

DOI <https://doi.org/10.32782/2078-0877-2025-25-3-4>

УДК 621.311.1.004.18

Р. В. Оксенич¹, аспірант

ORCID: 0000-0002-6510-5108

Д. О. Оберемок¹, аспірант

ORCID: 0009-0009-1031-5421

О. Ю. Тоберт¹, аспірант

ORCID: 0009-0000-9134-0518

О. О. Мірошник¹, д-р техн. наук

ORCID: 0000-0002-6144-7573

С. В. Галько², канд. техн. наук

ORCID: 0000-0001-7991-0311

¹Державний біотехнологічний університет²Таврійський державний агротехнологічний університет імені Дмитра Моторного

e-mail: okrus785@proton.me

МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ MICROGRID У СЕРЕДОВИЩІ MATLAB/SIMULINK

Анотація. Використання сонячних фотоелектричних установок для електропостачання віддалених територій постійно зростає. Проте інтеграція таких джерел у мікромережі супроводжується проблемами, пов'язаними з їх нестабільністю та залежністю від погодних умов. Запропоновано модель мікромережі із вбудованою системою енергоменеджменту на основі методу прогнозного керування. Структура мікромережі включає фотоелектричну станцію та акумуляторну систему зберігання енергії, що дає змогу забезпечувати оптимальний розподіл генерації між джерелами та підвищувати надійність енергопостачання. Запропонований алгоритм прогнозного керування використовується для регулювання процесів заряджання та розряджання батареї з метою згладжування коливань сонячної генерації. Моделювання виконувалося на основі реальних статистичних профілів електроспоживання та даних про сонячну інсоляцію. У дослідженні враховувалися критичні сценарії роботи мікромережі: коливання навантаження, непостійність відновлюваної генерації та виникнення часткового затінення сонячних модулів.

Ключові слова: відновлювана енергетика, мікромережа, накопичення енергії, сонячна електростанція.

Постановка проблеми. Зростаючий попит на електроенергію у віддалених районах зумовив активне впровадження мікромереж, що інтегрують відновлювані джерела енергії та системи акумуляторного зберігання [1–3]. Такі мережі здатні функціонувати як у складі єдиної енергосистеми, так і в автономному режимі, забезпечуючи скорочення втрат у лініях, зменшення викидів парникових газів та підвищення надійності електропостачання [4; 5].

Однак варіативність генерації з відновлюваних джерел та наявність багатьох джерел у складі мікромережі породжують низку проблем: коливання напруги й частоти, необхідність балансування навантаження, оптимального планування та керування режимами роботи [6; 7]. Для їх подолання ключову роль відіграє система енергоменеджменту (EMS), здатна узгоджувати роботу генераторів і накопичувачів енергії, знижувати експлуатаційні витрати та забезпечувати стабільність у реальних умовах [8–10].

Серед сучасних методів особливу увагу привертає прогнозне керування (Model Predictive Control, MPC), яке завдяки врахуванню обмежень і прогнозів навантаження дає змогу досягти більш високої ефективності та надійності функціонування мікромереж [11–13].

У роботі розроблено та досліджено модель EMS на основі MPC, призначену для керування мікромережею з фотоелектричною генерацією та акумуляторною системою зберігання енергії [14; 15]. Основна увага приділяється оптимізації взаємодії фотоелектричної станції та акумуляторної системи зберігання енергії, регулюванню процесів заряджання й розряджання батареї, а також підвищенню надійності та ефективності енергопостачання



в умовах змінних навантажень і нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами [16; 17; 26].

Аналіз останніх досліджень. У раніше опублікованих роботах запропоновано використання системи енергоменеджменту на основі MPC для кооперативної роботи кількох мікромереж. Автори застосували математичний апарат MIQCP (Mixed-Integer Quadratically Constrained Programming), що дає змогу враховувати дискретні стани обладнання та складні операційні обмеження. Проведені дослідження підтвердили ефективність запропонованого підходу: використання прогнозних даних дало змогу знизити експлуатаційні витрати на 19,23% порівняно зі сценарієм без прогнозів, а кооперативна взаємодія мікромереж дала змогу скоротити споживання зовнішніх ресурсів у середньому на 46,18% порівняно з незалежною роботою окремих MG.

Разом із тим метод має певні обмеження, зокрема значне обчислювальне навантаження, що ускладнює його застосування в режимі реального часу, а також висока залежність від точності прогнозування відновлюваної генерації та навантаження. Незважаючи на це, підхід демонструє перспективність використання MPC для підвищення стабільності та економічної ефективності мікромереж, що є *актуальним* напрямом для подальших досліджень [18; 19].

Також в інших роботах показано, що точність прогнозу відновлюваної генерації безпосередньо впливає на ефективність EMS. Найкращі результати забезпечує прогноз на одну годину наперед. Порівняння стратегій обмеження навантаження продемонструвало перевагу підходу з ранковим і післяобіднім керуванням, який краще збігається з піковою сонячною генерацією, зменшує закупівлю електроенергії з мережі та покращує роботу накопичувачів [20; 21].

Формулювання мети статті (постановка завдання). Метою статті є моделювання мікромережі із системою енергоменеджменту на основі алгоритму прогнозного керування у середовищі MATLAB/Simulink.

Основна частина. У даному дослідженні було змодельовано однофазну мікромережу, що складається з фотоелектричної системи [22] та акумуляторної системи зберігання енергії [23; 25]. Загальну архітектуру мікромережі наведено на рис. 1. Контролер батареї використовується для керування процесами заряджання та розряджання, забезпечуючи баланс енергії у системі. Акумуляторна установка поглинає надлишкову потужність від фотоелектричної генерації у години високої інсоляції та компенсує дефіцит у періоди недостатньої генерації.

Фотоелектрична станція підключається до розподільчої мережі через понижувальний силовий трансформатор, який знижує вхідну напругу з 10 кВ до побутового рівня 230 В [24]. Потужність від PV-масиву перетворюється на однофазний змінний струм, придатний для живлення споживачів мікромережі. Стратегія керування передбачає, що сумісна робота PV-модуля та системи зберігання енергії здатна покривати потреби навантаження, мінімізуючи залежність від основної енергосистеми.

Мікромережу було змодельовано та досліджено у середовищі MATLAB/Simulink із застосуванням бібліотеки SimPowerSystems (рис. 2). До складу моделі входять шість основних компонентів: фотоелектрична система (PV), акумуляторна система зберігання енергії, контролер батареї, навантаження, розподільча мережа та підключення до основної енергосистеми. Для дослідження використовувалася модель, що дає можливість відтворити добовий (24-годинний) режим роботи з мінімальними витратами часу на симуляцію. При цьому силові напівпровідникові перетворювачі не деталізувалися, що дало змогу зосередитися на енергетичних потоках та алгоритмах керування.

У досліджуваній мікромережі фотоелектрична станція має встановлену потужність 50 кВт, а акумуляторна система зберігання енергії використовується для балансування виробітку та споживання. Акумуляторний контролер реалізує стратегію розподілу навантаження: надлиш-

кова генерація від сонячної станції використовується для заряджання батареї, а в разі дефіциту відновлюваної енергії живлення навантаження здійснюється від основної мережі. Електрична частина мікромережі представлена однофазною мережею з номінальною частотою 50 Гц та напругою 230 В.



Рис. 1. Типова схема мікромережі

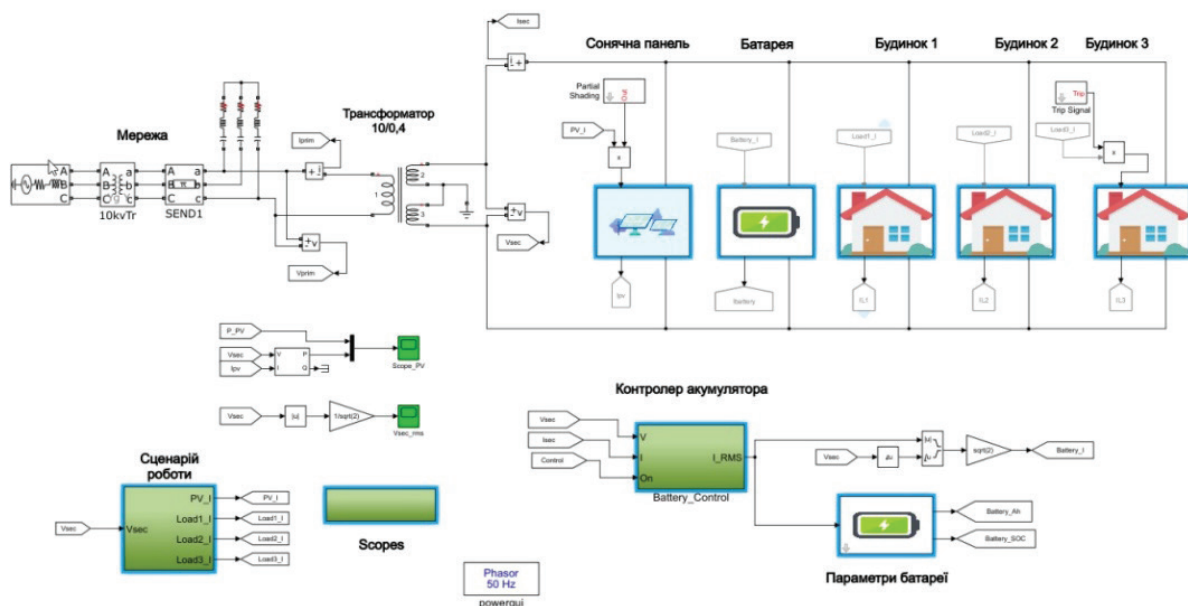


Рис. 2. Модель мікромережі в середовищі Matlab/Simulink

Розроблена мікромережа призначена для забезпечення електропостачання у віддалених районах, зокрема для потреб місцевого населення, де відсутній доступ до централізованої енергосистеми. У моделі передбачено можливість роботи як у зв'язаному з мережею, так і в автономному режимі.

У нашій моделі мікромережі навантаження представлені сукупністю побутових споживачів. Для відтворення характерного енергоспоживання використано три типові житлові будинки з притаманними їм навантаженнями. Це дає змогу оцінити роботу системи енергоменеджменту за різних режимів та умов споживання.

Для моделювання використовуються дані сонячної інсоляції та графік навантаження. На їх основі система енергоменеджменту керує розподілом потужності між фотоелектричною установкою, акумуляторною батареєю та мережею. Генерація від PV-масиву відсутня у нічний період (з 20:00 до 04:00), тоді як навантаження має виражені пікові значення о 9:00 навантаження 6400 Вт, 19:00 – 7600 Вт та 22:00 – 7600 Вт. Акумуляторна система працює у двох часових інтервалах: із 00:00 до 12:00 та з 18:00 до 24:00. У цей час контролер батареї регулює процеси заряджання й розряджання з метою утримання нульового потоку активної потужності з боку мережі. Таким чином, батарея компенсує дефіцит енергії у разі недостатньої генерації та накопичує надлишок у періоди низького споживання. Із 12:00 до 18:00 керування батареєю не здійснюється, тому її стан заряду (SOC) залишається сталим.

Для оцінки стійкості роботи системи було змодельовано тестове відхилення короткочасне вимкнення одного з навантажень на 10 секунд. Це спричинило стрибок напруги, проте система швидко відновила стабільність протягом 30 секунд. На рис. 3 наведено результати моделювання мікромережі: добовий профіль генерації фотоелектричної установки (Power PV), заряд/розряд акумулятора (Power battery), потужність навантаження (Power load), перетоки з мережі (Power secondary), зміна стану заряду акумулятора (SOC) та часову шкалу добового циклу (Hour).

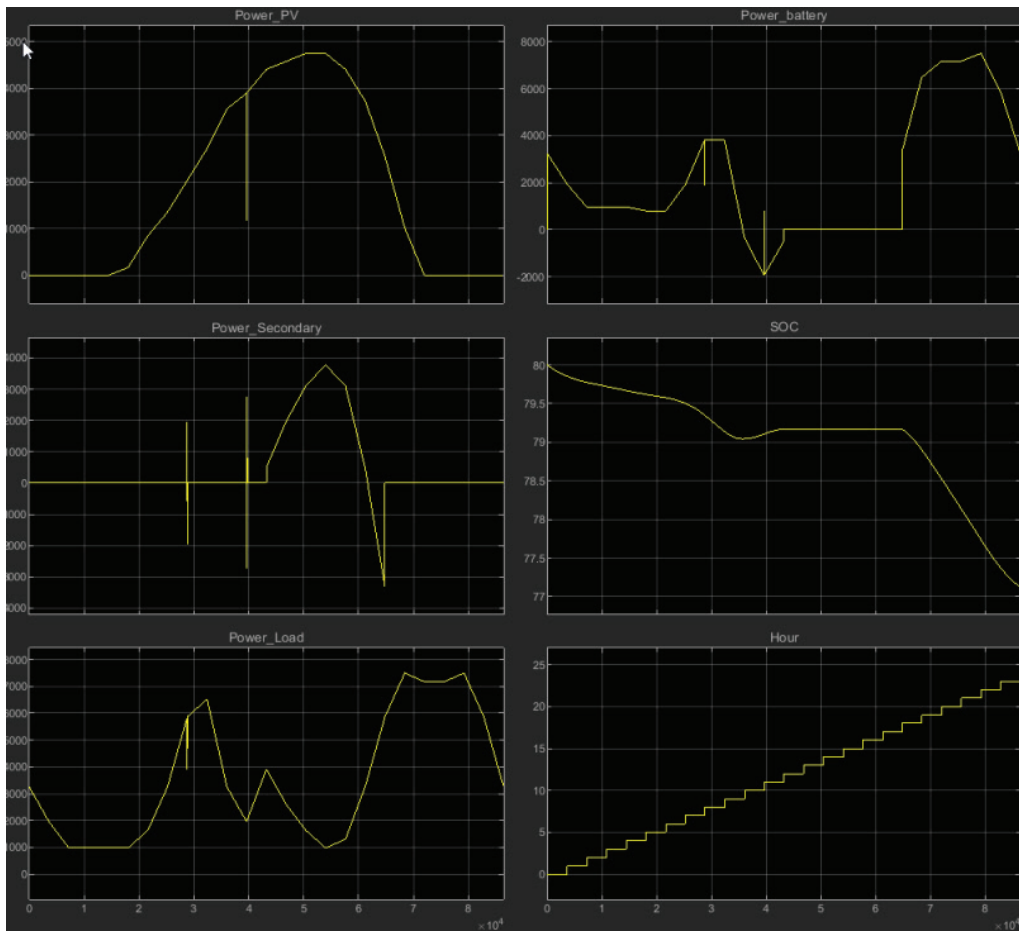


Рис. 3. Результати моделювання роботи мережі



Висновки. Розроблена модель мікромережі з фотоелектричною генерацією та акумуляторною системою зберігання енергії продемонструвала стійкість та надійність у різних режимах роботи. Система ефективно реагує на зміну навантаження та варіації відновлюваних джерел, забезпечуючи безперервне енергопостачання та узгодження генерації та споживання. Окрім того, було підтверджено швидке відновлення параметрів мікромережі у разі короткочасних відхилень, що свідчить про надійність запропонованої стратегії керування. Отримані результати доводять ефективність підходу та можуть бути використані для подальшого розвитку систем енергоменеджменту мікромереж.

Список використаних джерел

1. Khatun E., Hossain M., Ali M., Halim M. A Review on Microgrids for Remote Areas Electrification-Technical and Economical Perspective. *International Journal of Robotics and Control Systems*. 2023. 3(4). 627–642. DOI: <https://doi.org/10.31763/ijrcs.v3i4.985>.
2. Liu G., Li Z, Xue Y., Tomsovic K. Microgrid Assisted Design for Remote Areas. *Energies*. 2022. 15(10). 3725. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15103725>.
3. Jacob E., Farzaneh H. Decentralized model predictive control of hybrid renewable microgrids for maximizing the power extraction and enhancing system operation, using a novel enumeration based-weighting factor determination method. *Results Eng.* 2025. 26. 105477. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105477>.
4. Arefifar S.A., Mohamed Y.A.-R.I., El-Fouly T.H.M. Supply-adequacy-based optimal construction of microgrids in smart distribution systems. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. 3. 1491–1502. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2198246>.
5. Kumar K., Kwon S., Bae S. Deep reinforcement learning-based control strategy for integration of a hybrid energy storage system in microgrids. *J. Energy Storage*. 2025. 108. 114936. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114936>.
6. Halko S., Halko K., Suprun O., Qawaqzeh M., Miroshnyk O. Mathematical Modelling of Cogeneration Photoelectric Module Parameters for Hybrid Solar Charging Power Stations of Electric Vehicles. *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine. 2022. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916397>.
7. Галько С.В. Експериментальне дослідження і визначення параметрів когенераційного фотоелектричного модуля для гібридних сонячних електростанцій. *Традиційні та інноваційні підходи до наукових досліджень* : матеріали Міжнар. наук. конф., 10 квітня 2020 р. Луцьк : МЦНД. 2020. Т. 1. 83–90. DOI: <https://doi.org/10.36074/10.04.2020.v1.10>.
8. Stanchev P., Vacheva G., Hinov N. Evaluation of Voltage Stability in Microgrid-Tied Photovoltaic Systems. *Energies*. 2023. 16(13). 4895. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16134895>.
9. Naderi Y., Hosseini S.H., Savaghebi M., Dahidah M., Guerrero, J.M. Multi-objective model predictive control for microgrid applications. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2023. 154. 109441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109441>.
10. Savchenko O., Miroshnyk O., Moroz O., Trunova I., Sereda A., Dudnikov S., Kozlovskiy O., Buinyi R., Halko S. Improving the Efficiency of Solar Power Plants Based on Forecasting the Intensity of Solar Radiation Using Artificial Neural Networks. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine. 2021. 137–140. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570009>.
11. Basantes J.A., Paredes D.E., Llanos J.R., Ortiz D.E., Burgos C.D. Energy Management System (EMS) Based on Model Predictive Control (MPC) for an Isolated DC Microgrid. *Energies*. 2023. 16(6). 2912. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062912>.
12. Amar A., Yusupov Z. Real-Time Capable MPC-Based Energy Management of Hybrid Microgrid. *Processes*. 2025. 13(9). 2883. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr13092883>.
13. Lim S, Lee J, Lee S. Model Predictive Control-Based Energy Management System for Cooperative Optimization of Grid-Connected Microgrids. *Energies*. 2025. 18(7). 1696. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18071696>.
14. Miroshnyk O., Moroz O., Shchur T., Chepizhnyi A., Qawaqzeh M., Kocira S. Investigation of Smart Grid Operation Modes with Electrical Energy Storage System *Energies*. 2023. 16(6). 2638. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062638>.

15. Zhang Y., Gatsis N., Giannakis G.B. Robust energy management for microgrids with high-penetration renewables. *IEEE Trans. Sustain. Energy*. 2013. 4. 944–953. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2255135>.
16. Pazyi V., Miroshnyk O., Shehur T., Halko S., Nikolov M., Idzikowski A. Development of Simulation Model of Single-Phase Circuit Lock in the DigSILENT POWERFACTORY Program. *System Safety: Human – Technical Facility – Environment*. 2023. 5(1). 350–358. DOI: <https://doi.org/10.2478/czoto-2023-0038>.
17. Dall’Anese E., Zhu H., Giannakis G.B. Distributed optimal power flow for smart microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2013. 4. 1464–1475. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2248175>.
18. Halivor J.X. Model predictive control-based robust-control strategy of distribution control for a grid-connected AC microgrid. *Front. Smart Grids*. 2023. 2. 1188074. DOI: <https://doi.org/10.3389/frsgr.2023.1188074>.
19. Abdelghany M.B. et al. Integrating scenario-based stochastic-model predictive control strategy for economical/environmental microgrid operations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. 48. 91. 35624–35638. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.249>.
20. Lim S., Lee J., Lee S. Model Predictive Control-Based Energy Management System for Cooperative Optimization of Grid-Connected Microgrids. *Energies*. 2025. 18(7). 1696. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18071696>.
21. Barrios L.A., Valerino J.B., del Nozal A.R., Escano J.M., Martinez-Ramos J.L., Gonzalez-Longatt F. Stochastic unit commitment in microgrids based on model predictive control. In *Proceedings of the 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. Seville, Spain, 10–12 September 2018. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/SEST.2018.8495736>.
22. Галько С.В. Використання когенераційних фотоелектричних модулів для зарядки акумуляторів електромобілів. *Праці ТДАТУ. Технічні науки*. 2019. Вип. 19. Т. 3. 130–141. DOI: <https://doi.org/10.31388/2078-0877-19-3-130-141>.
23. Koushki M.M., Ayoubi E., Miveh M.R., Ghadimi A.A. A model predictive control for a four-leg inverter in a stand-alone microgrid under unbalanced condition. In *Proceedings of the 2021 12th Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference (PEDSTC)*. Tabriz, Iran, 2–4 February 2021. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/PEDSTC52094.2021.9405873>.
24. Al-Issa H.A., Qawaqzeh M., Kurashkin S., Halko S., Kvitka S., Vovk O., Miroshnyk O. Monitoring of power transformers using thermal model and permission time of overload. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2022. 12(3). 2323–2334. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v12i3.pp2323-2334>.
25. Mahto T., Mukherjee V. Energy storage systems for mitigating the variability of isolated hybrid power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. 51. 1564–1577. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.012>.
26. Dali M., Belhadj J., Roboam X. Hybrid solar-wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: control and energy management – experimental investigation. *Energy*. 2010. 35. 2587–2595. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.005>.

Стаття надійшла до редакції 18.09.2025

Стаття прийнята 06.10.2025

Статтю опубліковано 25.11.2025



R. Oksenyuk¹, D. Oberemok¹, O. Tobert¹, O. Miroshnyk¹, S. Halko²

¹State Biotechnological University

²Dmytro Motorny Tavria State Agrotechnological University

MODELING AND SIMULATION OF A MICROGRID CONTROL SYSTEM IN MATLAB/SIMULINK

Summary

The use of renewable energy sources for electricity supply in remote areas has been steadily increasing. However, the integration of such sources-particularly photovoltaic (PV) installations-into microgrids is accompanied by challenges related to their intermittency and dependence on weather conditions. This study proposes a microgrid model equipped with an embedded Energy Management System (EMS) based on the Model Predictive Control



(MPC) approach. Among modern control strategies, MPC has attracted significant attention due to its ability to incorporate system constraints and load forecasts, thereby enhancing both the efficiency and reliability of microgrid operation. In this work, an EMS model based on MPC has been developed and investigated for managing a microgrid comprising photovoltaic generation and a battery energy storage system (BESS). The inherent variability of renewable energy generation, combined with the coexistence of multiple energy sources within the microgrid, introduces several operational challenges: voltage and frequency fluctuations, the need for load balancing, as well as optimal scheduling and mode control. To address these issues, the EMS plays a pivotal role in coordinating the operation of generators and storage units, reducing operational costs, and ensuring stability under real-world conditions. The proposed microgrid structure integrates a photovoltaic power plant and a BESS, which enables the optimal allocation of generation among available sources while improving supply reliability. The MPC-based control algorithm also governs the charging and discharging processes of the battery, effectively mitigating fluctuations in solar generation. System modeling was carried out using real statistical load profiles and solar irradiance data. Critical operational scenarios were considered during the study, including load variations, renewable generation intermittency, and partial shading of PV modules.

Keywords: renewable energy, microgrid, energy storage, solar power plant.