigación de fluctuaciones de manera experimental. La retroalimentación de los métodos MA y RR servirán de base para la propuesta del nuevo método en el siguiente estudio.

3.4. Experimental Validation of a Novel Power Smoothing Method for on-grid Photovoltaic Systems Using Supercapacitors.

Como se indicó previamente, las energías renovables presentan desafíos debido a su naturaleza aleatoria, como las fluctuaciones en la energía fotovoltaica causadas por el movimiento de las nubes. En este sentido, se han propuesto métodos de suavizado de potencia utilizando supercondensadores. Sin embargo, la optimización de estos ESS aún no se ha estudiado adecuadamente. Por este motivo, se plantea un nuevo método de suavizado de potencia para sistemas fotovoltaicos que utiliza SC. El método se basa en dos etapas: predicción y corrección. La innovación clave en este estudio es el uso del algoritmo k-means en la etapa de predicción para seleccionar datos representativos de las fluctuaciones de potencia para la estimación de los ciclos de carga/descarga de los ESS. En la etapa de corrección, se utilizan algoritmos de velocidad de rampa para controlar el estado de carga SOC. Los experimentos realizados en la microrred demuestran que el nuevo método reduce las pérdidas de energía y el número de infracciones técnicas en comparación con los métodos existentes, lo que indica su viabilidad para mitigar con éxito las fluctuaciones de energía fotovoltaica.

Se utilizó una base de datos real de la microrred con una frecuencia de 1 segundo. Para determinar el valor de predicción de potencia fotovoltaica se ha utilizado el método MA durante un intervalo de 10min. Posteriormente, se ejecuta un análisis de conglomerados mediante el algoritmo k-means para clasificar las fluctuaciones fotovoltaicas correspondiente a los ciclos de carga de los SC. A continuación, se presentan las contribuciones de este estudio:

- Propuesta de una nueva técnica adaptativa de pronóstico de fluctuaciones de potencia fotovoltaica basada en la clasificación de escenarios (cluster), que utiliza un modelo del algoritmo simple k-medias basado en el aprendizaje no supervisado de las fluctuaciones generadas.

- La estrategia propuesta permite optimizar el esfuerzo computacional y reduce las pérdidas de energía al caracterizar el tipo de fluctuación fotovoltaica en la optimización de los SC.
- Permite pronosticar el número de ciclos de cargas/descargas del SC basado en un análisis de información histórica de la microrred.
- El algoritmo calcula el valor promedio de la variación de la potencia fotovoltaica sobre un número de períodos y luego corrige contra la potencia de referencia prevista según el método RR (evita acumular energía innecesaria en el SC).
- La validación experimental del método propuesto es otro aporte significativo que fue realizado para un sistema fotovoltaico de 15 kWp y capacidad SC de 400 Wh conectada a la red.

Posteriormente, los resultados fueron comparados con otros métodos utilizados en el área de investigación fotovoltaica. El control del estado de carga los SC fue establecido en límites máximos y mínimos para garantizar su óptima operación. Se realizó un análisis de sensibilidad en caracterización de días ordinarios, con poca nubosidad, alta nubosidad, semidespejados y despejados. Finalmente, se presentó un análisis técnico-económico y dimensionamiento óptimo para los SC.

3.5. Smart monitoring method for photovoltaic systems and failure control based on power smoothing techniques.

Este artículo introduce una estrategia para suavizar la energía fotovoltaica utilizando los métodos de la media móvil y la ramp-rate en combinación con sistemas de almacenamiento híbridos (supercapacitores SC y baterías de litio LI). La novedad radica en optimizar los ciclos de carga/descarga durante las fluctuaciones de potencia fotovoltaica. Se propone un alcance al método de detección de fallas que utiliza aprendizaje automático para monitorear la energía fotovoltaica de la sección 3.2. Los experimentos se realizaron en la Universidad de Cuenca y mostraron una reducción en el uso del SC en comparación con otros métodos. Además, el sistema puede detectar fallas en sistemas fotovoltaicos con un error cuadrático medio de 0,66 y reduce el esfuerzo computacional con la nueva técnica de suavizado. El tiempo de ejecución es 4 veces menor que con el método de media móvil.

La metodología propuesta consta de dos etapas principales. En la primera, se utiliza un método de monitorización fotovoltaica que emplea datos reales (temperatura ambiente, irradiancia solar y potencia de salida fotovoltaica) para entrenar un modelo de regresión lineal mediante aprendizaje automático supervisado. Este modelo permite monitorear el sistema fotovoltaico en tiempo real y detectar fallas. En la segunda etapa, se introduce un nuevo método de predicción-corrección de suavizado de potencia PV, que se valida contra fallas fotovoltaicas y fluctuaciones comunes de energía debido al movimiento de las nubes. El sistema de gestión de energía se encarga del control principal del sistema de acuerdo a los siguientes pasos:

- i) Predicción de potencia fotovoltaica mediante el método MA.
- ii) Controlar el límite de rampa para las fluctuaciones del sistema fotovoltaico.
- iii) Se pronostica el estado de carga del SC para futuros eventos de fluctuación utilizando el método MA.
- iv) El valor de potencia de referencia se calcula en tiempo real.
- v) Se envía el valor de referencia al ESS.

Las contribuciones más significativas de este estudio son resumidas a continuación:

- Desarrollar un mecanismo de detección de fallas fotovoltaicas basado en la aplicación de aprendizaje automático y análisis de bases de datos.
- Aplicar el un nuevo corrector predictor de suavizado de potencia (P-C) para corregir la fluctuación de potencia fotovoltaica mediante sistema híbrido de almacenamiento SC y LI.
- Adicionalmente permite una rápida respuesta frente a un fallo de cadena fotovoltaica previamente detectado y el comportamiento aleatorio de la energía fotovoltaica.
- La nueva propuesta combina los algoritmos Ramp-Rate y media móvil para optimizar el uso de los SC y las baterías de litio (LI).
- Se realiza un analizar datos experimentales en un laboratorio y se presentan varios análisis de sensibilidad.

El modelo propuesto muestra una precisión notable en comparación con los datos en tiempo real durante días despejados, con un error cuadrático medio (RMSE) de 73,71. Cuando las fluctuaciones superan el 20%/min, las baterías respaldan al SC para manejar los picos más altos durante la falla. En este escenario, se mantiene controladas las fluctuaciones fotovoltaicas y se optimizan los sistemas de almacenamiento SC y LI. Finalmente, durante su fase experimental se lograron resultados con muy bajo esfuerzo computación y la optimización del algoritmo propuesto.

4

Conclusiones y Futura línea de Investigación

4. CONCLUSIONES Y FUTURA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

Este estudio, se analizaron las estrategias para la operación de sistemas de almacenamiento de energía, con el objetivo de integrar eficientemente las energías renovables en una microrred. Se han abordado desafíos significativos asociados con la naturaleza aleatoria de estas fuentes de energía. Para mitigar las fluctuaciones de potencia provocadas por estos sistemas, se han utilizado algoritmos avanzados, proporcionando una solución robusta y adaptable a las dinámicas cambiantes de la generación de energía renovable.

La incorporación de energías renovables en sistemas eléctricos distribuidos sigue avanzando de manera sostenida. No obstante, la incertidumbre en la generación de estas energías puede causar inestabilidad en la red eléctrica. Por ello, se ha comprobado que los sistemas de almacenamiento de energía representan una solución significativa para asegurar la continuidad del servicio eléctrico en los sistemas de generación distribuida. Los ESS son fundamentales para almacenar energía en momentos de generación excesiva y liberarla cuando sea requerido.

Los métodos propuestos para la reducción de fluctuaciones, presentados en la literatura, exhiben ventajas y desventajas dependiendo del dimensionamiento, y en algunos casos, su operación puede resultar innecesaria. Por consiguiente, durante la primera etapa se llevaron a cabo simulaciones y se replicaron los algoritmos de los métodos frecuentemente utilizados en la literatura, como la media móvil, la tasa de rampa y los filtros pasa bajos, utilizando datos reales de la microrred para garantizar la efectividad en cada caso. Se analizaron diversos criterios, como el procesamiento de información, la calidad de la potencia de salida, el número de ciclos requeridos para los ESS, la clasificación de diferentes eventos, el dimensionamiento, entre otros aspectos.

La optimización de los recursos renovables continúa siendo un desafío en la gestión de las microrredes. Por ello, se han desarrollado técnicas y métodos para optimizar el uso de los ESS en las microrredes. Gracias a las ventajas de los supercapacitores, como su rápida respuesta y alta densidad de potencia, se ha logrado mejorar significativamente la energía que la fotovoltaica entrega a la red de distribución, respetando el 10%/min de su potencia nominal sugerido por normativas internacionales. De igual manera, se ha optimizado su operación al combinarlos de manera híbrida con las baterías de ion litio, lo cual ha permitido ampliar su tasa de desempeño y reducir los ciclos en comparación con otros métodos.

Antes de la implementación experimental, se realizó un estudio exhaustivo de los elementos, la estructura y el comportamiento de los ESS de la microrred. Se recopiló información de las variables necesarias para la comunicación Modbus TCP/IP. Como resultado, se ha logrado una operación confiable, segura y continua del servicio a bajo costo mediante el uso óptimo de los ESS en la microrred. El modelo de gestión propuesto se ha validado a través de pruebas experimentales en el laboratorio de energía del Centro Científico Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) de la Universidad de Cuenca.

La implementación efectiva de algoritmos de monitoreo y control se puede lograr mediante la verificación a través de pruebas experimentales repetitivas. Este proceso no solo permite corregir y mejorar dichos algoritmos, sino que también contribuye significativamente al estudio en cuestión. Además, estas pruebas permiten optimizar los tiempos de respuesta del sistema, estableciendo criterios específicos para el envío y recepción de señales a los dispositivos. De esta manera, se garantiza un enfoque sistemático y eficiente para el monitoreo y control.

La implementación de algoritmos avanzados y técnicas de aprendizaje automático puede optimizar aún más la operación del sistema de almacenamiento, minimizando los ciclos de carga/descarga y detectando fallas en tiempo real. Por lo cual, se logró desarrollar un sistema de gestión de energía en una microrred basado en técnicas de predicción fotovoltaica y optimización de ciclos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento SC y LI.

Futura Línea de Investigación:

En esta tesis se han tratado algunos de los temas principales relacionados con la reducción del impacto de las fluctuaciones de las fuentes renovables. Sin embargo, no se ha analizado el impacto de los vehículos eléctricos. Por lo tanto, se propone continuar con una línea de investigación sobre la mitigación en la adopción gradual de vehículos eléctricos con el siguiente tema:

“Mitigación predictiva de la fluctuación de energía en sistemas fotovoltaicos conectados a la red con carga rápida de vehículos eléctricos”

REFERENCIAS

- [1] G. V. Brahmendra Kumar, R. K. Sarojini, K. Palanisamy, S. Padmanaban, and J. B. Holm-Nielsen, "Large Scale Renewable Energy Integration: Issues and Solutions," *Energies* 2019, Vol. 12, Page 1996, vol. 12, no. 10, p. 1996, May 2019, doi: 10.3390/EN12101996.
- [2] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and J. Lu, "Aggregated applications and benefits of energy storage systems with application-specific control methods: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, pp. 719–741, 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2016.11.050.
- [3] M. R. Aghamohammadi and H. Abdolahinia, "A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 325–333, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.005.
- [4] K. Thirugnanam, S. K. Kerk, C. Yuen, N. Liu, and M. Zhang, "Energy Management for Renewable Microgrid in Reducing Diesel Generators Usage with Multiple Types of Battery," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 8, pp. 6772–6786, Aug. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2795585.
- [5] J. Qiu, J. Zhao, H. Yang, D. Wang, and Z. Y. Dong, "Planning of solar photovoltaics, battery energy storage system and gas micro turbine for coupled micro energy grids," *Appl. Energy*, vol. 219, pp. 361–369, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.09.066.
- [6] T. Morstyn, B. Hredzak, R. P. Aguilera, and V. G. Agelidis, "Model Predictive Control for Distributed Microgrid Battery Energy Storage Systems," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 26, no. 3, pp. 1107–1114, May 2018, doi: 10.1109/TCST.2017.2699159.
- [7] H. Moradi, M. Esfahanian, A. Abtahi, and A. Zilouchian, "Optimization and energy management of a standalone hybrid microgrid in the presence of battery storage system," *Energy*, vol. 147, pp. 226–238, Mar. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.01.016.
- [8] Y. Xu and X. Shen, "Optimal Control Based Energy Management of Multiple Energy Storage Systems in a Microgrid," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 32925–32934, Jun. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2845408.
- [9] W. Jing, C. H. Lai, W. S. H. Wong, and M. L. D. Wong, "Dynamic power allocation of battery-supercapacitor hybrid energy storage for standalone PV microgrid applications," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 22, pp. 55–64, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.seta.2017.07.001.

- [10] J. M. González, J. A. Domínguez, J. M. Ruiz, and C. Alonso, “Ultracapacitors utilization to improve the efficiency of photovoltaic installations,” *Sol. Energy*, vol. 134, pp. 484–493, Sep. 2016, doi: 10.1016/J.SOLENER.2016.04.051.
- [11] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and M. Karimi, “Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1170–1184, Jun. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2016.01.059.
- [12] T. W. Chun, H. G. Kim, and E. C. Nho, “Charging and discharging strategies of grid-connected super-capacitor energy storage systems,” in *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, Apr. 2018, vol. 2018-Febru, pp. 1743–1747, doi: 10.1109/ICIT.2018.8352446.
- [13] M. Z. Daud, A. Mohamed, and M. A. Hannan, “An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 73, pp. 256–270, 2013, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2013.04.013.
- [14] S. Wen, S. Wang, G. Liu, and R. Liu, “Energy Management and Coordinated Control Strategy of PV/HESS AC Microgrid During Islanded Operation,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4432–4441, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2887114.
- [15] S. Sukumar, M. Marsadek, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, “Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—A review,” *J. Energy Storage*, vol. 20, pp. 218–229, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.EST.2018.09.013.
- [16] “Review of PREPA technical requirements for interconnecting wind and solar generation | Search Results | IUCAT South Bend.” .
- [17] I. Atlas and G. Z. Ramon, “Periodic energy conversion in an electric-double-layer capacitor,” *J. Colloid Interface Sci.*, vol. 530, pp. 675–685, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.jcis.2018.06.034.
- [18] P. Mohammadi, A. Eskandari, J. Milimonfared, and J. S. Moghani, “LVRT capability enhancement of single-phase grid connected PV array with coupled supercapacitor,” in *9th Annual International Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference, PEDSTC 2018*, Apr. 2018, vol. 2018-Janua, pp. 193–198, doi: 10.1109/PEDSTC.2018.8343795.
- [19] M. D. Keshavarzi and M. H. Ali, “Dynamic Performance Enhancement of Power Grids by Operating Solar Photovoltaic (PV) System as Supercapacitor Energy Storage,” *Energies 2021, Vol. 14, Page 4277*, vol. 14, no. 14, p. 4277, Jul. 2021, doi: 10.3390/EN14144277.

- [20] K. Piyumal, A. Ranaweera, S. Kalingamudali, and N. Kularatna, “Supercapacitor Assisted Hybrid PV System for Efficient Solar Energy Harnessing,” *Electron. 2021, Vol. 10, Page 2422*, vol. 10, no. 19, p. 2422, Oct. 2021, doi: 10.3390/ELECTRONICS10192422.
- [21] J. Libich, J. Máca, J. Vondrák, O. Čech, and M. Sedlaříková, “Supercapacitors: Properties and applications,” *J. Energy Storage*, vol. 17, pp. 224–227, Jun. 2018, doi: 10.1016/J.EST.2018.03.012.
- [22] M. R. Kumar, S. Ghosh, and S. Das, “Charge-discharge energy efficiency analysis of ultracapacitor with fractional-order dynamics using hybrid optimization and its experimental validation,” *AEU - Int. J. Electron. Commun.*, vol. 78, pp. 274–280, Aug. 2017, doi: 10.1016/J.AEUE.2017.05.011.
- [23] C. Voyant *et al.*, “Machine learning methods for solar radiation forecasting: A review,” *Renewable Energy*, vol. 105. Elsevier Ltd, pp. 569–582, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.12.095.
- [24] S. Theocharides, G. Makrides, G. E. Georghiou, and A. Kyprianou, “Machine learning algorithms for photovoltaic system power output prediction,” *2018 IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCON 2018*, pp. 1–6, Jun. 2018, doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398737.
- [25] P. Arévalo, D. Benavides, J. Lata-García, and F. Jurado, “Techno-economic evaluation of renewable energy systems combining <sc>PV-WT-HKT</sc> sources: Effects of energy management under Ecuadorian conditions,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 10, Oct. 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12567.
- [26] “International Journal of Computer Science and Engineering.” .
- [27] T. Huuhtanen and A. Jung, “PREDICTIVE MAINTENANCE of PHOTOVOLTAIC PANELS VIA DEEP LEARNING,” *2018 IEEE Data Sci. Work. DSW 2018 - Proc.*, pp. 66–70, Aug. 2018, doi: 10.1109/DSW.2018.8439898.
- [28] H. T. C. Pedro, C. F. M. Coimbra, M. David, and P. Lauret, “Assessment of machine learning techniques for deterministic and probabilistic intra-hour solar forecasts,” *Renew. Energy*, vol. 123, pp. 191–203, Aug. 2018, doi: 10.1016/J.RENENE.2018.02.006.
- [29] D. J. Benavides, P. Arévalo-Cordero, L. González, L. Hernández-Callejo, F. Jurado, and J. Aguado, “Method of monitoring and detection of failures in PV system based on machine learning techniques,” *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, Jul. 2019, doi: 10.17533/udea.redin.20200694.
- [30] P. A. Cordero, D. J. Benavides, and F. Jurado, “Energy control and sizing optimization of an off

grid hybrid system (wind-hydrokinetic-diesel),” *4th IEEE Colomb. Conf. Autom. Control Autom. Control as Key Support Ind. Product. CCAC 2019 - Proc.*, Oct. 2019, doi: 10.1109/CCAC.2019.8921056.

- [31] J. L. Espinoza, L. G. Gonzalez, and R. Sempertegui, “Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador,” *2017 IEEE Int. Autumn Meet. Power, Electron. Comput. ROPEC 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–7, Jan. 2018, doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261615.
- [32] D. Benavides, P. Arévalo, L. G. Gonzalez, and J. A. Aguado, “Analysis of Different Energy Storage Technologies for Microgrids Energy Management,” *E3S Web Conf.*, vol. 173, p. 03004, 2020, doi: 10.1051/E3SCONF/202017303004.
- [33] C. Jamroen, E. Usaratniwart, and S. Sirisukprasert, “PV power smoothing strategy based on HELES using energy storage system application: a simulation analysis in microgrids,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 13, no. 13, pp. 2298–2308, Oct. 2019, doi: 10.1049/IET-RPG.2018.6165.
- [34] S. Sukumar, M. Marsadek, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, “Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—A review,” *J. Energy Storage*, vol. 20, pp. 218–229, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.EST.2018.09.013.
- [35] J. Martins *et al.*, “Comparative Study of Ramp-Rate Control Algorithms for PV with Energy Storage Systems,” *Energies*, vol. 12, no. 7, p. 1342, Apr. 2019, doi: 10.3390/en12071342.
- [36] R. Perez, T. Hoff, J. Dise, D. Chalmers, and S. Kivalov, “The Cost of Mitigating Short-term PV Output Variability,” *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 755–762, Jan. 2014, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2014.10.283.
- [37] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, and K. Nakamura, “Ramp-rate control of photovoltaic generator with electric double-layer capacitor,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 465–473, Jun. 2009, doi: 10.1109/TEC.2008.2001580.
- [38] T. Monai, I. Takano, H. Nishikawa, and Y. Sawada, “A Collaborative Operation Method Between New Energy-Type Dispersed Power Supply and EDLC,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 3, pp. 590–598, Sep. 2004, doi: 10.1109/TEC.2004.827714.
- [39] H.-S. Kim, N. Okada, and K. Takigawa, “Advanced grid connected PV system with functions to suppress disturbance by PV output variation and customer load change,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 67, no. 1–4, pp. 559–569, Mar. 2001, doi: 10.1016/S0927-0248(00)00328-7.
- [40] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, “Control strategies to use the minimum

energy storage requirement for PV power ramp-rate control,” *Sol. Energy*, vol. 111, pp. 332–343, Jan. 2015, doi: 10.1016/J.SOLENER.2014.10.038.

- [41] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, “Storage requirements for PV power ramp-rate control in a PV fleet,” *Sol. Energy*, vol. 118, pp. 426–440, Aug. 2015, doi: 10.1016/J.SOLENER.2015.05.046.
- [42] J. Marcos *et al.*, “Control Strategies to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems,” *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6593–6619, Oct. 2014, doi: 10.3390/en7106593.
- [43] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 2, pp. 507–518, 2014, doi: 10.1109/TEC.2014.2304951.

COPIA DE LOS ARTÍCULOS QUE AVALAN LA TESIS.

- Artículo 1.

Analysis of different Storage Systems in the Energy Management of Microgrids.

Dario Benavides, Paúl Arévalo, Luis G. Gonzalez and José A. Aguado.

2020 5th International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER 2020)

DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017303004>

Abstract

The importance of energy storage systems is increasing in microgrids energy management. In this study, an analysis is carried out for different types of energy storage technologies commonly used in the energy storage systems of a microgrid, such as: lead acid batteries, lithium ion batteries, redox vanadium flux batteries and supercapacitors. In this work, it is analyzed the process of charging and discharging (slow and fast) in these systems, the calculation of energy efficiency, performance and energy supplied under different load levels, in its normal operating conditions and installed power capacity is developed. The results allow us to choose the optimal conditions of charge and discharge at different levels of reference power, analyzing the strengths and weaknesses of the characteristics of each storage system within a microgrid.

- Artículo 2.

Method of monitoring and detection of failures in PV system based on machine learning techniques.

Dario Benavides & Paúl Arévalo & Luis Gonzalez & Luis Hernández-Callejo & Francisco Jurado & José Aguado.

Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, (2020).

DOI: <https://doi.org/10.17533/udea.redin.20200694>

Abstract

Machine learning methods have been used to solve complicated practical problems in different areas and are becoming increasingly popular today. The purpose of this article is to evaluate the prediction of the energy production of three different photovoltaic systems and the supervision of measurement sensors, through Machine learning and data mining in response to the behavior of the climatic variables of the place under study. On the other hand, it also includes the implementation of the resulting models in the SCADA system through indicators,

which will allow the operator to actively manage the electricity grid. It also offers a strategy in simulation and prediction in real-time of photovoltaic systems and measurement sensors in the concept of smart grids.

- **Artículo 3.**

An Experimental Study of Power Smoothing Methods to Reduce Renewable Sources Fluctuations Using Supercapacitors and Lithium-Ion Batteries.

Dario Benavides, Paúl Arévalo, Marcos Tostado-Véliz, David Vera, José A Aguado and Francisco Jurado.

MDPI Batteries, (2022).

DOI: <https://www.mdpi.com/2313-0105/8/11/228>

Abstract

The random nature of renewable sources causes power fluctuations affecting the stability in the utility grid. This problem has motivated the development of new power smoothing techniques using supercapacitors and batteries. However, experimental studies based on multiple renewable sources (photovoltaic, wind, hydrokinetic) that demonstrate the validity of power smoothing techniques under real conditions still require further study. For this reason, this article presents a feasibility study of a renewable grid-connected system, addressing various aspects based on power quality and energy management. The first of them is related to the fluctuations produced by the stochastic characteristics of renewable sources and demand. Two power smoothing algorithms are presented (ramp rate and moving average) combining photovoltaic, wind, and hydrokinetic sources with a hybrid storage system composed of supercapacitors and lithium-ion batteries. Then, the self-consumption for an industrial load is analyzed by studying the energy flows between the hybrid renewable energy sources and the grid. The main novelty of this paper is the operability of the supercapacitor. The experimental results show that when applying the power smoothing ramp rate method, the supercapacitor operates fewer cycles with respect to the moving average method. This result is maintained by varying the capacity of the renewable sources. Moreover, by increasing the capacity of photovoltaic and wind renewable sources, the hybrid storage system requires a greater capacity only of supercapacitors, while by increasing the capacity of hydrokinetic turbines, the battery requirement increases considerably. Finally, the cost of energy and self-consumption reach maximum values by increasing the capacity of the hydrokinetic turbines and batteries.

- **Artículo 4.**

Experimental Validation of a Novel Power Smoothing Method for on-grid Photovoltaic Systems Using Supercapacitors.

Dario Benavides, Paúl Arévalo, José Aguado and Francisco Jurado.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, (2023).

DOI: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061523001072?via%3Dihub>

Abstract

Renewable energy sources have been widely developed in grid-connected systems. However, a challenge to overcome is the random characteristic of renewable resources such as solar irradiance, photovoltaic power fluctuations caused by cloud movement could cause instability of the utility grid. To solve this drawback, several authors have proposed various power smoothing methods for photovoltaic systems using supercapacitors. Nevertheless, sizing optimization and operability of the supercapacitor has not been properly studied. Forecasting power fluctuations is an important strategy to avoid the unnecessary operation of the supercapacitor in certain cases. In this paper, a novel power smoothing method (predictor – corrector) using supercapacitors for a grid-connected photovoltaic system is proposed, the method consists of two stages, prediction and correction. The main novelty of the new method is the use a simple k-means algorithm application model in the cycle estimation stage for supercapacitors, with the aim of selecting representative data of power fluctuations and supercapacitor charge/discharge cycles. Then, for the correction stage, the novel proposed method uses ramp rate algorithms to generate the reference signal to control the state of charge of the supercapacitor.

The validation of the new proposed method has been done through exhaustive laboratory experiments under different cloudiness events. The results show that the energy losses when applying the new method are lower with respect to the moving average and ramp rate methods. Furthermore, the number of technical violations is reduced, demonstrating the feasibility of the proposed method to ensure successful mitigation of PV power fluctuations.

- Artículo 5.

Smart monitoring method for photovoltaic systems and failure control based on power smoothing techniques.

Paúl Arévalo, Dario Benavides, Marcos Tostado-Véliz, José A Aguado and Francisco Jurado. *Renewable Energy*, (2023).

DOI: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014812300068X>

Abstract

In recent years, photovoltaic energy production has experienced significant progress, being integrated into the grid through large-scale distributed systems. The intermittent nature of solar irradiance coupled with the presence of photovoltaic failures causes fluctuations that could compromise the quality and stability of electrical grid. This paper presents a novel photovoltaic power smoothing method in a combination with moving averages and ramp rate to reduce fluctuations with hybrid storage systems (supercapacitors/batteries), the main novelty involves optimizing the number of charging/discharging cycles under PV failures. To achieve this goal, a photovoltaic failure detection method is proposed that uses machine learning to process big data by monitoring the behavior of photovoltaic. The experiments have been done under controlled conditions in the microgrid laboratory of the University of Cuenca. The results show the reduction of the supercapacitor operation with respect to other power smoothing methods. Moreover, the monitoring system is capable of detecting a failure in photovoltaic systems with a root mean squared error of 0.66 and the computational effort is reduced using the new smoothing technique. In this sense, the initial execution time is 4 times lower compared to the moving average method.

