

ІНСТИТУТ ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ  
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**БУРАТИНСЬКИЙ ІГОР МИХАЙЛОВИЧ**

УДК 621.311 + 338.512

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**МОДЕЛЮВАННЯ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ  
ТА АКУМУЛЯЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ  
ПІДВИЩЕННЯ СТАБІЛЬНОСТІ ТА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ  
ЇХ ФУНКЦІОНУВАННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ**

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ І.М. Буратинський

Науковий керівник Нечаєва Тетяна Петрівна, кандидат технічних наук,  
старший дослідник

Київ – 2023

## АНОТАЦІЯ

*Буратинський І.М.* Моделювання спільної роботи сонячної електростанції та акумуляційної системи зберігання енергії в умовах підвищення стабільності та економічної ефективності їх функціонування в енергосистемі. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», галузь знань 14 «Електрична інженерія». – Інститут загальної енергетики Національної академії наук України, Київ, 2023.

У *першому розділі* роботи описано особливості структурної будови сонячних фотоелектричних електростанцій та загальні тренди зростання їх встановленої потужності в енергосистемах. Наведено наявні механізми державної підтримки розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні та проблеми з оплатою коштів для виробників, які здійснюють виробництво електричної енергії за «зеленим» тарифом, що виникли із впровадженням нової моделі конкурентного ринку електричної енергії в Україні.

Проведено аналіз проблем функціонування енергосистем із значною часткою встановлених потужностей сонячних фотоелектричних електростанцій. Описано можливі шляхи забезпечення балансу електроенергії в енергосистемах за наявності збільшення частки потужності сонячних фотоелектричних електростанцій, які застосовуються у світі, у тому числі, шляхом впровадження систем акумулювання електроенергії.

Зроблено огляд досліджень у частині визначення обсягів маневрених резервів регулювання частоти та активної потужності, які є необхідними для забезпечення балансової надійності функціонування Об'єднаної енергосистеми України, у тому числі в умовах негарантованої потужності сонячних фотоелектричних електростанцій, що виникає при добовій зміні інтенсивності сонячного випромінювання.

Описано технологічні особливості структурної будови сонячних фотоелектричних електростанцій у частині співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторного обладнання. Наведено аналіз наявних досліджень щодо визначення співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів, що проводяться з метою підвищення економічної ефективності функціонування сонячних фотоелектричних електростанцій в енергосистемі та мінімізації собівартості виробництва електричної енергії.

Наведено переваги та недоліки, особливості будови й технічні параметри систем акумулювання електроенергії електрохімічного типу на основі літій-іонних акумуляторних батарей. Описано особливості розташування систем акумулювання електроенергії в енергосистемах та графічно представлено типові схеми їх приєднання у структуру сонячних фотоелектричних електростанцій.

Зроблено огляд моделей спільної роботи систем акумулювання електроенергії та сонячних фотоелектричних електростанцій. Наведено приклади вже реалізованих проєктів гібридних сонячних електростанцій, до складу яких входить система акумулювання електроенергії, що використовується для регулювання частоти та активної потужності, забезпечення необхідних обсягів маневрених резервів для підвищення гнучкості енергосистеми або енергетичного арбітражу з купівлею та продажем електричної енергії на конкурентному ринку. Зроблено аналіз національного законодавства в частині впровадження та функціонування установок зберігання енергії в Об'єднаній енергосистемі України.

У *другому розділі* наведено вперше розроблений метод визначення оптимальних параметрів обладнання сонячних електростанцій у частині співвідношення встановленої потужності інверторів та фотоелектричних модулів, який складається із систематизованої сукупності кроків використання нелінійної математичної моделі оптимізації параметрів обладнання СЕС відповідно до добових графіків інтенсивності сонячного випромінювання протягом року та статистичного аналізу отриманих результатів моделювання.

Використання розробленого методу дозволяє визначити оптимальні параметри обладнання сонячної електростанції, функціонування якої протягом року забезпечуватиме найнижчу собівартість виробництва електричної енергії в умовах добових та сезонних змін інтенсивності сонячного випромінювання.

Наведено сформовані техніко-економічні показники функціонування сонячних фотоелектричних електростанцій, що використовуються для визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії, та результати проведеного дослідження впливу зміни співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів/інверторів на обсяги та середньозважену собівартість виробництва електроенергії.

Описано вперше розроблену нелінійну модель оптимізації параметрів обладнання сонячної фотоелектричної електростанції щодо співвідношення встановленої потужності інверторів та фотоелектричних модулів за критерієм мінімізації добової середньозваженої собівартості виробництва електроенергії, в умовах зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

Представлено результати визначення оптимальних параметрів обладнання сонячних фотоелектричних електростанцій, які функціонують в Об'єднаній енергосистемі України, із використанням розробленого методу, що забезпечує найменшу собівартість виробництва електроенергії протягом року, виходячи із фактичних даних їх погодинної потужності.

Наведено результати дослідження територіального розподілу оптимального співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів сонячних електростанцій по географічних областях України з урахуванням ефективності їх роботи. Наведено результати розрахунків щодо зниження середньозваженої собівартості виробництва електроенергії для сонячних фотоелектричних електростанцій при їх будівництві з оптимізованим співвідношенням встановленої потужності фотоелектричних модулів/інверторів.

У *третьому розділі* наведено розроблений метод визначення технічних параметрів і режимів роботи системи акумулювання електроенергії, яка входить у структуру гібридної сонячної електростанції, що складається із

систематизованої сукупності кроків використання розрахункової математичної моделі, для збереження надлишкової електричної енергії фотоелектричних модулів та забезпечення підтримки потужності відпуску електричної енергії гібридної сонячної електростанції на заявленому рівні.

Наведено удосконалену нелінійну модель оптимізації параметрів обладнання сонячної фотоелектричної електростанції, до складу якої входить система акумулювання електроенергії для збереження надлишкової електричної енергії. Використання удосконаленої моделі дозволяє знаходити оптимальне за критерієм мінімізації добової собівартості відпуску електроенергії співвідношення встановленої потужності інверторів та фотоелектричних модулів сонячної електростанції в умовах збереження надлишкової електричної енергії та зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

Наведено вперше розроблену розрахункову математичну модель визначення технічних параметрів системи акумулювання електроенергії, яка входить у структуру сонячної фотоелектричної електростанції для стабілізації її потужності в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, протягом одного повного циклу заряджання/розряджання акумуляторних батарей, а також підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистемі на заявленому рівні, у тому числі відповідно до потреб графіка електричного навантаження. У розробленій розрахунковій моделі підтримка потужності відпуску електричної енергії з сонячної електростанції в енергосистему на заявленому рівні досягається заряджанням акумуляторних батарей при перевищенні заявленої потужності відпуску в енергосистему та їх розряджанням, коли потужність генерації є меншою за заявлену.

Наведено результати моделювання щодо визначення номінальної ємності та номінальної потужності системи акумулювання електроенергії, яка входить у структуру гібридної сонячної електростанції, що необхідна для підтримки потужності гібридної сонячної електростанції в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, протягом одного повного циклу

заряджання/розряджання акумуляторних батарей і підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні.

Підтримка потужності відпуску електричної енергії на заявленому рівні відповідно до потреб графіка електричного навантаження в енергосистемі завдяки впровадженню системи акумуляування електроенергії в структуру гібридної сонячної електростанції забезпечує зменшення обсягів маневрених резервів, які застосовуються для компенсації збільшення/зменшення потужності генерації сонячних фотоелектричних електростанцій, що виникає за умови добової зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

У *четвертому розділі* наведено розвинутий метод проведення техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів, у якому враховано режими спільної роботи сонячної електростанції та системи акумуляування електроенергії за умов перенесення надлишкової електричної енергії й підвищення економічної ефективності використання вільної ємності акумуляторних батарей за рахунок енергетичного арбітражу на конкурентному ринку електроенергії.

Наведено результати оцінки рентабельності впровадження проєктів сонячних фотоелектричних електростанцій із стандартною та оптимізованою структурою з використанням розробленого методу визначення оптимальних параметрів її обладнання в частині співвідношення встановленої потужності інверторів та фотоелектричних модулів.

Представлено результати дослідження функціонування системи акумуляування електроенергії, яка використовується для режиму енергетичного арбітражу, тобто при купівлі електричної енергії в період найнижчих цін на ринку «на добу наперед» в Об'єднаній енергосистемі України, та її продажу в період найвищих цін.

Описано сформовані режими спільної роботи сонячної електростанції та системи акумуляування електроенергії, які забезпечують підвищення економічної ефективності використання доступної ємності акумуляторних батарей, використовуючи перенесення електричної енергії фотоелектричних

модулів і закупівлі додаткової електричної енергії на конкурентному ринку електричної енергії. Наведено результати оцінки рентабельності впровадження інвестиційних проєктів гібридних сонячних електростанцій відповідно до сформованих режимів спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії.

Наукова новизна проведеного дослідження полягає в розробці принципово нових методів і моделей, використання яких дозволяє визначати оптимальну структуру гібридної сонячної електростанції, до складу якої входить система акумулювання електроенергії, що забезпечує підтримку потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні, для зменшення обсягів маневрених резервів, які застосовуються для компенсації збільшення/зменшення потужності генерації сонячних фотоелектричних електростанцій, що виникає через добову зміну інтенсивності сонячного випромінювання, та підвищення конкурентоздатності її функціонування в умовах ринку електричної енергії.

Практичне значення отриманих результатів дослідження полягає в тому, що застосування розроблених методів та моделей дозволяє визначити оптимальну структуру гібридної сонячної електростанції, до складу якої входить система акумулювання електроенергії, функціонування якої забезпечує її економічну ефективність на ринку електричної енергії завдяки зниженню собівартості виробництва електроенергії, використанню доступної ємності акумуляторних батарей та підтримку рівня потужності на заявленому рівні.

*Ключові слова:* математична модель, відновлювані джерела енергії, сонячна фотоелектрична електростанція, система акумулювання електроенергії, середньозважена собівартість виробництва електроенергії, оптимізація, ефективність, графік електричного навантаження, енергосистема, ринок електричної енергії.

#### **Список публікацій здобувача**

##### ***В яких опубліковані основні наукові результати дисертації:***

1. Буратинський І. М. Аналіз застосування систем акумулювання електроенергії в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел

енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 4(59). С. 63-67. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063> (*фахове видання*).

2. **Буратинський І. М.**, Нечаєва Т. П., Шульженко С. В. Оптимізація структури обладнання фотоелектричної сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 2(61). С. 17-22. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.017> (*фахове видання*) (Здобувачем визначено вплив зміни співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів сонячної електростанції на середньозважену собівартість виробництва електроенергії).

3. **Буратинський І. М.**, Нечаєва Т. П. Моделювання сукупної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумулювання електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 3(62). С. 30-36. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030> (*фахове видання*) (Здобувачем розроблено математичну модель визначення оптимального режиму спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії, виходячи із графіка електричного навантаження в енергосистемі).

4. Bilenko M., **Buratynskiy I.**, Leshchenko I., Nechaieva T., Shulzhenko S. (2021) Nonlinear Mathematical Model of Optimal Solar Photovoltaic Station Design. In: Zaporozhets A., Artemchuk V. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*, vol 346, Springer, Cham, Pp. 53-62. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_3) (*Scopus, Q4*) (Здобувачем розроблено нелінійну математичну модель оптимізації параметрів обладнання сонячної фотоелектричної електростанції за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії з урахування зміни інтенсивності сонячного випромінювання).

5. **Буратинський І. М.** Моделювання використання системи акумулювання для перенесення надлишкової електричної енергії сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. № 1(64). С. 38-44. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.038> (*фахове видання*).

6. Шульженко С. В., Нечаєва Т. П., Буратинський І. М. Оптимальне завантаження генеруючих потужностей енергосистеми за умови експлуатації сонячних електростанцій із системами акумулювання. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. № 4(67). С. 4-12. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.004> (**фахове видання**) (Здобувачем розроблено та сформовано режими спільної роботи сонячних електростанцій та систем акумулювання електроенергії з перенесенням надлишкової електроенергії фотоелектричних модулів у добовому покритті графіка електричного навантаження, проведено модельні розрахунки оптимальної диспетчеризації потужностей енергосистеми протягом року).

7. **Buratynskyi I.**, Nechaieva T. The least-cost optimization of PV-station's DC/AC equipment using battery energy storage systems. *Latvian journal of physics and technical sciences*. 2022. No 1. Pp. 53-62. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2022-0006> (**Web of Science Core Collection та Scopus, Q3**) (Здобувачем розроблено нелінійну математичну модель оптимізації структури обладнання гібридної сонячної електростанції, до складу якої входить система акумулювання електроенергії, за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії).

8. **Буратинський І. М.** Техніко-економічна оцінка використання системи акумулювання для стабілізації роботи сонячної електростанції. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 70-79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.070> (**Scopus, Q3**).

**Які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:**

9. **Буратинський І. М.**, Нечаєва Т. П., Шульженко С. В. Оптимальна структура обладнання фотоелектричної станції за критерієм мінімальної собівартості електроенергії. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 14–15 травня 2020 р.)* – К.: Інтерсервіс, 2020. С. 265-268. (Здобувачем визначено оптимальну структуру обладнання сонячної фотоелектричної електростанції при різних співвідношеннях встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів).

10. **Буратинський І. М.** Шляхи забезпечення стабільності роботи фотоелектричної сонячної електростанції. Матеріали V-ї Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики». – Херсон: ПП «Резнік», 2020. С. 121-122.

11. **Буратинський І. М.** Оцінка оптимальної структури обладнання сонячних електростанцій по областях України. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*: матеріали XXII Міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 20–21 травня 2021 р.) – К.: Інтерсервіс, 2021. С. 449-452. DOI: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.20-21.05.2021>

12. **Buratynskyi I.,** Nechaieva T., Shulzhenko S., Ivanenko N. The Optimization of PV-plant's DC/AC Equipment Ratio Using the Non-linear Least-cost Model. 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2021. Pp. 358-362, DOI: <https://doi.org/10.1109/UKRCON53503.2021.9575720> (*Scopus*) (Здобувачем на основі статистичного аналізу визначено оптимальне співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів сонячних електростанцій, за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії протягом року).

13. **Буратинський І. М.,** Нечаєва Т. П. Оцінка рентабельності спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії в умовах ринку. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*: матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 19–20 травня 2022 р.) – К.: Інтерсервіс, 2022. С. 145-147. (Здобувачем розвинуто метод техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних сонячних електростанцій, до складу яких входить система акумулювання електроенергії з визначенням і формуванням режимів використання вільної ємності акумуляторних батарей в умовах конкурентного ринку електричної енергії).

## ANNOTATION

*Buratynsky I.M.* Modeling of the joint operation of a solar power plant and a battery energy storage system while increasing the stability and economic efficiency of their operation in the power system. – Qualifying scientific work on the rights of manuscript.

Thesis for a Doctor of Philosophy degree in specialty 141 «Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics», field of knowledge 14 «Electrical engineering». – General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2023.

The *first part* describes peculiarities of the structural building of solar photovoltaic power plants and general trends in the growth of their installed capacity in power systems. The existing mechanisms of state support for the development of renewable energy sources in Ukraine are presented together with the problems of paying to those who produce electricity at the «green» tariff, which appeared with the introduction of a new model of the competitive electricity market in Ukraine.

The analysis of the problems of power systems functioning with a significant share of installed capacities of solar photovoltaic power plants was carried out. The possible ways used in the world to ensure the balance of electricity in energy systems with an increase in the share of capacity of solar photovoltaic power plants, including through the introduction of energy storage systems, are described.

A review of the existing studies in terms of determining the volume of maneuverable reserves for frequency control and active power, which are necessary to ensure the balance reliability of the operation of the Integrated Power System of Ukraine, as well as in the conditions of non-guaranteed capacity of solar photovoltaic power plants, arising from a daily change in the intensity of solar radiation, has been carried out.

The technological features of the structural arrangement of solar photovoltaic power plants are described in terms of the ratio of the installed capacity of photovoltaic modules and inverter equipment. The analysis of existing studies to determine the ratio

of the installed capacity of photovoltaic modules and inverters, carried out in order to increase the economic efficiency of the operation of solar photovoltaic power plants in the energy system and minimize the cost of electricity production, is presented.

The advantages and disadvantages, features of the device and technical parameters of energy storage systems of the electrochemical type based on lithium-ion batteries are given. The characteristic features of the location of storage devices in power systems are described and typical schemes for connecting energy storage systems based on lithium-ion batteries to solar photovoltaic power plants are graphically presented.

A review of the existing models of joint operation of energy storage systems and solar photovoltaic power plants was carried out. There are the examples of already implemented projects of hybrid solar power plants, which include an energy storage system used to regulate frequency and active power, provide the necessary volumes of maneuvering reserves to increase the flexibility of the power system or energy arbitrage with the purchase and sale of electrical energy in a competitive market. An analysis of the national legislation regarding the implementation and operation of energy storage units in the Integrated Power System of Ukraine was carried out.

The *second part* presents the first developed method for determining the optimal parameters of solar power plant equipment in terms of the ratio of the installed power of inverters and photovoltaic modules, consisting of a systematic set of steps using a nonlinear mathematical model for optimizing the parameters of solar power plant equipment in accordance with daily schedules of solar radiation intensity throughout the year and statistical analysis obtained simulation results. The use of the developed method makes it possible to determine the optimal parameters of the equipment of a solar power plant, the operation of which during the year will ensure a low cost of electricity production under the conditions of daily and seasonal changes in the intensity of solar radiation.

The formed technical and economic indicators of solar photovoltaic power plants functioning are presented, which are used to determine the levelized cost of electricity production and the results of the study of influence of changing the ratio of the installed

capacity of photovoltaic modules / inverters on volumes and the levelized cost of electricity production.

There is a description of nonlinear model developed for the first time for optimizing the parameters of the equipment of a solar photovoltaic power plant with respect to the ratio of the installed capacity of inverters and photovoltaic modules, according to the criterion of minimizing the daily levelized cost of electricity production, under the conditions of change in the intensity of solar radiation.

The results of determining the optimal parameters of the equipment of solar photovoltaic power plants operating in the Integrated Power System of Ukraine are presented using the developed method that provides the lowest cost of electricity production during the year, based on the actual data of their hourly power.

The results of the study of the territorial distribution of the optimal ratio of the installed capacity of photovoltaic modules and inverters of solar power plants in the geographical regions of Ukraine, taking into account the efficiency of their work, are presented. There are also the results of calculations for reducing the levelized cost of electricity production for solar photovoltaic power plants when they are built with an optimized ratio of installed capacity of photovoltaic modules/inverters.

The *third part* presents the developed method for determining the technical parameters and operating modes of an energy storage system, which is part of the structure of a hybrid solar power plant, consisting of a systematic set of steps for using a computational mathematical model to save excess electricity of photovoltaic modules and provide support for the output of electrical energy of a solar power plant at declared level.

An improved nonlinear model for optimizing the parameters of the equipment of a solar photovoltaic power plant, which includes an energy storage system to save the excess of electricity, is presented. The use of the improved model makes it possible to find the optimal ratio of the installed capacity of inverters and photovoltaic modules of a solar power plant, according to the criterion of minimizing the daily cost of electricity supply, in conditions of the excess of electrical energy and changes in the intensity of solar radiation.

The first developed mathematical calculation model for determining the necessary technical parameters of the energy storage system, which is included in the structure of a solar photovoltaic power plant to stabilize its capacity during the period of peak solar radiation intensity, during one complete cycle of charging / discharging batteries and maintaining capacity at the stated level, is presented, and also according to the needs of the electrical load schedule. In the developed calculation model, maintaining the power of supplying electricity from a solar power plant to the power system at the declared level is achieved by charging batteries when the declared power to the power system is exceeded and discharging them when the generation power is less than the declared one.

The results of the modeling are given for determining the nominal capacity and nominal power of the energy storage system, which is part of the structure of a hybrid solar power plant, are given, which are necessary to ensure the stabilization of the capacity of a hybrid solar power plant during the period of peak solar radiation intensity, during one complete cycle of charging / discharging batteries and supporting the capacity of electrical energy output into the power system at the declared level.

Supporting the capacity of electrical energy output at the declared level in accordance with the needs of the electrical load schedule in the power system by introducing an energy storage system into the structure of a hybrid solar power plant ensures a decrease in the volume of maneuverable reserves that are used to compensate for the increase / decrease in the generation capacity of solar photovoltaic power plants, which arises from changes in the intensity of solar radiation.

The *fourth part* presents a developed method for conducting an economic assessment of the implementation of investment projects, which takes into account the modes of joint operation of a solar power plant and an energy storage system when transferring the excess of electrical energy and increasing the economic efficiency of using the free capacity of storage batteries due to energy arbitrage on the competitive electricity market.

The results of assessing the profitability of implementing projects of solar photovoltaic power plants with a standard and optimized structure using the developed

method for determining the optimal parameters of equipment in terms of the ratio of installed power of inverters and photovoltaic modules are presented.

The article presents the results of a study of the electricity storage system functioning, which are used for the energy arbitrage mode, that is, when electricity is purchased during the period of the lowest prices on the day-ahead market in the Integrated Power System of Ukraine, and sold during the period of high prices.

The formed modes of joint operation of a solar power plant and an energy storage system are described, which provide an increase in the economic efficiency of using the available battery capacity by transferring electrical energy from photovoltaic modules and purchasing additional electrical energy in a competitive electricity market. The results of evaluating profitability of the introduction of investment projects of hybrid solar power plants according to the established under various modes of joint operation of a solar power plant and an energy storage system are presented.

The scientific novelty of the study is the development of fundamentally new methods and models, the use of which allows determining the optimal structure of a hybrid solar power plant, which includes an energy storage system that provides support for the output of electrical energy to the power system at the stated level, to reduce the required volumes of maneuvering reserves, which are used to compensate for the increase / decrease in the generation capacity of solar photovoltaic power plants, which occurs due to daily changes in the intensity of solar radiation, and increasing the competitiveness of its functioning in the conditions of the electricity market.

The practical significance of the research results is that the application of the developed methods and models makes it possible to determine the optimal structure of a hybrid solar power plant, which includes an energy storage system, the functioning of which will ensure its economic efficiency in the electricity market due to the reduction of the cost of electricity production, the use of available free capacity of storage batteries and maintaining the power level at the declared level.

Keywords: mathematical model, renewable energy sources, solar photovoltaic power plant, energy storage system, levelized cost of electricity, optimization, efficiency, electrical load schedule, power system, electricity market.

## List of publications of the applicant

*Scientific works in which the main scientific results of the dissertation were published:*

1. **Buratynskyi I. M.** Analysis of the use of electric energy storage systems in power systems with a large volume of renewable energy sources. *The Problems of General Energy*. 2019. No 4(59). Pp. 63-67 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063> (**professional Edition**).

2. **Buratynskyi I. M.**, Nechaieva T. P., Shulzhenko S. V. Optimization of the equipment structure of a photovoltaic solar power plant. *The Problems of General Energy*. 2020. No 2(61). Pp. 17-22 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.017> (**professional Edition**) (*The applicant determined the impact of changing the ratio of installed capacity of photovoltaic modules and inverters of a solar power plant on the levelized cost of electricity generation*).

3. **Buratynskyi I. M.**, Nechaieva T. P. Modeling of the combined operation of a solar photovoltaic power plant and a system of electric energy storage. *The Problems of General Energy*. 2020. No 3(62). Pp. 30-36 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030> (**professional Edition**) (*The applicant has developed a mathematical model for determining the optimal mode of joint operation of a solar power plant and an energy storage system, based on the electrical load schedule in the power system*).

4. Bilenko M., **Buratynskyi I.**, Leshchenko I., Nechaieva T., Shulzhenko S. (2021) Nonlinear Mathematical Model of Optimal Solar Photovoltaic Station Design. In: Zaporozhets A., Artemchuk V. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*, vol 346. Springer, Cham. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_3) (**Scopus, Q4**) (*The applicant has developed a nonlinear mathematical model for optimizing the structure of the equipment of a solar photovoltaic power plant according to the criterion of minimizing the daily cost of electricity production, taking into account changes in the intensity of solar radiation*).

5. **Buratynskiy I. M.** Modeling the use of energy storage systems to transfer excess electricity from a solar power. *The Problems of General Energy*. 2021. No 1(64). Pp. 38-44 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.038> (**professional Edition**).

6. Shulzhenko S. V., Nechaieva T. P., **Buratynskiy I. M.** Optimal power system's generation dispatch with PV-plants equipped battery energy storage systems. *The Problems of General Energy*. 2021. No 4(67). Pp. 4-12 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.004> (**professional Edition**) (*The applicant has developed and formed the modes of joint operation of solar power plants and an energy storage systems with the transfer of excess electricity of photovoltaic modules in the daily coverage of the electrical load schedule, model calculations of the optimal dispatching of the power system capacities during the year*).

7. **Buratynskiy I. M.**, Nechaieva T. P. The least-cost optimization of PV-station's DC/AC equipment using battery energy storage systems. *Latvian journal of physics and technical sciences*. 2022. No 1. Pp. 53-62. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2022-0006> (**Web of Science Core Collection and Scopus, Q3**) (*The applicant has developed a non-linear mathematical model for optimizing the structure of the equipment of a hybrid solar power plant, which includes an energy storage system, according to the criterion of minimizing the daily cost of electricity production*).

8. **Buratynskiy I. M.** Technical and economic evaluation of energy storage system use electricity for stabilization of solar power plant operation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 70-79. [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.070> (**Scopus, Q3**).

***Scientific works certifying the approval of the thesis materials:***

9. **Buratynskiy I. M.**, Nechaieva T. P., Shulzhenko S. V. Optimal structure of solar photovoltaic station equipment on the minimum electricity cost criterion. «*Renewable Energy and Energy Efficiency in the 21st Century*» material of XXI International Scientific and Practical Conference (May 14-15, 2020, Kyiv). Pp. 265-268. Instytut vidnovliuvanoi enerhetyky NAN Ukrainy [in Ukrainian] (*The applicant*

*determined the optimal structure of the equipment of a solar photovoltaic power plant with different ratios of the installed capacity of photovoltaic modules and inverters).*

10. **Buratynskiy I. M.** Shliakhy zabezpechennia stabilnosti roboty fotoelektrychnoi soniachnoi elektrostantsii. Materialy V-yi Vseukrainskoi naukovo-praktychnoi internet-konferentsii studentiv, aspirantiv i molodykh vchenykh «Aktualni problemy suchasnoi enerhetyky». (May 20-22, 2020, Kherson). Pp. 121-122 [in Ukrainian].

11. **Buratynskiy I. M.** Optimal structure equipment estimation of the solar power plant in the regions of Ukraine. «Renewable Energy and Energy Efficiency in the 21st Century» material of XXII International Scientific and Practical Conference (May 20-21, 2021, Kyiv). Pp. 449-452. Instytut vidnovliuvanoi enerhetyky NAN Ukrainy [in Ukrainian] DOI: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.20-21.05.2021>

12. **Buratynskiy I.**, Nechaieva T., Shulzhenko S., Ivanenko N. The Optimization of PV-plant's DC/AC Equipment Ratio Using the Non-linear Least-cost Model. 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2021. Pp. 358-362, DOI: <https://doi.org/10.1109/UKRCON53503.2021.9575720> (**Scopus**) *(Based on statistical analysis, the applicant determined the optimal ratio of the installed capacity of photovoltaic modules and inverters of solar power plants according to the criterion of minimizing the daily cost of electricity production during the year).*

13. **Buratynskiy I. M.**, Nechaieva T. P. Assessment of the profitability of the PV-plant and battery energy storage system joint operation under market conditions. «Renewable Energy and Energy Efficiency in the 21st Century» material of XXIII International Scientific and Practical Conference (May 19-20, 2021, Kyiv). Pp. 145-147. Instytut vidnovliuvanoi enerhetyky NAN Ukrainy [in Ukrainian] *(The applicant has developed a method for the a technical and economic evaluation of the implementation of investment projects for hybrid solar power plants, which include an energy storage system with the definition and formation of modes for using the free capacity of batteries in a competitive electricity market).*

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	21
ВСТУП	22
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРНОЇ БУДОВИ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ	30
1.1 Наслідки стрімкого зростання потужностей сонячних електростанцій в енергосистемах	30
1.2 Особливості структурної будови сонячних електростанцій	41
1.3 Огляд наявних досліджень спільної роботи сонячних електростанцій та систем акумулявання електроенергії	48
Висновки до розділу 1	61
РОЗДІЛ 2 МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ІЗ УРАХУВАННЯМ ЇХ СТРУКТУРНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ	63
2.1 Визначення техніко-економічних показників функціонування сонячної електростанції залежно від параметрів її обладнання	63
2.2 Метод визначення оптимальних параметрів обладнання сонячної електростанції	74
2.3 Оцінка оптимальних параметрів обладнання сонячних електростанцій, які функціонують в Об'єднаній енергосистемі України	82
2.4 Визначення територіального розподілу оптимальних параметрів обладнання сонячних електростанцій за областями України	90
Висновки до розділу 2	96

РОЗДІЛ 3 МЕТОД СТАБІЛІЗАЦІЇ ПОТУЖНОСТІ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ У ЇЇ СТРУКТУРІ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	98
3.1 Метод визначення оптимальних параметрів обладнання гібридної сонячної електростанції	98
3.2 Моделювання стабілізації потужності сонячної електростанції із використанням у її структурі системи акумулювання електроенергії	106
3.3 Моделювання стабілізації потужності сонячної електростанції відповідно до потреб графіка електричного навантаження в енергосистемі	119
Висновки до розділу 3	125
РОЗДІЛ 4 МЕТОД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ГІБРИДНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В РИНКОВИХ УМОВАХ	127
4.1 Метод техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів	127
4.2 Оцінка рентабельності впровадження проєктів сонячних електростанцій із стандартною, оптимізованою та гібридною структурою	132
4.3 Оцінка рентабельності при різних режимах спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії	139
Висновки до розділу 4	144
ВИСНОВКИ	145
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	149
ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ	165
ДОДАТОК Б МАТЕРІАЛИ ЩОДО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ	169

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ	–	акумуляторна батарея
ВДЕ	–	відновлюване джерело енергії
ВЕС	–	вітрова електрична станція
ГАЕС	–	гідроакумуляюча електрична станція
ГЕН	–	графік електричного навантаження
e/e	–	електрична енергія
КЛ	–	кабельна ліній
КСП	–	кодекс системи передачі
ОСП	–	оператор системи передачі
ОЕС	–	об'єднана енергетична система
ППВДЕ	–	постачальник послуг зі зменшення навантаження ВДЕ
РДН	–	ринок «на добу наперед»
САЕ	–	система акумулювання електроенергії
СЕС	–	сонячна фотоелектрична електростанція
ТЕС	–	теплова електрична станція
ТУ	–	технічні умови
УЗЕ	–	установка зберігання енергії
ФЕМ	–	фотоелектричний модуль
АС	–	змінний струм (Alternating Current)
AC Coupled	–	приєднання з боку змінного струму
CAPEX	–	капітальні витрати (Capital Expenditure)
DC	–	постійний струм (Direct Current)
DC Coupled	–	приєднання з боку постійного струму
DC/AC ratio	–	співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів
NPV	–	чиста приведена вартість (Net Present Value)
ОРЕХ	–	операційні витрати (Operating Expenditure)
IRR	–	внутрішня норма прибутку (Internal Rate of Return)
PR	–	ефективність СЕС (Performance Ratio)
LCOE	–	середньозважена собівартість виробництва електроенергії (Levelized Cost of Electricity)
WACC	–	середньозважена вартість капіталу (Weighted Average Cost of Capital)

## ВСТУП

### **Обґрунтування вибору теми дослідження.**

Сучасні ринкові умови функціонування та розвитку електроенергетики передбачають конкуренцію між виробниками електричної енергії, що обумовлює їх прагнення до зменшення собівартості виробництва електроенергії для забезпечення конкурентоздатності.

Впровадження проектів сонячних фотоелектричних електростанцій (СЕС) останніми роками стало економічно вигідним, що обумовлено як зниженням вартості обладнання, набуттям значного досвіду та удосконаленням проектних рішень, а також широкою підтримкою розвитку «зеленої» генерації.

Застосування загальновідомого методу визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії протягом життєвого циклу електростанції для оцінки конкурентоздатності впровадження проектів СЕС є недосконалим, оскільки в ньому не врахована залежність проектних технічних параметрів будови, техніко-економічних показників електростанції від сезонних і добових змін інтенсивності сонячного випромінювання, характерних для території її розташування.

Основним недоліком роботи СЕС є залежність потужності їх генерації від добових та сезонних змін інтенсивності сонячного випромінювання, що підвищує вимоги до обсягів маневрених резервів регулювання частоти й активної потужності в енергосистемі. Виключити необхідність збільшення обсягів маневрених резервів в енергосистемі можна шляхом впровадження у структуру СЕС систем акумулювання електроенергії (САЕ). Розвиток САЕ на основі літій-іонних акумуляторних батарей (АБ), висока енергетична щільність та ефективність, здешевлення комплектуючих робить їх доступними для впровадження в структуру СЕС вже сьогодні.

Розробці математичних методів і моделей щодо визначення достатніх обсягів маневрених в енергосистемі, у тому числі за наявності зростання частки потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), присвячено роботи таких

вчених, як М. М. Кулик, О. В. Кириленко, О. С. Яндульський, А. О. Стелюк, О. В. Фесюк, О. В. Згуровець та інших. Розробкою методів проведення техніко-економічної оцінки функціонування ВДЕ, у тому числі СЕС, та розробкою математичних моделей спільної роботи СЕС та САЕ займались С. О. Кудря, М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, J. D. Mondol, T. Khatib, R. Mounetou, A. Sangwongwanich, U. M. Choi, A. Walker, T. Dierauf та інші. Особливості впровадження накопичувачів в енергосистемі, у тому числі в структуру електростанцій, досліджували І. В. Блінов, Є. В. Парус, С. Є. Саух, О. Ф. Буткевич, N. Müller, Fu Ran, D. Walsh, S. Comello, C. S. Lai, J. Hoppmann, A. S. Hassan, D. Dongol, R. S. Salles, E. Vartiainen та інші.

У наявних дослідженнях стабілізація потужності СЕС проводиться за короткий проміжок часу (секунди, хвилини), що не дозволяє якісно оцінити необхідні параметри САЕ, які забезпечуватимуть підтримку потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, протягом одного повного циклу заряджання та розряджання АБ (в межах декількох діб), у тому числі відповідно до потреб споживання електричної енергії.

В опублікованих дослідженнях щодо моделювання спільної роботи СЕС та САЕ немає таких, що дозволяють визначити технічні параметри АБ, що забезпечуватимуть підтримку сумарної потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні, в тому числі, відповідно до потреб навантаження в енергосистемі.

Тому розроблення методів і моделей для визначення оптимальних параметрів СЕС, до складу якої входить САЕ для підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні, за умов забезпечення економічної ефективності їх спільного функціонування, є актуальним науковим завданням, яке потребує вирішення.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Тематика та розділи цієї дисертації роботи входили до складу наукових робіт, які були виконані в Інституті загальної енергетики Національної академії наук (НАН) України. Отримані результати досліджень здобувача увійшли до складу наукових робіт:

- фундаментальної наукової роботи «Удосконалення математичних моделей та програмно-інформаційних засобів для прогнозування розвитку об'єднаних енергосистем з використанням відновлюваних джерел енергії в сукупності з акумулюючими засобами» (2021 р., № ДР 0119U100109);

- наукової роботи «Н.Е.1.4. Визначення напрямів розвитку структури генеруючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України за умов спільної роботи традиційних та відновлюваних джерел енергії і посилення екологічних вимог» (2021 р., № ДР 0119U101745) за цільовою програмою наукових досліджень НАН України «Інтелектуальна екологічно безпечна енергетика з традиційними та відновлюваними джерелами енергії» («Нова енергетика»).

### **Мета та завдання дослідження.**

Метою дослідження є визначення оптимальних параметрів та режимів спільної роботи СЕС та САЕ, спільне економічно ефективне функціонування яких забезпечуватиме підтримку потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні.

Для досягнення поставленої мети дослідження було сформульовано та вирішено такі завдання:

- розробка математичної моделі оптимізації параметрів обладнання СЕС для забезпечення мінімальної собівартості виробництва електричної енергії з урахуванням інтенсивності сонячного випромінювання;

- розробка методу визначення оптимальних параметрів обладнання СЕС, що забезпечує найнижчу середньозважену собівартість виробництва електроенергії протягом року;

- розробка математичної моделі визначення технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру СЕС, що використовується для збереження надлишкової

електричної енергії фотоелектричних модулів (ФЕМ), та підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні;

- розробка методу визначення необхідних технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру гібридної СЕС для забезпечення підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні;

- розвиток методу проведення техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних електростанції із урахуванням технічних особливостей будови та режимів спільної роботи СЕС та САЕ за умов підвищення економічної ефективності їх функціонування в енергосистемі.

**Об'єкт дослідження** – підвищення стабільності та економічної ефективності спільної роботи СЕС та САЕ в енергосистемі.

**Предмет дослідження** – методи та моделі визначення оптимальних параметрів СЕС та САЕ, спільне економічно ефективно функціонування яких в енергосистемі забезпечуватиме підтримку стабільності відпуску електроенергії на заявленому рівні.

#### **Методи дослідження.**

У роботі було використано наступні наукові методи досліджень:

- системного аналізу – для розроблення методу визначення параметрів обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності інверторів/ФЕМ та визначення необхідних технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру гібридної електростанції для забезпечення підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні;

- нелінійного програмування – для оптимізації параметрів обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності інверторів/ФЕМ для забезпечення мінімальної собівартості виробництва електричної енергії з урахуванням інтенсивності сонячного випромінювання;

- статистичний – для аналізу результатів модельних розрахунків щодобової оптимізації структури обладнання СЕС протягом року за умови зміни інтенсивності сонячного випромінювання;

- розрахунковий – для визначення необхідних технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру гібридної СЕС для забезпечення підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні;

техніко-економічної оцінки – для визначення середньозваженої добової собівартості виробництва електроенергії СЕС та рентабельності впровадження нових інвестиційних проєктів гібридних СЕС.

### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Вперше розроблено нелінійну оптимізаційну математичну модель визначення технічних параметрів обладнання СЕС, яка враховує залежність добової середньозваженої собівартості виробництва електричної енергії від проєктних техніко-економічних показників та добової зміни інтенсивності сонячного випромінювання, що дозволяє знаходити оптимальне співвідношення встановленої потужності інверторів і ФЕМ.

2. Вперше розроблено метод визначення технічних параметрів обладнання СЕС, який складається із систематизованої сукупності кроків використання нелінійної математичної моделі визначення технічних параметрів її обладнання при заданій інтенсивності сонячного випромінювання протягом року та визначення найбільш економічно ефективного співвідношення встановленої потужності інверторів і ФЕМ, що забезпечує мінімальну собівартість виробництва електроенергії та підвищення конкурентоздатності таких інвестиційних проєктів.

3. Вперше розроблено розрахункову математичну модель визначення технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру СЕС, використання якої, на відміну від існуючих моделей, дозволяє знаходити номінальну ємність та потужність САЕ, що забезпечує збереження надлишкової електричної енергії ФЕМ у час пікової інтенсивності сонячного випромінювання, підтримку потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ та відповідно до потреб споживання електричної енергії.

4. Вперше розроблено метод визначення технічних параметрів і режимів спільної роботи САЕ, яка входить у структуру СЕС, із застосуванням розрахункової математичної моделі визначення номінальної ємності та потужності САЕ, що відповідно до розроблених режимів, забезпечує стабілізацію потужності відпуску електроенергії в енергосистему на заявленому рівні та виключає використання маневрених резервів, які застосовуються для компенсації добового збільшення/зменшення потужності СЕС.

5. Отримав подальший розвиток метод проведення техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних електростанцій, у якому враховано розроблені режими спільної роботи СЕС та САЕ для підвищення економічної ефективності використання доступної ємності АБ за рахунок закупівлі додаткової електричної енергії на конкурентному ринку.

#### **Теоретичне та практичне значення одержаних результатів.**

Розроблений метод визначення технічних параметрів обладнання СЕС доцільно використовувати для оцінки конкурентоспроможності їх функціонування в сучасних ринкових умовах впровадження нових генеруючих потужностей в енергосистемах.

Розроблений метод визначення номінальних технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру СЕС, доцільно використовувати для визначення номінальної ємності та потужності САЕ, необхідних для підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні, у тому числі відповідно до потреб навантаження, з метою зниження обсягів маневрених резервів, які застосовуються в енергосистемі для компенсації добового збільшення/зменшення потужності СЕС, що виникає при зміні інтенсивності сонячного випромінювання.

Результати розвинутого методу техніко-економічної оцінки доцільно використовувати для визначення рентабельності впровадження гібридних СЕС, у структуру яких входить САЕ, із урахуванням поточних та перспективних умов на ринку електричної енергії.

### **Особистий внесок здобувача.**

Наведені у дисертаційній роботі наукові праці [1], [5], [8], [10], [11], підготовлено здобувачем самостійно.

У наукових працях, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належить:

[2] – визначення впливу зміни співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів СЕС на середньозважену собівартість виробництва електроенергії; [3] – розробка математичної моделі визначення оптимального режиму спільної роботи СЕС та САЕ, виходячи із графіка електричного навантаження в енергосистемі; [4] – розробка нелінійної математичної моделі оптимізації параметрів обладнання СЕС за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії з урахування зміни інтенсивності сонячного випромінювання; [6] – розробка та формування режимів спільної роботи СЕС та САЕ з перенесенням надлишкової електроенергії ФЕМ у добовому покритті графіка електричного навантаження (ГЕН), проведення модельних розрахунків оптимальної диспетчеризації потужностей енергосистеми протягом року; [7] – розробка нелінійної математичної моделі оптимізації параметрів обладнання гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії; [9] – визначення оптимальної структури обладнання СЕС при різних співвідношеннях встановленої потужності ФЕМ та інверторів; [12] – на основі статистичного аналізу визначення оптимального співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів СЕС, за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії протягом року; [13] – розвиток методу техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних СЕС, до складу яких входить САЕ з визначенням і формуванням режимів використання вільної ємності АБ в умовах конкурентного ринку електричної енергії.

### **Апробація результатів дисертації.**

Основні положення і результати дисертаційного дослідження доповідалися та обговорювалися на:

- XXI, XXII, XXIII міжнародних науково-практичних конференціях «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2020 р., 2021 р., 2022 р.);

- всеукраїнській науково-практичній інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики» (м. Херсон, 2020 р.);

- міжнародній конференції з електротехніки та обчислювальної техніки «IEEE UKRCON» (м. Львів, 2021 р.);

- науковому семінарі Інституту загальної енергетики НАН України (м. Київ, 2022 р.).

### **Публікації.**

За результатами дисертаційних досліджень опубліковано 13 наукових праць, серед яких 5 статей у наукових фахових виданнях України та 3 статті у наукових виданнях проіндексованих у базах даних Scopus та/або Web of Science Core Collection. У 5 тезах на конференціях, серед яких 1 стаття конференціях з індексацією у Scopus, засвідчено апробацію матеріалів дисертації.

**Обсяг і структура дисертації.** Дисертаційна робота викладена на 171 сторінках машинописного тексту, складається зі вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та 2 додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 149 сторінок друкованого тексту. Робота ілюстрована 19 таблицями та 24 рисунками.

Список використаних джерел містить 120 найменувань, з них 75 кирилицею та 45 латиницею.

## РОЗДІЛ 1

### ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРНОЇ БУДОВИ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

#### 1.1 Наслідки стрімкого зростання потужностей сонячних електростанцій в енергосистемах

*Загальні тренди зростання потужності сонячних електростанцій.*

Загалом по світу спостерігається тенденція щодо збільшення обсягів споживання електричної енергії щорічно в середньому на 2,5 % у 2011–2021 рр. [1]. Як зазначає транснаціональна корпорація British Petroleum, протягом 2020–2021 рр. сумарно по всьому світу річні обсяги споживання електричної енергії збільшились на 6,2 % (із 26889 до 28466 ТВт·год) [1]. Зростання електроспоживання в основному пов'язане з підвищенням рівня комфорту життя людини (збільшенням кількості побутових приладів, кондиціонерів, розвитком громадського електротранспорту та електромобілів тощо).

Для забезпечення потреб споживання електричної енергії по всьому світу відбувається будівництво нових генеруючих потужностей, реконструкція та модернізація існуючих електростанцій. Лідером серед нових електростанцій, які впроваджуються, є ВДЕ. Протягом 2020–2021 рр. глобальні обсяги виробництва електричної енергії на СЕС збільшились на 22,3 % (із 466,7 до 581,5 ТВт·год) [1].

За даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (International Renewable Energy Agency, IRENA), протягом 2020–2021 рр. встановлена потужність СЕС зросла з 710,7 до 848,4 ГВт [2]. Серед встановлених потужностей СЕС у світі лідерами є Китай – 306,4 ГВт; США – 93,7 ГВт; Японія – 79,1 ГВт; Німеччина – 48,6 ГВт; Індія – 49,3 ГВт; Італія – 22,9 ГВт; Австралія – 22,8 ГВт. Водночас континентальний розподіл частки встановлених потужностей СЕС такий: Азія – 59,5 %; Європа – 22,7 %; Північна та Південна Америка – 15,1 %; Африка та країни Близького Сходу – 2,7 % [2].

Стрімке зростання встановлених потужностей СЕС у світі пов'язано із зобов'язаннями, які взяли на себе країни щодо переходу до «зеленої» енергетики, і, як зазначає IRENA, здешевленням та підвищенням ефективності основного обладнання, зокрема – ФЕМ [3]. Так, у 2010–2020 рр. капітальні інвестиційні витрати у впровадження СЕС загалом по світу знизились більше, ніж у 5 разів (із 4731 до 883 \$/кВт). Водночас середньозважена собівартість виробництва електроенергії на СЕС (Levelized Cost of Electricity, LCOE) знизилась більше, ніж у 6,5 разів (з 381 до 57 \$/МВт·год) [4].

За інформацією НЕК «УКРЕНЕРГО», протягом 2011–2021 рр. в Україні встановлена потужність СЕС зросла із 0,18 до 6,37 ГВт, що вже становить 11,3 % від загальної встановленої потужності ОЕС України – 56,25 ГВт (за даними на кінець 2021 року). Для порівняння, за цей період встановлена потужність вітрових електростанцій (ВЕС) зросла з 0,12 до 1,53 ГВт [5], що свідчить про більшу привабливість проєктів СЕС для інвесторів. За даними Міністерства енергетики України, протягом 2021 року на СЕС було вироблено 10,86 млрд. кВт·год, що вже становить 7,3 % від сумарного виробництва електричної енергії в Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України [6].

*Механізми підтримки розвитку ВДЕ в Україні.* Законом України від 25.09.2008 № 601-VI [7] в Україні, починаючи з 2008 року, впроваджено механізм державного стимулювання розвитку ВДЕ за допомогою «зеленого» тарифу. Відповідно до прийнятого закону передбачалось, що «зелений» тариф буде рівним подвійному значенню середньозваженої ціни на оптовому ринку електричної енергії в Україні по енергогенеруючих компаніях, що здійснювали свою діяльність у попередньому до встановлення тарифу році. Крім того, передбачалось, що «зелений» тариф буде поширюватись на альтернативні джерела енергії та діяти лише протягом 10 років з дати його встановлення [7].

Однак уже у 2009 році Законом України від 1.04.2009 № 1220-VI [8] було впроваджено новий механізм визначення рівня «зеленого» тарифу, відповідно до якого для кожного типу ВДЕ та окремого об'єкта він встановлюється індивідуально. За базове значення «зеленого» тарифу застосовувався тариф

споживачів другого класу напруги та коефіцієнт, який залежить від типу електростанції. Водночас незалежно від року введення в експлуатацію електростанції «зелений» тариф закріплювався за офіційним курсом євро Національного банку України на незмінному рівні до 1 січня 2030 року [8].

До запровадження нової моделі ринку електричної енергії в Україні відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» купівля електроенергії, виробленої на ВДЕ, здійснювалась в обов'язковому порядку електропостачальниками на оптовому ринку електричної енергії відповідно до Закону України від «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» від 20.11.2012 № 5485-VI [10].

У новій моделі ринку, відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» [9], ДП «Гарантований покупець» зобов'язаний здійснювати купівлю всієї виробленої електричної енергії для енергогенеруючих компаній, яким встановлено «зелений» тариф або які отримали державну підтримку на аукціоні з розподілу квот (за умови його проведення).

Механізм оплати коштів за вироблену електричну енергії здійснюється через покладання на учасників ринку електричної енергії спеціальних обов'язків відповідно до пункту 7 статті 65 Закону України «Про ринок електричної енергії». Гарантований покупець надає оператору системи передачі (ОСП) послугу із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії на ВДЕ [9]. Гарантований покупець здійснює купівлю всієї електричної енергії, виробленої за «зеленим» тарифом, та продає її на різних сегментах ринку. Якщо середньозважена ціна на ринку є нижчою за рівень фіксованого «зеленого» тарифу, то виникає відповідний дефіцит коштів, яку ОСП зобов'язаний компенсувати з доходів з тарифу на передачу.

Відповідно до статті 5.3 глави 5 Розділу XI чинної редакції Кодексу системи передачі (КСП) [11] тариф на послуги з передачі електричної енергії сплачують оператори системи розподілу; електропостачальники; споживачі, які здійснюють купівлю електричної енергії на ринку для власного споживання;

споживачі, які приєднані до мереж ОСП; енергогенеруючі підприємства для забезпечення власних потреб електростанцій; учасники ринку, які здійснюють експорт електроенергії. Величина тарифу на передачу щорічно розраховується відповідно до Порядку встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії [12].

У 2020 році оплата коштів за вироблену електричну енергію для енергогенеруючих підприємств, які працюють за «зеленим» тарифом, майже повністю була призупинена. Головною причиною виникнення неплатежів стала неможливість ОСП виконувати покладені на нього спеціальні обов'язки через недостатній рівень тарифу на передачу електричної енергії.

Для врегулювання ситуації з оплатою 10 червня 2020 року між Кабінетом Міністрів України та виробниками ВДЕ було підписано Меморандум [13]. У Меморандумі було прийнято зниження ставки «зеленого» тарифу для працюючих СЕС на 15 %, для ВЕС – на 7,5 % та була введена відповідальність у вигляді штрафів за небаланси, які виникають при відхиленні фактичного графіка виробництва електричної енергії від прогнозного. Органи державної влади зобов'язались ужити всіх необхідних заходів щодо створення умов погашення поточної заборгованості для ВДЕ та затвердити річні квоти на будівництво нових генеруючих потужностей на конкурентних умовах.

Для забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії було прийнято Закон України від 25.04.2019 № 2712-VIII [14], відповідно до якого передбачено впровадження аукціонної моделі підтримки розвитку альтернативних джерел енергії. Аукціони було заплановано проводити двічі на рік у період з 1 липня 2019 року та до 31 грудня 2029 року. До аукціонів допускаються ВЕС потужністю більше 5 МВт та СЕС потужністю більше 1 МВт. Для виробників ВДЕ, які отримали перемогу на аукціоні, протягом наступних 20 років Гарантований покупець зобов'язується здійснювати купівлю всієї виробленої електричної енергії.

Відповідно до Закону України від 25.04.2019 № 2712-VIII [14], необхідні обсяги до розподілу на річних квотах на наступні 5 років визначає Державне

агентство з енергоефективності та енергозбереження, враховуючи цілі, які наведені в Енергетичній стратегії [15], Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [16], План розвитку системи передачі на наступні 10 років [17], міжнародні зобов'язання та поточний стан функціонування електроенергетики в цілому. Остаточні обсяги необхідних квот до будівництва нових потужностей визначає Міністерство енергетики України спільно з ОСП та подає на погодження до Кабінету Міністрів України. Таким чином, держава бере під свій контроль подальші обсяги зростання ВЕС потужністю від 5 МВт та СЕС потужністю від 1 МВт.

У 2020 році Міністерством енергетики України було запропоновано наступні обсяги квот підтримки ВДЕ: 2021 рік – 365 МВт; 2022 рік – 420 МВт; 2023 рік – 470 МВт; 2024 рік – 520 МВт; 2025 рік – 570 МВт. Водночас на п'ятирічну перспективу орієнтовний пропорційний розподіл між типами ВДЕ передбачається на такому рівні: СЕС – 40 %; ВЕС – 40 %; інші ВДЕ – 20 % [18]. Однак, станом на 2022 рік, так і не відбулось проведення жодного «зеленого» аукціону із будівництва нових генеруючих потужностей.

*Проблеми функціонування енергосистем із значною часткою потужності СЕС.* Найбільший приріст встановлених потужностей СЕС в ОЕС України відбувся у 2017–2019 рр., оскільки в цей час впровадження електростанцій було найбільш прибутковим. Причиною цього стало те, що «зелений» тариф був зафіксований на одному рівні у 2017–2019 рр. та відбувалось зниження собівартості виробництва електричної енергії на СЕС із 92 до 68 \$/МВт·год (26 %) [4] через здешевлення основного обладнання.

За інформацією НЕК «УКРЕНЕРГО» [19], на початку 2020 року при встановленій потужності СЕС на рівні 3,8 ГВт, що становило близько 7 % від сумарної потужності ОЕС України (53 ГВт), було застосовано вимушене диспетчерське обмеження. Так, 7 січня в час денного зниження навантаження о 12:00 годині були використані всі доступні резерви на розвантаження, у тому числі відбулось повне заповнення резервуарів гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС). Тому вимушеним заходом було обмеження СЕС сумарною потужністю

545 МВт та ВЕС – 384 МВт. Перед цим було знижено потужність теплових електростанцій (ТЕС) на 1350 МВт [19].

Протягом 2020 року в ОЕС України вимушено обмежувалась потужність СЕС близько 20 разів, найбільше – у квітні [16]. Загалом квітень є досить важким для диспетчеризації енергосистем, оскільки в цьому місяці відбувається сезонне зниження рівня споживання електричної енергії порівняно з попередніми місяцями. Крім того, через паводок на річках зростають обсяги виробництва електричної енергії на гідроелектростанціях. Слід зауважити, що вимушені диспетчерські обмеження відбуваються, як правило, у час пікової інтенсивності сонячного випромінювання протягом доби з 10:00 до 17:00 години, а це свідчить про те, що головною причиною виникнення профіциту потужності в енергосистемі у цей час є надлишкова генерація СЕС.

Застосування вимушених диспетчерських обмежень з утримання балансу електроенергії в ОЕС України є нераціональним заходом, оскільки за втрачену електричну енергію ОСП повинен оплачувати кошти виробникам на ВДЕ. Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 30.12.2020 № 2818 [20], було прийнято зміни до Правил ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [21] в частині визначення прав та обов'язків постачальників послуг із зменшення навантаження ВДЕ (ППВДЕ). Відповідно до внесених змін, ОСП має право за межами балансуючого ринку давати диспетчерські команди на зменшення потужності генерації ППВДЕ. Оплату послуги ОСП здійснює з тарифу на передачу та розраховується для кожного ППВДЕ, виходячи з обсягів невідпущеної електричної енергії.

Особливістю роботи СЕС є те, що при зростанні інтенсивності сонячного випромінювання збільшується потужність відпуску електричної енергії в енергосистему, тому для збереження балансу електроенергії в енергосистемі в цей час маневрені електростанції повинні зменшити свою потужність. І навпаки, при зниженні потужності СЕС, що відбувається після годин пікової

інтенсивності сонячного випромінювання, маневрені електростанції мають збільшити свою потужність.

Рівень встановлених потужностей СЕС в енергосистемі, при якому забезпечується баланс електроенергії в енергосистемі, залежить від складу генеруючих потужностей. ОЕС України характеризується досить низькою гнучкістю, оскільки в ній значну частку (50 % і більше) займають атомні електростанції, які практично працюють, не змінюючи свою потужність протягом доби. Для покриття напівпікових та пікових зон ГЕН в ОЕС України використовуються маневрені ТЕС, гідроелектростанції та ГАЕС. Тому збільшення частки СЕС в енергосистемі залежить від наявності доступних резервів для стабілізації частоти та активної потужності, які необхідні для компенсації коливань потужності генерації СЕС через зміну інтенсивності сонячного випромінювання.

Окрім ОЕС України, досить показовою у 2016 році була ситуація в південній частині Австралії [22], коли відбулось повне знеструмлення споживачів. Однією з причин системної аварії була значна потужність ВЕС та СЕС при низькій гнучкості енергосистеми. У період піку споживання на рівні 2,9 ГВт встановлена потужність ВЕС була на рівні 1,6 ГВт (55 % від потужності навантаження цієї енергосистеми) та СЕС 0,73 ГВт (25 %). Перед знеструмленням сумарно ВЕС та СЕС покривали споживання електричної енергії в обсягах більше 50 %. Через пошкодження декількох опор ліній електропередачі відбулася втрата потужності сумарної генерації, стрімке зниження частоти та протягом декількох хвилин подальше відключення ВЕС та СЕС. У результаті близько 1,7 млн. споживачів було повністю знеструмлено, що призвело до значних фінансових збитків. Ключовою ініціативою австралійського уряду є досягнення нульових викидів до 2050 року [23].

*Проблема забезпечення маневрених резервів в ОЕС України.* Відповідно до КСП [11] регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі забезпечується первинним (резерв підтримки частоти – РПЧ), вторинним (резерв відновлення частоти – РВЧ) та третинним регулюванням (резерв заміщення –

РЗ). Первинні резерви в ОЕС України забезпечуються зміною частоти обертання турбоагрегатів на електростанціях зі швидкістю автоматичної реакції 0,1–1 секунди. Брати участь у первинному регулюванні повинні всі типи генеруючих потужностей із напругою приєднання вище 110 кВ та потужністю більше 1 МВт. Автоматичне регулювання частоти в ОЕС України здійснюється через систему автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП).

Введення резервів відновлення частоти слугує вивільненням резервів первинного регулювання, тобто повернення швидкості обертання турбоагрегатів на електростанціях у початковий стан. Швидкість виходу на максимальну потужність (повну активацію) для вторинних резервів повинна становити не менше ніж 15 хвилин [11].

Резерв заміщення (третинне регулювання) на завантаження та розвантаження призначений для відновлення резервів первинного та вторинного регулювання. Для забезпечення резерву заміщення ОСП використовує запуск/зупинку генеруючих об'єктів; генераторний/насосний режим роботи ГАЕС; вимкнення/увімкнення потужних об'єктів споживання електричної енергії; зменшення/збільшення експорту або імпорту потужності по міждержавних перетинах.

Покращенням технологічного функціонування центральних регуляторів присвячено ряд вітчизняних досліджень. Зокрема О. С. Яндульським та ін. [24] було досліджено різні режими роботи центрального регулятора на загальносистемному рівні.

О. В. Кириленко та ін. [25] запропоновано нову математичну модель центрального регулятора, у якій враховано потоки потужності по міждержавних перетинах, що є важливо для забезпечення стабільності роботи ОЕС України паралельно з іншими енергосистемами. А. О. Стелюком [26] було розроблено методологію, яка дозволяє враховувати зміни потужності СЕС на роботу центрального регулятора в енергосистемі.

М. М. Куликом та ін. [27] розроблено універсальну математичну модель центрального регулятора, у якій враховано як генеруючі потужності, так і

споживачі-регулятори. М. М. Куликом [28] визначено, що для використання теплонасосних установок для регулювання частоти й активної потужності в ОЕС України потрібно орієнтовно на 40 % менше капіталовкладень порівняно з генераторами-регуляторами.

Куликом М. М. та ін. [29] було показано, що введення в енергосистему в якості центральних регуляторів потужних АБ може повністю вирішити проблему стабілізації частоти, яка виникає через коливання потужності СЕС. Для забезпечення повної стабілізації частоти потужність АБ має бути не нижчою за потужність генерації СЕС. Швидкодія сучасних АБ дозволяє забезпечувати регулювання частоти й потужності в ОЕС України відповідно до вимог європейської мережі операторів системи передачі електроенергії (ENTSO-E).

Як зазначає О. С. Яндутьський та ін. [30], для вторинного регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України застосовуються в основному гідроелектростанції. Залучення енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання в енергосистемі здебільшого потребує модернізації існуючого обладнання на них.

Д. О. Олефір та ін. [31] проведено оцінку забезпечення ОЕС України резервами первинного та вторинного регулювання, яка показала, що при збільшенні частки ВДЕ неодмінно зростають вимоги до обсягів доступних резервів. Аварійне вимкнення найпотужнішого енергоблоку в ОЕС України 1000 МВт атомної генерації потребує достатнього резерву, який також повинен забезпечувати компенсацію коливань потужності ВДЕ. Обсяги вторинного регулювання (1000 МВт на завантаження та 500 МВт на розвантаження), які зазначені в КСП для ОЕС України, потребують перегляду, оскільки протягом останніх років виникла необхідність компенсації коливань потужності ВДЕ [31].

Резервів заміщення в енергосистемі має бути достатньо для покриття небалансів електричної енергії, які виникають при відхиленні фактичних графіків виробництва/споживання від прогнозних для учасників ринку електричної енергії.

Як зазначає О. В. Фесюк [32], основними потужностями для забезпечення резервів заміщення в ОЕС України є ТЕС.

За інформацією НЕК «УКРЕНЕРГО» [16], в ОЕС України 1000 МВт потужності ТЕС перебувають у резерві для виконання вимог КСП. Однак для ОЕС України потужність резервів у 2022 році має бути збільшена на 480 МВт для завантаження та на 325 МВт на розвантаження з подальшою тенденцією щодо зростання цих показників [16].

Обсяги необхідних резервів третинного регулювання для ОЕС України, які зазначені в КСП [11], визначались, виходячи із статистичної інформації щодо небалансів електричної енергії в енергосистемі за останні 10 років. Однак введення нової моделі ринку електричної енергії у 2019 році змінило підхід до визначення небалансів. Крім того, як уже було зазначено, найбільша частка встановлених потужностей ВДЕ, а зокрема СЕС, була введена до кінця 2019 року, що потребує наявності достатніх обсягів резервів для компенсації коливань потужності, які пов'язані зі зміною інтенсивності сонячного випромінювання протягом доби.

Як зазначає НЕК «УКРЕНЕРГО», подальше збільшення частки встановлених потужностей СЕС та дефіцит резервів на завантаження та розвантаження може призвести до порушення операційної безпеки та балансової надійності функціонування енергосистеми [16]. Отже, без вжиття відповідних заходів ОЕС України найближчими роками буде мати відчутний дефіцит резервів первинного та вторинного регулювання.

*Шляхи забезпечення зростання рівня встановленої потужності СЕС.* Дослідження, яке було проведено консалтинговою компанією Energy and Environmental Economics [33] для локальної енергосистеми ТЕСО (Каліфорнія, США), показало, що наявної гнучкості в ній вистачає для зростання частки СЕС у загальній структурі генеруючих потужностей до 14 %. При зростанні частки встановленої потужності СЕС понад 14 % серед усіх типів генеруючих потужностей у полуденні години доби (при зростанні потужності генерації СЕС та зниженні рівня споживання електричної енергії) неодмінно буде виникати надлишкова потужність, яку для забезпечення балансу в енергосистемі потрібно обмежувати. Щоб уникнути обмеження, потрібно збільшити та підтримувати

необхідний резерв маневрених генеруючих потужностей, що в результаті призведе до зростання собівартості виробництва електричної енергії в енергосистемі.

Для локальної енергосистеми ТЕСО було визначено, що можливість диспетчерського обмеження СЕС дозволяє збільшити рівень частки встановлених потужностей СЕС в енергосистемі до 20 % [33]. Подальше збільшення частки СЕС в енергосистемі можна досягнути лише шляхом збільшення маневрених резервів або шляхом впровадження САЕ, які забезпечують необхідний час реакції на заряджання/розряджання після надання диспетчерської команди.

У дослідженні, яке було проведено Національною лабораторією з відновлюваної енергетики США (National Renewable Energy Laboratory, NREL) для енергосистеми CAISO (Каліфорнія, США) [34], визначено, що при впровадженні чотирьохгодинних накопичувачів із сумарною номінальною потужністю, яка становить 5,4 % від максимального рівня споживання електричної енергії, зменшується необхідність використання маневрених електростанцій на 42 %, які застосовуються для компенсації коливань потужності СЕС. NREL визначено, що за умови максимального споживання електричної енергії на рівні 54 ГВт номінальна потужність накопичувачів в енергосистемі повинна становити 3 ГВт.

Також у дослідженні NREL [34] визначено, що для збільшення частки СЕС у загальній структурі генеруючих потужностей до 30 % номінальна потужність САЕ повинна становити близько 12,4 % від максимального рівня споживання електричної енергії. Тобто за умови максимального споживання електричної енергії на рівні 54 ГВт номінальна потужність накопичувачів в енергосистемі має бути на рівні 6,7 ГВт та ємність – 26,8 ГВт·год, що в результаті забезпечить зростання частки встановлених потужностей СЕС до 16,2 ГВт без необхідності диспетчерських обмежень.

Отже, державне стимулювання розвитку альтернативних джерел енергії за допомогою фіксованих «зелених» тарифів, яке було впроваджено в Україні у

2009 році, призвело до стрімкого зростання частки встановлених потужностей СЕС. Найбільше СЕС в ОЕС України було впроваджено у 2018–2021 рр. За цей період встановлена потужність СЕС в ОЕС України зросла більше ніж у 8 разів: із 0,8 до 6,4 ГВт.

Водночас із стрімким впровадженням СЕС не було вжито заходів щодо збільшення частки маневрених потужностей в ОЕС України, які є необхідними для компенсації коливань потужності СЕС. Тому, починаючи з 2020 року, уже відбуваються вимушені диспетчерські обмеження генеруючих потужностей в ОЕС України, у тому числі й на ВЕС та СЕС, які є нераціональними, оскільки відбуваються безповоротні втрати електричної енергії, за яку ОСП усе одно повинен сплатити виробнику, для якого встановлено «зелений» тариф або аукціонна ціна.

Із проведеного огляду існуючих досліджень щодо проблематики функціонування СЕС можна зробити висновок, що для забезпечення балансової надійності в енергосистемі зростання частки СЕС повинно супроводжуватись заходами щодо збільшення резервів для регулювання частоти та активності потужності в енергосистемі. При цьому найбільш ефективним методом щодо збільшення частки СЕС є впровадження систем акумулювання.

## **1.2 Особливості структурної будови сонячних електростанцій**

*Опис будови СЕС.* Особливістю функціонування фотоелектричної СЕС є те, що потужність її генерації залежить від інтенсивності сонячного випромінювання. Тому для СЕС є характерним виробництво електричної енергії лише у світлу пору доби. Причому максимальна потужність досягається в полуденні години доби.

Під час потрапляння сонячного випромінювання на поверхню сонячного елемента, який є основою ФЕМ, вільні носії заряду переходять з однієї області напівпровідника в іншу, таким чином утворюється різниця потенціалів [35]. За

умови приєднання до різних ділянок напівпровідника електричних провідників по них буде протікати електричний струм.

Найпоширенішим видом ФЕМ є кремнієві, які поділяються на монокристалічні, полікристалічні та аморфні [36]. За інформацією NREL, ефективність роботи кремнієвих кристалічних ФЕМ станом на 2020 рік досягнула вже 21,2–23,3 % [37].

ФЕМ розташовуються на несучих конструкціях з відповідним кутом нахилу, який змінюється залежно від території розташування електростанції. Переважна більшість СЕС будується в Україні за типом нерухомої конструкції кріплення ФЕМ із фіксованим кутом нахилу близько 25 градусів. ФЕМ, які розташовуються над поверхнею землі, з'єднуються між собою, утворюючи таким чином стрінг. Послідовне з'єднання декількох ФЕМ між собою за допомогою кабельних ліній (КЛ) постійного струму дозволяє набирати відповідну напругу (як правило, це система на 1000 або 1500 В), придатну для подальшого перетворення на інверторах.

Структурно СЕС поділяється на частину постійного (Direct Current, DC) та змінного (Alternating Current, AC) струму. До DC частини належать ФЕМ, металеві конструкції для їх кріплення, КЛ постійного струму та інші матеріали, необхідні для прокладання КЛ. До AC частини належать перетворювальні інвертори, трансформаторні підстанції, обладнання для обліку електричної енергії (лічильники й трансформатори струму) та інше комутуюче обладнання (рубильники, вимикачі), які встановлюють у розподільчому пункті, КЛ змінного струму та інші матеріали, необхідні для прокладання КЛ.

На СЕС встановлюються мережеві стрінгові або центральні інвертори. Сучасні інвертори є імпульсними перетворювачами, у яких частота вихідної електроенергії відповідає частоті в енергосистемі. При будівництві СЕС до перетворювальних інверторів висуваються вимоги із забезпечення регулювання коефіцієнта потужності на рівні 0,9. Тобто перетворювальні інвертори за необхідності можуть замість частини активної потужності виробляти реактивну потужність.

І. В. Бліновим та ін. [36] було досліджено можливість ВДЕ, які мають перетворювальні інвертори, брати участь у регулюванні напруги та реактивної потужності в розподільчих мережах, які показали можливість зменшення втрат під час передачі електричної енергії до 8 %.

Структурна схема СЕС показана на рис. 1.1.

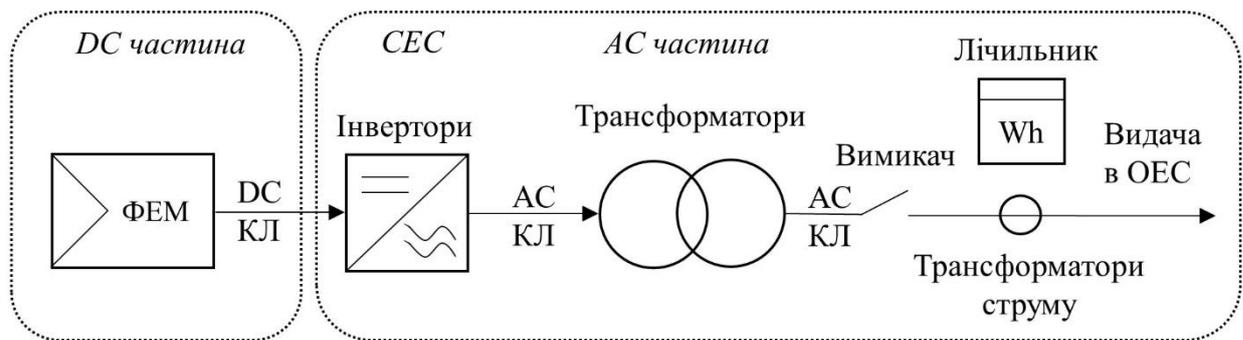


Рис. 1.1 – Структурна схема СЕС

Капітальні інвестиційні витрати на частку обладнання постійного струму залежать від встановленої потужності ФЕМ, а на АС частину – від встановленої потужності інверторів. Встановлена потужність інверторів СЕС не може бути більшою за дозовану потужність приєднання до електричних мереж, яка вказується в технічних умовах (ТУ). Співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів має назву *коефіцієнт перевантаження* (DC/AC ratio або DC/AC oversizing).

Для стандартних умов функціонування СЕС встановлена потужність ФЕМ є більшою за встановлену потужність інверторів. Збільшення потужності ФЕМ порівняно з потужністю інверторів виконується для компенсації технологічних втрат, які виникають під час виробництва електричної енергії (у КЛ, інверторах, трансформаторах тощо). Збільшення встановленої потужності ФЕМ вище необхідного рівня компенсації технологічних втрат призводить до зростання обсягів виробництва електричної енергії, що є одним із способів збільшення прибутковості функціонування СЕС.

Прийняте співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів (DC/AC ratio) для СЕС, як правило, визначається ще на етапі бізнес-проекту або

створення технічного завдання на проектування. Від правильного вибору співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів будуть залежати обсяги виробництва електричної енергії та відповідно прибуток для власника електростанції. Будівництво СЕС із неоптимальною структурою обладнання СЕС призводить до нераціональних витрат коштів та відповідно до зниження конкурентоздатності таких інвестиційних проєктів. Разом з тим актуальним науковим завданням є визначення оптимального співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів, яке забезпечуватиме мінімальну собівартість виробництва електроенергії.

*Огляд досліджень впливу зміни DC/AC ratio СЕС на собівартість виробництва електроенергії.* В огляді досліджень К. Zipp, яке опубліковано на сайті Solar Power World [38], показано, що збільшення встановленої потужності ФЕМ над потужністю інверторів призводить до зниження середньозваженої собівартості виробництва електроенергії (Levelized Cost of Electricity, LCOE). Зниження LCOE через збільшення обсягів виробництва електричної енергії досягається навіть з урахуванням втрати частини виробленої електричної енергії за наявності обмеження на інверторах. Так для окремих проєктів оптимальним є збільшення встановленої потужності ФЕМ до 60 % над встановленою потужністю інверторів СЕС (DC/AC ratio 1.6) [38].

У дослідженні, проведеному J. V. Mondol та ін. [39] для СЕС, розташованих у різних локаціях Європи, визначено, що співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів, яке забезпечує максимальну ефективність роботи СЕС, залежить від їх вартості. Також було визначено, що при використанні інверторів з високою ефективністю роботи (98 %) оптимальне співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів для Європи змінюється в межах від 1.4 до 1.8. Так за критерієм максимізації прибутку СЕС визначено оптимальне DC/AC ratio для електростанцій, розташованих на території Іспанії – 1.4–1.5; Франції – 1.6; Німеччини – 1.7; Великої Британії – 1.8.

У дослідженні Т. Khatib та ін. [40] наведено ітеративний метод визначення співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів, який базується на

максимізації прибутку. За результатами моделювання визначено, що при використанні перетворювальних інверторів з номінальною потужністю 50 кВт оптимальне співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів для території Малайзії змінюється в межах DC/AC ratio 1.31–1.55. До того ж було показано залежність оптимального DC/AC ratio від зміни рівня інтенсивності сонячного випромінювання й температури навколишнього середовища. Залежно від потужності інверторів (від 5 до 100 кВт) оптимальне співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів для території Малайзії змінюється в межах 1.21–1.43.

У дослідженні R. Mounetou та ін. [41] оптимальне співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів визначалось на основі аналізу капітальних інвестиційних витрат й отриманих обсягів виробленої електричної енергії. За результатами дослідження визначено, що за наявності фіксованого кута нахилу металоконструкцій та застосування полікристалічних ФЕМ оптимальне DC/AC ratio, яке забезпечуватиме найнижчу собівартість виробництва електроенергії, знаходиться в таких межах: для пустель – 1.22–1.32; для тропічного клімату – 1.37–1.43; для континентального клімату – 1.43–1.45.

У дослідженні, яке було проведено A. Sangwongwanich та ін. [42], враховано скорочення терміну служби інверторів СЕС, що відбувається у випадку їхнього перевантаження надмірною потужністю ФЕМ. Було визначено, що співвідношення DC/AC ratio на рівні 1.6 для територій з низьким рівнем сонячного випромінювання (Ольборг, Данія) призводить до зниження терміну служби інверторів від 50 до 28 років, а для територій з високим рівнем сонячного випромінювання (Арізона, США) зазначене співвідношення скоротить термін служби інверторів до 15 років. Перевантаження інверторів надлишковою потужністю ФЕМ може призвести до необхідності повної заміни інверторів, що потрібно враховувати при оцінці собівартості виробництва електроенергії протягом усього періоду комерційної експлуатації електростанції.

За результатами дослідження U. M. Choi [43] слідує, що для територій із середнім рівнем інтенсивності сонячного випромінювання (Іза, Іспанія),

будівництво СЕС із співвідношенням встановленої потужності ФЕМ/інверторів у межах 1.25–2.0 призводить до скорочення терміну служби інверторів від 50 до 30 років. Отже, при оцінці собівартості виробництва електроенергії додаткові витрати, пов'язані з повною заміною інверторів, можна не враховувати за умови, якщо термін комерційної експлуатації СЕС не перевищує 30 років.

При дослідженні роботи СЕС важливо враховувати ефективність її роботи (Performance Ratio, PR). Вплив зміни ефективності роботи СЕС на загальну вартість проекту було досліджено А. Walker та ін. [44] (NREL). Як вхідні дані для оптимізації було прийнято 2 тисячі СЕС, розташованих у штаті Каліфорнія, США. За наявності фіксованої встановленої потужності ФЕМ на рівні 100 кВт визначено оптимальне співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів, яке забезпечуватиме найнижчу вартість життєвого циклу проекту (Life of Cycle Cost, LCC) на рівні AC/DC ratio 0.67, що відповідає DC/AC ratio 1.49. Так за наявності ефективності СЕС на рівні 90 % оптимальне DC/AC ratio 1.51, а за наявності ефективності 80 % – DC/AC ratio 1.7.

Вплив погодних факторів (зміни інтенсивності сонячного випромінювання, температури навколишнього середовища, швидкості вітру) на ефективність роботи СЕС було досліджено Т. Dierauf та ін. [45] (NREL). Було визначено, що під час зниження температури повітря в холодну пору року збільшується робоча напруга на ФЕМ та відповідно зростає потужність виробництва електричної енергії, що призводить до збільшення ефективності роботи СЕС. Під час підвищення температури повітря зменшується робоча напруга на ФЕМ та відповідно потужність СЕС, що призводить до зниження ефективності її роботи. Запропонований метод визначення ефективності роботи СЕС з урахуванням погодних факторів дозволяє підвищувати точність прогнозування виробітку електричної енергії на СЕС.

У дослідженні, проведеному N. Müller та ін. [46], було визначено, що надмірне збільшення встановленої потужності ФЕМ над потужністю інверторів призводить до виникнення надлишкової потужності, яка обмежується на інверторах. Таким чином, відбуваються безповоротні втрати електричної енергії.

Для збереження надлишкової електричної енергії було запропоновано в структуру СЕС впровадити батарейну систему акумулювання електроенергії. За результатами моделювання визначено, що встановлення АБ із номінальною ємністю 0,6 МВт·год та підключення її до центрального інвертора на СЕС потужністю 1,4 МВт дозволяє зберегти 80 % електричної енергії, яка раніше втрачалась за умови обмеження на інверторах.

Отже, основна структура СЕС визначається співвідношенням встановленої потужності постійного та змінного струму (DC/AC ratio). Встановлена потужність постійного струму визначається сумарною потужністю ФЕМ, а встановлена потужність змінного струму – інверторів. За наявності стандартної будови СЕС встановлена потужність ФЕМ має бути більшою за встановлену потужність інверторів на величину технологічних втрат, що виникають під час виробництва електричної енергії.

Багато проєктів нових СЕС реалізується за наявності збільшеного співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів. З одного боку, це потребує залучення більших обсягів капітальних інвестиційних витрат, а з іншого – призводить до збільшення обсягів виробництва електроенергії та відповідно до зниження собівартості її виробництва.

З оглянутих досліджень видно, що на величину оптимального DC/AC ratio впливає вартість обладнання, територія розташування електростанції та відповідно інтенсивність сонячного випромінювання, ефективність роботи електростанції. Залежно від території розташування СЕС оптимальне DC/AC ratio, яке забезпечуватиме найнижчу собівартість виробництва електроенергії, визначено таким [39]–[41]: для пустель – 1.22–1.32; для тропічного клімату – 1.37–1.43; для континентального клімату – 1.43–1.45; для Іспанії – 1.4–1.5; Франції – 1.6; Німеччини – 1.7; Великої Британії – 1.8.

Слід зазначити, що при моделюванні роботи СЕС, за наявності різних співвідношень встановленої потужності ФЕМ/інверторів, використовується спеціалізоване програмне забезпечення, яке є обмеженим для широкого кола користувачів, потребує витрат коштів.

Тому розробка відкритих математичних моделей для визначення оптимальної структури обладнання СЕС в частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів за критерієм мінімізації собівартості виробництва електричної енергії залежно від зміни інтенсивності сонячного випромінювання є актуальним науковим завданням.

### **1.3 Огляд наявних досліджень спільної роботи сонячних електростанцій та систем акумулювання електроенергії**

*Загальний огляд накопичувачів.* У проведеному дослідженні каліфорнійського незалежного оператора системи передачі (CAISO) зазначено, що за основними типами накопичувачі поділяються на механічні (ГАЕС, маховики, системи зберігання стисненого повітря); хімічні (водневі електролізери); електрохімічні (на основі АБ); теплові (технології збереження тепла); електричні (системи магнітного накопичення, суперконденсатори); термохімічні (перетворення сонячної енергії в розчини для подальшого зберігання) [47].

У дослідженні Asian Development Bank [48] виділено наступні САЕ електрохімічного типу: літій-іонні (Li – ion); сірчано-натрієві (NaS); на основі рідкого електроліту (Flow); на основі нікелю (Ni – Cd) та свинцево-кислотні (Lead – acid).

За даними звіту IRENA [49], літій-іонні АБ є найпоширенішим типом серед електрохімічних САЕ, частка яких у 2017 році склала 59 %. У цьому звіті IRENA прогнозує, що з 2016 до 2030 року вартість впровадження літій-іонних АБ повинна знизитись до 54–61 %. За фактичними даними Bloomberg NEF, у 2013–2021 рр. фактична вартість літій-іонних АБ знизилась майже в 5 разів: із 668 до 137 \$/кВт [50].

Переваги та недоліки електрохімічних САЕ наведено в таблиці 1.1.

### Переваги та недоліки електрохімічних САЕ [48]

Тип	Переваги	Недоліки
Літій-іонні	- висока енергетична щільність та ефективність роботи; - швидкість реакції; - велика питома потужність.	- низька глибина розряду; - самовільна корозія; - саморозрядження; - зниження ефективності з часом.
Сірчано-натрієві	- велика питома енергоємність; - дешеві робочі матеріали.	- висока температура; - потребують спеціальної інфраструктури; - небезпека загоряння.
На основі рідкого електроліту	- створення потужних систем; - дешеві робочі матеріали.	- займають великі площі; - низька ефективність роботи.
На основі нікелю	- можна повністю розряджати; - висока надійність.	- токсичні матеріали; - мала питома потужність; - саморозрядження.
Свинцево-кислотні	- достатньо вивчена технологія; - простий спосіб виготовлення.	- токсичні матеріали; - небезпека загоряння; - довгий час заряджання; - короткий термін життя.

*Особливості будови САЕ.* Технологічно сучасні АБ у вигляді окремих модулів поміщають на спеціальних стелажах. Разом з необхідними системами (управління та моніторингу, освітлення, опалення, вентиляції, пожежної сигналізації) стелажі АБ вміщуються в транспортні контейнери, що робить такі системи маневреними, тобто здатними змінювати своє місце розташування.

Окремі модулі з АБ з'єднуються між собою силовими та інформаційними КЛ. Загалом конфігурація окремих елементів для кожної САЕ може відрізнитись залежно від номінальної ємності, потужності та призначення накопичувача. Інвертори та силові трансформатори розміщуються в окремих контейнерах залежно від напруги й типу приєднання системи.

Як зазначає у своєму звіті компанія з фінансового консультування та управління активами Lazard [51], процесами заряджання/розряджання на САЕ зазвичай управляє система керування АБ (Battery Management System, BMS), яка

з'єднується із системою керування (Energy Management System, EMS) та системою диспетчерського управління та збору інформації (SCADA, Supervisory Control and Data Acquisition).

*Основні параметри САЕ.* Ключовими технічними параметрами, від яких залежать конструктивна будова САЕ, є номінальна ємність (вимірюється в МВт·год) та номінальна потужність (вимірюється в МВт). Номінальна ємність САЕ забезпечується одиничною ємністю з'єднаних між собою АБ. Номінальна потужність САЕ – це номінальна потужність перетворювального інвертора.

Як зазначає I. Pawel [52], на вартість накопичувача впливає співвідношення його номінальної ємності та потужності. Тобто структура обладнання СЕС визначається співвідношенням встановленої потужності ФЕМ/інверторів, а структура обладнання САЕ – співвідношенням номінальної ємності/потужності.

Окрім номінальної потужності та ємності для САЕ, команда дослідження електромобілей Массачусетського технологічного інституту виділяє наступні ключові технічні характеристики [53]: ефективність повного перетворення АБ (Round Trip Efficiency, RTE), яка характеризує, наскільки ємність розряджання буде меншою за ємність заряджання; глибина можливого розряджання АБ (Depth of Discharge, DoD); залишкова ємність в АБ (State of Charge, SoC), яка характеризує поточний стан АБ.

Швидкість, з якою САЕ здатен розряджатись, характеризується показником C-ratio. Якщо C-ratio рівний одиниці, то це означає, що накопичувач буде розряджатись на максимальній потужності протягом однієї години. Якщо C-ratio дорівнює 2, то це означає, що накопичувач здатен повністю розрядитись протягом 30 хвилин.

Серед САЕ можна виділити швидкодіючі та повільнодіючі системи [54]. У швидкодіючих системах номінальна потужність може в декілька разів перевищувати номінальну ємність ( $C\text{-ratio} > 1$ ), тобто повне заряджання/розряджання відбувається менше ніж за одну годину. Швидкодіючі системи використовуються там, де потрібна миттєва реакція із видачею значної

потужності протягом короткого періоду часу. Швидкодіючі системи підходять для регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі, підтримання параметрів надійності та якості електроенергії тощо. Повільнодіючі накопичувачі використовуються для перенесення електричної енергії та енергетичного арбітражу.

*Особливості розташування накопичувачів в енергосистемах.* Як зазначає О. Ф. Буткевич та ін. [55], за наявності розташування накопичувачів у місцях транспортування електричної енергії, у вузлах перетинів ліній електропередачі важливо враховувати всі особливості мережевої інфраструктури. Чим більша кількість накопичувачів розташована в перетинах енергосистеми, тим буде кращий результат їх функціонування. До того ж важливо виконувати розрахунки режимів роботи енергетичного вузла з урахуванням його динамічної та статичної стійкості.

О. В. Кириленко та ін. [56] було досліджено різні варіанти розташування накопичувачів в енергетичних мережах та вплив їх функціонування на режими роботи енергетичних вузлів. Дослідження проводилось з урахуванням максимізації прибутку від купівлі/продажу електричної енергії на ринку, виходячи з розташування, ємності та кількості накопичувачів. За результатами розрахунків визначено, що за наявності забезпечення максимальної ефективності роботи накопичувача можна досягнути терміну окупності інвестицій близько 12 років.

За умови встановлення накопичувача в енергетичному вузлі чи на підстанції потрібно проходити всю процедуру, починаючи від отримання в оренду земельної ділянки з відповідним цільовим призначенням, отримання ТУ на приєднання до електричних мереж, отримання відповідних дозволів, що несе за собою відповідні фінансові витрати та час. Під час розрахунків економічної ефективності впровадження потрібно оцінювати відповідні ризики через технічні обмеження мережевої інфраструктури, які можуть призвести до повної або часткової втрати можливості передачі електричної енергії у зв'язку з різними аварійними обставинами тощо.

У випадку встановлення накопичувача на території електростанції не потрібно відводити в оренду земельну ділянку (якщо на СЕС є вільне місце), отримувати ТУ, дозволи чи ліцензії, оскільки такий накопичувач функціонуватиме як частина електростанції. До того ж розташування САЕ на території СЕС дозволяє мінімізувати втрати під час передачі електричної енергії. У дослідженні F. Rap та ін. [57] (NREL) було визначено, що розташування накопичувача безпосередньо на території електростанції з підключенням до її наявних мереж забезпечує зниження на 7–8 % капітальних інвестиційних витрат порівняно з розташуванням його в енергетичному вузлі.

*Типи приєднань СЕС та САЕ.* Як зазначає Ю. П. Колонтаєвський та ін. [58], акумулятори на СЕС встановлюються з метою стабілізації її потужності, що особливо актуально в час низької інтенсивності сонячного випромінювання. У такому випадку підтримка потужності СЕС здійснюється, використовуючи розрядження АБ. До того ж найбільш універсальним рішенням є підключення АБ до гібридного інвертора на СЕС.

Як зазначає D. Walsh та ін. у дослідженні кооперації NRECA [59], існує два основних типи приєднання САЕ, а саме: з боку змінного (AC Coupled) та з боку постійного струму (DC Coupled). Для нових електростанцій приєднання САЕ до СЕС найкраще здійснювати з боку постійного струму. У схемі приєднання DC Coupled приєднання ФЕМ та АБ здійснюється на збірних шинах постійного струму, якими можуть слугувати окремі щити збору потужності або збірні шини на вході до інвертора. Перетворення постійного струму АБ та ФЕМ у змінний струм відбувається за допомогою спільного центрального інвертора. За необхідності на вході в АБ встановлюються конвектори для приведення робочої напруги АБ до рівня ФЕМ.

Структурна схема приєднання САЕ до СЕС з боку постійного струму (DC Coupled) показана на рис. 1.2.

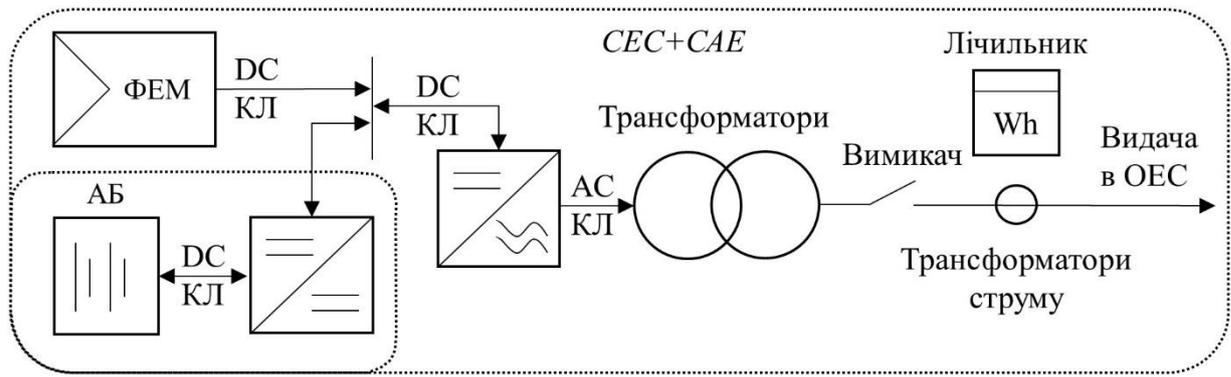


Рис. 1.2 – Структурна схема приєднання САЕ до СЕС (DC Coupled)

Алгоритм спільної роботи СЕС та САЕ за умови приєднання DC Coupled (рис. 1.2) полягає в наступному: під час виникнення надлишкової потужності ФЕМ відбувається заряджання АБ; під час зниження інтенсивності сонячного випромінювання та відповідно потужності генерації ФЕМ – розряджання АБ.

Фізичний відпуск електричної енергії в енергосистему фіксується за допомогою облікового лічильника, який підключається через трансформатори струму. Важливим фактором приєднання САЕ до СЕС по з боку постійного струму є те, що відпуск електричної енергії в енергосистему за наявності генерації ФЕМ та розряджанні АБ здійснюється за однією вартістю. Слід зауважити, що реалізація схеми приєднання DC Coupled (рис. 1.2) виключає можливість окремого від СЕС заряджання/розряджання АБ з енергосистеми.

Перевагою приєднання DC Coupled є висока ефективність роботи гібридної СЕС, оскільки це дозволяє уникнути процесу перетворення електричної енергії з постійного струму в змінний. Як зазначає D. Walsh та ін. [59], при будівництві нових СЕС підключення САЕ краще здійснювати з боку постійного струму, оскільки в такому випадку досягається економія від 1 до 4 % обсягів виробленої електричної енергії.

До наявних СЕС підключення САЕ краще здійснювати з боку змінного струму, оскільки в такому випадку потрібно виконувати мінімальні обсяги реконструкції наявного обладнання. Електричне приєднання САЕ до СЕС здійснюється через КЛ, які підключаються до збірних шин змінного струму розподільчого пункту високої напруги або на трансформаторній підстанції. За

умови відсутності резервної комірки для підключення САЕ встановлюється нова комірка шляхом нарощування збірних шин.

Контейнери, які поставляються від заводу виробника в готовому зібраному вигляді, встановлюються та закріплюються на попередньо підготовлені бетонні фундаменти. Кількість контейнерів та їхній вміст визначається, виходячи з номінальних параметрів САЕ. Таким чином, приєднання САЕ практично не впливає на роботу наявної СЕС, оскільки накопичувач приєднується як окремий елемент.

Структурна схема приєднання САЕ до СЕС з боку змінного струму (AC Coupled) показана на рис. 1.3.

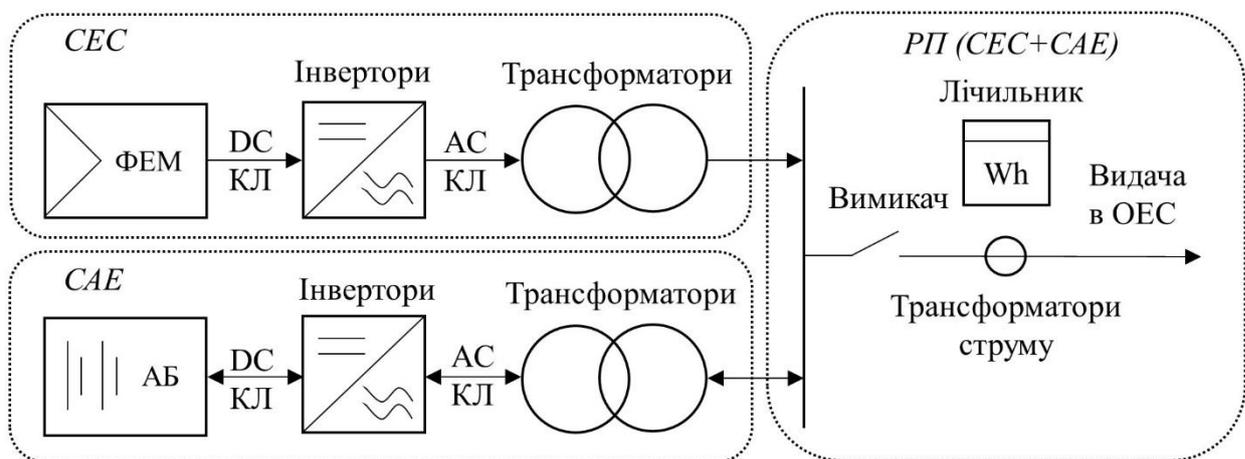


Рис. 1.3 Структурна схема приєднання САЕ до СЕС (AC Coupled)

Алгоритм спільної роботи СЕС та САЕ AC Coupled (рис. 1.3) полягає в наступному: під час перевищення потужності генерації СЕС вище заявленої потужності відпуску електричної енергії в енергосистему відбувається накопичення електричної енергії в САЕ (заряджання АБ), а під час зниження потужності генерації СЕС нижче заявленої потужності відпуску електричної енергії в енергосистему – розряджання АБ.

Для режимів спільної роботи СЕС та САЕ, за наявності яких необхідно здійснювати окреме незалежне від СЕС заряджання/розряджання АБ з енергосистеми, у ринкових умовах підходить схема приєднання AC Coupled.

Як і для DC Coupled, під час приєднання AC Coupled вироблена електрична енергія на СЕС та розряджена з САЕ відпускається в енергосистему також за

однією вартістю. Наявність одного лічильника електричної енергії не дозволяє здійснювати заряджання/розряджання АБ з енергосистеми. Тому з метою фіксації обсягів купленої та проданої електричної енергії на ринку в схему спільної роботи СЕС та САЕ (AC Coupled) додано окрему лінію з лічильником електроенергії (рис. 1.4).

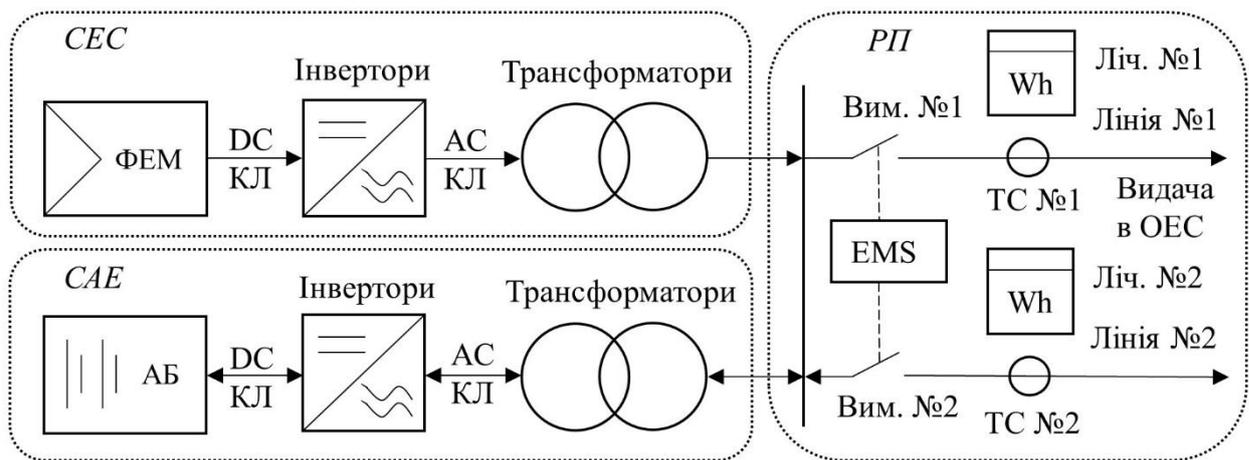


Рис. 1.4 Структурна схема приєднання САЕ до СЕС (AC Coupled)  
із двома окремими обліками електричної енергії

Для спільної роботи СЕС та САЕ (рис. 1.4) можна виділити наступні режими:

I – відпуск виробленої електричної енергії на СЕС в енергосистему без заряджання АБ. Такий режим застосовується, коли потужність генерації СЕС є меншою за потужність приєднання до електричних мереж (згідно з ТУ), тобто не виникає надлишкова електрична енергія. До того ж облік фізичного відпуску електричної енергії із СЕС в енергосистему здійснюється за допомогою лічильника № 1, який підключений через трансформатори струму (ТС) № 1.

II – відпуск виробленої електричної енергії на СЕС в енергосистему з паралельним заряджанням АБ. Такий режим застосовується, коли потужність генерації СЕС є більшою за потужність приєднання до електричних мереж (згідно з ТУ), тобто виникає надлишкова електрична енергія за умови збільшення співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів.

До того ж облік фізичного відпуску електричної енергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, в енергосистему здійснюється за допомогою лічильника № 1, який підключений через трансформатори струму (ТС) № 1. Тобто в такому випадку фізичний відпуск виробленої на СЕС електричної енергії в енергосистему, навіть за наявності переміщення її частини за допомогою заряджання/розряджання АБ, здійснюється за однією вартістю.

III – окреме незалежне від СЕС заряджання/розряджання САЕ. Коли сумарні обсяги виробленої електричної енергії на СЕС є меншими за доступну ємність САЕ, здійснюється закупівля електричної енергії на ринку. Заряджання/розряджання АБ може здійснюватися в будь-яку пору доби, за умови, що не перевищуватиметься потужність приєднання до електричних мереж.

До того ж облік купленої та проданої електричної енергії здійснюється за допомогою облікового лічильника № 2. Заповнення ємності САЕ повністю в межах кожної доби дозволяє забезпечити найбільш ефективне використання обладнання.

Для уникнення маніпулювання на ринку електричної енергії структурна схема приєднання САЕ до СЕС (AC Coupled) із двома окремими обліками електричної енергії (рис. 1.4) має унеможливити купівлю електричної енергії САЕ на вільному ринку за нижчою вартістю (до прикладу, у час нічного зниження навантаження) та відпуск її в енергосистему за фіксованим тарифом (аукціонній ціні), встановленим для СЕС.

Система управління роботою СЕС та САЕ повинна контролювати потоки електроенергії між лініями № 1 та № 2 для унеможливлення маніпулювання. Тобто має бути заборонено купівлю електричної енергії по лінії № 2 та її продаж по лінії № 1. В усіх випадках по лінії № 2 сумарні обсяги купівлі САЕ електричної енергії на вільному ринку мають дорівнювати обсягам продажу, за вирахуванням втрат під час перетворення на АБ.

За наявності відповідних ринкових умов та законодавчого регулювання, вироблену електричну енергію на СЕС можна відпускати в енергосистему за

фіксованим тарифом (аукціонною ціною) або здійснювати продаж на вільному ринку електроенергії. Таким чином, конкуренція на ринку електричної енергії має створити умови щодо стимулювання розвитку СЕС без застосування державної підтримки за допомогою фіксованого тарифу (аукціонної ціни).

*Огляд наявних моделей спільної роботи СЕС та САЕ.* У дослідженні S. Comello та ін. [60] було визначено собівартість спільної роботи СЕС та літій-іонного САЕ для промислового підприємства, розташованого в Німеччині та Каліфорнії (США). Результати дослідження показали, що позитивний економічний ефект від використання АБ досягається через досить велику різницю між стимулюючим фіксованим тарифом державної підтримки та роздрібною вартістю електричної енергії на вільному ринку. Потреби підприємства можна забезпечити електричною енергією, виробленою на СЕС лише в червні, за максимальної інтенсивності сонячного випромінювання, а для всіх інших місяців необхідно здійснювати додаткову купівлю електричної енергії на вільному ринку.

При спільній роботі СЕС та САЕ вплив зміни основних параметрів АБ – номінальної потужності та ємності на собівартість зберігання електроенергії – було досліджено С. S. Lai та ін. [61] для Кенії. Було визначено, що за наявності фіксованої встановленої потужності ФЕМ та збільшення встановленої потужності інверторів СЕС із 5 до 7,5 МВт виникає надлишкова електрична енергія, для збереження якої потрібно впровадити накопичувач з номінальною ємністю 5 МВт·год. Так за наявності ставки дисконтування на рівні 5 % собівартість сумарного відпуску електричної енергії в енергосистему становить 136 \$/МВт·год; за наявності 10 % – 204 \$/МВт·год; 15 % – 235 \$/МВт·год.

Дослідження, проведені J. Norrmann та ін. [62] для приватного сектору в Німеччині, засвідчили, що застосування стимулюючих тарифів або інших державних механізмів підтримки потрібне лише на ранніх етапах впровадження систем акумулювання. Подальші тренди в частині здешевлення вартості систем акумулювання та зростання вартості електричної енергії на ринку зроблять такі технології вигідними навіть без застосування державного стимулювання.

Економічну доцільність впровадження САЕ до СЕС було проведено A. S. Hassan та ін. [63] для енергосистеми Великої Британії. Дослідження показали, що заряджання АБ надлишковою електричною енергією СЕС, яка виникає в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, та її відпуск у період найвищих цін на ринку є вигіднішим, аніж її відпуск за фіксованим тарифом державного стимулювання розвитку ВДЕ. Однак для цього повинні бути відповідні ринкові механізми, які визнаватимуть функціонування гібридних СЕС, що мають у своїй структурі САЕ, або їхніх окремих груп як повноцінних учасників на ринку електричної енергії.

Дослідження спільної роботи СЕС та САЕ з приєднанням AC Coupled для приватного домогосподарства в Німеччині було проведено D. Dongol та ін. [64]. Було визначено, що для досягнення максимальної ефективності використання АБ повинен здійснюватися постійний моніторинг фактичного рівня споживання електричної енергії, зміни інтенсивності сонячного випромінювання, температури повітря, вологості та їх порівняння із прогнозними даними.

Дослідження спільної роботи СЕС та САЕ для енергосистеми в Бразилії було проведено R. S. Salles та ін. [65]. Розглядалась система з максимальною потужністю споживання на рівні 0,46 МВт, номінальною ємністю САЕ 1,67 МВт·год та її потужністю 0,65 МВт. У результаті було визначено, що купівля електричної енергії в час найменших цін на ринку забезпечує економію до 33 % коштів, які витрачаються для власного споживання.

*Приклади проєктів спільної роботи СЕС та САЕ.* Як видно зі звіту компанії Lazard [66], САЕ є універсальними технологіями, які можуть надавати різні послуги. До прикладу, мережевий (standalone) чотирьохгодинний накопичувач номінальною ємністю 400 МВт·год та потужністю 100 МВт (Каліфорнія, США) використовується для надання послуг з регулювання частоти в енергосистемі, забезпечення необхідного резерву для підвищення гнучкості енергосистеми та енергетичного арбітражу з купівлею та продажем електричної енергії на ринку. За таких умов внутрішня норма прибутку (Internal Rate of Return, IRR) для спільної роботи СЕС та САЕ становить 23,7 %.

Батарейний накопичувач номінальною ємністю 200 МВт·год та потужністю 50 МВт, приєднаний до СЕС з боку змінного струму встановленою потужністю 100 МВт (Техас, США), використовується для регулювання частоти, енергетичного арбітражу та швидкодіючого оперативного резерву в енергосистемі [66]. Водночас заряджання АБ здійснюється електричною енергією, виробленою на СЕС, та внутрішня норма прибутку в таких умовах становить 29,1 %.

Батарейний накопичувач номінальною ємністю 2 МВт·год та потужністю 0,5 МВт, приєднаний до автономної СЕС з боку постійного струму встановленою потужністю 1 МВт (Сан-Франциско, США) [56], використовується для економії коштів на оплату електричної енергії для будівлі з офісними приміщеннями. Вироблена електрична енергія на СЕС використовується для власних споживачів, а коли АБ заповнена повністю, відпускається в енергосистему. За таких умов внутрішня норма прибутку (IRR) при спільній роботі СЕС та САЕ становить 23,4 %.

Проекти спільної роботи літій-іонних накопичувачів сумарною потужністю 197 МВт та СЕС встановленою потужністю близько 64 МВт планує розмістити на наявних генеруючих об'єктах ПрАТ «Укргідроенерго» [67]. Метою встановлення таких гібридних систем є збільшення обсягів надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі. До того ж електричну енергію, вироблену на СЕС, планується використовувати для заряджання акумуляторів.

*Огляд національного законодавства впровадження накопичувачів в енергосистемі.* Законом України від 15.04.2021 № 1396-IX [68] було введено нове поняття – система накопичення енергії. Відповідно до вказаного визначення, систему накопичення енергії дозволяється приєднувати до електричних мереж ОСП, ОСР, електростанції, споживача для фізичного відбору, зберігання та подальшого відпуску електричної енергії. Законом України від 15.02.2022 № 2046-IX [69] введено нове поняття – установка зберігання енергії (УЗЕ).

Відповідно до змін у Законі України від 15.02.2022 № 2046-IX [69], діяльність зі зберігання енергії є господарською діяльністю, яка підлягає ліцензуванню. Однак для УЗЕ, що встановлюються на електростанції, дозволяється не отримувати ліцензію із зберігання енергії, за умови, що не перевищуватиметься потужність фізичного відпуску електричної енергії в енергосистему вище, ніж це дозволено відповідно до ліцензії на виробництво електричної енергії для цієї електростанції.

Виробники ВДЕ, які відпускають вироблену електричну енергію в енергосистему за «зеленим» тарифом (аукціонною ціною), мають право встановлювати УЗЕ [69]. Заряджання УЗЕ може здійснюватися електричною енергією, виробленою лише на цій електростанції. До того ж розряджання УЗЕ, тобто відпуск електричної енергії в енергосистему, може здійснюватися в будь-який момент часу, за умови, що не перевищуватиметься дозволена потужність приєднання до електричних мереж.

Слід зазначити, що оператор УЗЕ має право здійснювати купівлю та продаж електричної енергії на всіх сегментах ринку електричної енергії: ринку двосторонніх договорів; ринку «на добу наперед»; внутрішньодобового ринку; балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг.

На виконання вимог Закону України від 15.02.2022 № 2046-IX [69] повинні бути підготовлені зміни в нормативно-правові акти – Правил ринку [21], Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку [70], КСП [11], Кодексу системи розподілу [71]. Відповідно до постанови НКРЕКП від 22.07.2022 № 798 [72] УЗЕ встановленою потужністю 150 кВт і вище повинні отримати ліцензію провадження господарської діяльності зі зберігання енергії.

Отже, літій-іонні САЕ електрохімічного типу мають високу енергетичну щільність та ефективність роботи порівняно з іншими системами накопичення. Компактні габаритні розміри САЕ дозволяють встановлювати їх на будь-яких об'єктах електроенергетики. До того ж розташування накопичувачів на електростанціях має ряд переваг, оскільки в такому випадку не потрібно виконувати транспортування електричної енергії на далекі відстані.

Розташування САЕ на території СЕС дозволяє зекономити інвестиційні витрати на відведення земельної ділянки, будівництво ліній електропередачі тощо.

Для нових СЕС приєднання САЕ найбільш ефективно здійснювати з боку постійного струму. Для наявних СЕС приєднання САЕ найбільш доцільно здійснювати з боку змінного струму, оскільки це забезпечує мінімальні обсяги реконструкції наявного обладнання.

## **Висновки до розділу 1**

1. Проведений огляд загальних трендів розвитку генеруючих потужностей в ОЕС України показав, що для забезпечення балансу електроенергії в енергосистемі, зростання встановлених потужностей фотоелектричних СЕС повинно супроводжуватись збільшенням резервів вторинного й третинного регулювання частоти та активної потужності. Це пов'язано із специфікою виробництва електричної енергії на СЕС, потужність генерації якої залежить від інтенсивності сонячного випромінювання. Забезпечення балансу електроенергії в енергосистемі полягає в тому, що для компенсації коливань потужності СЕС маневрені електростанції повинні змінювати свою потужність.

2. Без впровадження нових маневрених резервів в ОЕС України збільшення встановлених потужностей СЕС призводитиме до виникнення надлишкової електричної енергії, особливо в полуденні години доби під час пікової інтенсивності сонячного випромінювання. У цьому випадку для збереження балансу електроенергії в енергосистемі виконуються вимушені диспетчерські обмеження генеруючих потужностей ВДЕ, які є нераціональними з економічної точки зору, оскільки відповідно до чинного законодавства ОСП усе одно повинен сплатити кошти за втрачену електричну енергію виробнику, для якого встановлений «зелений» тариф або аукціонна ціна.

3. Проведений огляд структурних особливостей будови СЕС показав, що основними технічними показниками є встановлена потужність ФЕМ та інверторів. Актуальним науковим завданням є визначення такого оптимального

співвідношення співвідношенням встановленої потужності ФЕМ та інверторів СЕС, що забезпечуватиме мінімальну собівартість виробництва електроенергії та номінальних технічних параметрів САЕ, необхідних для збереження надлишкової електричної енергії.

До першого розділу увійшли результати дослідження, які опубліковано в роботі [54] автора дисертації.

## РОЗДІЛ 2

### МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ІЗ УРАХУВАННЯМ ЇХ СТРУКТУРНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ

#### **2.1 Визначення техніко-економічних показників функціонування сонячної електростанції залежно від параметрів її обладнання**

Коли оцінюють ефективність функціонування електростанцій, то беруть за основу техніко-фізичні показники, для яких характерними є умовно-постійні витрати, що залежать від встановленої потужності енергогенеруючого обладнання, та умовно-змінні витрати, що залежать від обсягу виробництва електричної енергії. Визначивши собівартість виробництва електроенергії за фактичними та прогнозними показниками витрат, можна оцінити ефективність функціонування електростанції порівняно з іншими.

Однак, як зазначає С. В. Шульженко [73], порівнювати технологічно різні типи електростанцій між собою, використовуючи основні техніко-фізичні показники, не є коректним. Техніко-фізичні показники функціонування електростанцій залежать від ринкових умов (вартості купівлі та транспортування палива, рівня тарифу на передачу електроенергії, тарифу на диспетчеризацію, оплати за викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище тощо). До того ж техніко-фізичні показники можуть змінюватись залежно від року комерційної експлуатації електростанції. Отже, визначення техніко-фізичних показників є лише проміжним результатом у завданнях довготермінового прогнозування розвитку електроенергетики.

Для техніко-економічної оцінки та порівняння ефективності функціонування електростанцій різного виду між собою найбільш доцільно використовувати єдиний базовий показник. Як зазначає С. В. Шульженко [73], таким показником є середньозважена собівартість виробництва електричної енергії за життєвий цикл електростанції.

Одна із важливих особливостей середньозваженої собівартості виробництва електроенергії полягає в тому, що для різних років експлуатації електростанції вона буде однаковою. Саме ця особливість дозволяє порівнювати між собою електростанції різного типу, до того ж вони можуть бути введені в експлуатацію в різний час. При визначенні середньозваженої собівартості виробництва електроенергії враховують не лише техніко-фізичні показники функціонування електростанції, але й зовнішні економічні фактори.

Урахування зовнішніх економічних факторів у процесі визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії здійснюється через визначення майбутньої вартості доходів витрат порівняно з теперішніми через ставку дисконтування. Як зазначає С. В. Шульженко [74], використання дисконту визначає прагнення будь-якого суб'єкта господарювання одержувати в майбутньому більше коштів, ніж він отримує зараз.

Одним із завдань прогнозування розвитку електроенергетики в ринкових умовах є важливість для кожного індивідуального проєкту проведення оцінки інвестиційної привабливості, яку можна визначити через номінальний дисконт з урахуванням інфляції національної валюти. До того ж економічну оцінку інвестиційних проєктів упровадження електростанцій доцільно здійснювати шляхом побудови моделей життєвого циклу, які дозволяють визначати собівартість виробництва електричної енергії, виходячи із сукупних витрат та доходів.

*Методологія визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії.* За інформацією IRENA, загальноприйнята методика визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії (LCOE) [75] визначається відношенням усіх витрат до обсягів виробництва електричної енергії за весь період життєвого циклу. До того ж LCOE дозволяє враховувати витрати на різних етапах життєвого циклу електростанції: бізнес-проєкт, проєктування, постачання й транспортування матеріалів, будівництво, комерційна експлуатація електростанції, виведення, утилізація тощо.

Як зазначено в аналітичному огляді, який виконаний за підтримки Представництва Фонду ім. Гайнріха Бюлля в Україні [76], для СЕС та ВЕС при визначенні середньозваженої собівартості виробництва електроенергії не потрібно враховувати паливну складову витрат, оскільки ці електростанції використовують невичерпні ресурси. Як зазначає Т. П. Нечаєва [77], паливна складова для ВЕС відсутня, оскільки джерелом енергії на ній є невичерпне джерело енергії.

Для СЕС складову витрат на закупівлю паливних ресурсів також не враховують, оскільки джерелом енергії є сонячне випромінювання, яке потрапляє на ФЕМ безкоштовно, і його вважають невичерпним джерелом енергії. Тобто фактично на СЕС відсутні умовно-змінні витрати, які залежать від обсягів виробництва електричної енергії. Хоча й СЕС споживає незначні обсяги електричної енергії на власні потреби, вони в кінці розрахункового місяця сальдуються з обсягами відпущеної електричної енергії.

LCOE для СЕС визначається через відношення всіх сумарних витрат до обсягів виробленої електричної енергії за життєвий цикл електростанції:

$$LCOE^{PV} = \frac{C^{PV} + \sum_{n=1}^N \frac{O_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}}}, \quad (2.1)$$

де  $LCOE^{PV}$  – середньозважена собівартість виробництва електроенергії на СЕС, \$/МВт·год;

$C^{PV}$  – капітальні інвестиційні витрати за наявності впровадження СЕС, \$;

$N$  – термін комерційної експлуатації електростанції, років;

$O_n^{PV}$  – операційні витрати при експлуатації СЕС у році  $n$ , \$;

$r$  – ставка дисконтування, частка;

$E_n^{PV}$  – сумарні обсяги відпущеної електричної енергії в енергосистему в році  $n$ , МВт·год.

Виходячи із визначення (2.1), знизити LCOE можна шляхом збільшення обсягів виробництва електричної енергії або зменшення витрат. Капітальні

інвестиційні витрати при впровадженні СЕС (Capital Expenditure, CAPEX) визначаються, виходячи з розподілу витрат на обладнання постійного (DC) та змінного (AC) струму:

$$C^{PV} = c^I \cdot P^{DC} \cdot \frac{k^{DC}}{100} + c^I \cdot P^{AC} \cdot \frac{k^{AC}}{100}, \quad (2.2)$$

де  $c^I$  – питомі інвестиційні капіталовкладення, тис. \$/МВт;

$P^{DC}$  – встановлена потужність ФЕМ, МВт;

$k^{DC}$  – частка вартості DC обладнання від капіталовкладень, %;

$P^{AC}$  – встановлена потужність інверторів, МВт;

$k^{AC}$  – частка вартості AC обладнання від капіталовкладень, %.

Операційні витрати за умови експлуатації СЕС залежать від встановленої потужності ФЕМ та інверторів. Витрати на повернення відсотків за запозичені кошти та ремонт обладнання визначаються окремо для обладнання постійного та змінного струму. До витрат, які залежать від встановленої потужності DC, належать: витрати на заробітну плату, які визначаються, виходячи з кількості працівників і середньої величини заробітної плати на одного працівника; витрати на оренду землі, які визначаються, виходячи з питомої вартості оренди та площі земельної ділянки.

Операційні витрати (Operating Expenditure, OPEX) у момент експлуатації СЕС визначаються:

$$O_n^{PV} = O_n^{P-DC} + O_n^{R-DC} + O_n^{S-DC} + O_n^{L-DC} + O_n^{P-AC} + O_n^{R-AC}, \quad (2.3)$$

де  $O_n^{P-DC}$  – витрати на повернення відсотків за запозичені кошти на DC обладнання в році  $n$ , \$;

$O_n^{R-DC}$  – витрати на ремонт DC обладнання в році  $n$ , \$;

$O_n^{S-DC}$  – витрати на виплату заробітної плати працівникам у році  $n$ , \$;

$O_n^{L-DC}$  – витрати на оренду землі в році  $n$ , \$;

$O_n^{P-AC}$  – витрати на повернення відсотків за запозичені кошти на AC обладнання в році  $n$ , \$;

$O_n^{R-AC}$  – витрати на ремонт AC обладнання в році  $n$ , \$.

Формулювання капітальних інвестиційних витрат за умови впровадження СЕС (CAPEX) у вигляді (2.2) та операційних витрат за умови експлуатації СЕС (OPEX) у вигляді (2.3) дозволяє визначати середньозважену собівартість виробництва електроенергії (LCOE) для СЕС за умови різного співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів. Так на етапі визначення структури СЕС за умови співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів у визначенні (2.1) буде змінюватись LCOE.

Як зазначає Т. П. Нечаєва [77], при розрахунку середньозваженої собівартості виробництва електроенергії потрібно враховувати витрати за частку запозичених коштів. Витрати за частку запозичених коштів визначають ануїтетним методом виплат на основі незмінності суми періодичних платежів та відсоткової ставки. До того ж розрахунок суми періодичних платежів за відсотками здійснюється з урахуванням сумарних інвестиційних витрат у момент впровадження СЕС. Витрати за частку запозичених коштів для обладнання постійного та змінного струму з урахуванням терміну будівництва й терміну повернення кредитних коштів визначаються за формулою:

$$O_n^{P-DC(AC)} = (1+r^b)^{n-1} \left[ \frac{-r^b \cdot C^{I-DC(AC)} \cdot D}{1-(1+r^b)^m} (1+r^b)^{1-n} - 1 \right] - \frac{r^b \cdot C^{I-DC(AC)} \cdot D}{1+r^b}, \quad (2.4)$$

де  $b$  – термін будівництва електростанції з моменту вкладення перших інвестицій до часу введення її в комерційну експлуатацію, років;

$D$  – частка кредитних коштів, %;

$m$  – термін повернення кредитних коштів, років.

На СЕС обсяги виробництва залежать від встановленої потужності ФЕМ, а інвертори лише виконують функцію перетворювачів виробленої електричної енергії постійного (DC) у змінний струм (AC). Обсяги виробництва електричної енергії на 1-му році експлуатації СЕС визначаються через спрощений загальноприйнятий підхід із застосуванням коефіцієнта використання встановленої потужності (КВВП):

$$E_1^{PV} = E_0^{PV} \cdot (1 - \beta_0) \quad (2.5)$$

де  $E^{PV}_1$  – обсяги виробництва електроенергії на 1-му році експлуатації СЕС, МВт·год;

$E^{PV}_0$  – початкові обсяги виробництва електроенергії, МВт·год;

$\beta_0$  – коефіцієнт готовності електростанції або початкова деградація ФЕМ.

Особливість визначення обсягів виробництва електричної енергії на СЕС полягає в тому, що вони з роками будуть зменшуватись, що пов'язано з деградацією ФЕМ. Рівень деградації залежить від типу ФЕМ і становить у середньому 0,55–0,7 % за рік. Враховуючи початкову деградацію ФЕМ, яка становить у середньому 2,5 %, сумарне зниження щорічних обсягів виробництва електричної енергії на кінець проєктного терміну комерційної експлуатації (за 25 років) може сягати до 20 %.

З урахуванням щорічної деградації ФЕМ обсяги виробництва електричної енергії на кожному році комерційної експлуатації СЕС визначаються [78]:

$$E_n^{PV} = E_{n-1}^{PV} \cdot (1 - \beta), \quad n = 2 \div N, \quad (2.6)$$

де  $\beta$  – щорічний коефіцієнт деградації ФЕМ.

Урахування деградації ФЕМ дозволяє більш точно визначати LCOE для СЕС, що є важливим для оцінки конкурентоспроможності таких електростанцій порівняно з іншими. Урахування деградації ФЕМ для визначення обсягів і собівартості виробництва електричної енергії дозволяє зменшити ризики інвестиційного проєкту [78].

Із проведеного дослідження J. Aldersey-Williams та ін. [79] випливає, що ставка дисконтування має значний вплив на середньозважену собівартість виробництва електроенергії. Загалом існують різні методи визначення ставки дисконтування. Як зазначає О. С. Ралко [80], враховуючи розвиток фондового ринку в Україні, найбільш доцільно ставку дисконтування визначати через середньозважену вартість капіталу (Weighted Average Cost of Capital, WACC).

На рівень WACC впливають наступні фактори [81]: ситуація на фондовому ринку, де здійснюється торгівля цінними паперами; відсоткова ставка капітальних інвестицій; рівень ризику нового будівництва, який визначається для кожної країни індивідуально. Як правило, зниження рівня WACC підвищує

привабливість залучення зовнішніх інвестицій для реалізації нових проєктів. Рівень WACC для країни зменшується при здешевленні капіталу, зниженні відсоткової ставки для залучення кредитних коштів, покращенні ситуації на фондовому ринку, збільшенні економічної привабливості та різновидів інвестиційних проєктів [81].

Як зазначає Т. Ф. Григораш [82], WACC дозволяє врахувати частку власних/запозичених коштів, вартість власного капіталу, відсоткову ставку за кредитом і ставку податку на прибуток:

$$r = WACC = \frac{D}{D + E} d \cdot (1 - F) + \frac{E}{D + E} e, \quad (2.7)$$

де  $E$  – частка власних коштів, %;

$d$  – кредитна ставка (Національного банку України), %;

$F$  – ставка податку на прибуток, %;

$e$  – вартість власного капіталу, %.

*Дослідження впливу зміни DC/AC ratio на обсяги виробництва електричної енергії.* З оглянутих досліджень (розділ 1.2) видно, що на СЕС збільшити обсяги виробництва електричної енергії можна шляхом збільшення встановленої потужності DC. До того ж у момент збільшення встановленої потужності ФЕМ встановлена потужність інверторів повинна залишатись незмінною. У час пікової інтенсивності сонячного випромінювання надлишкова електрична енергія ФЕМ буде обмежуватись на інверторах, тобто просто втрачатись і не відпускатись в енергосистему.

Як об'єкт для дослідження впливу зміни співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів (DC/AC ratio) на обсяги виробництва електричної енергії було прийнято умовну СЕС, яка розташована біля географічного центру України (координати – 49.014 пн. ш. та 31.286 сх. д.). Для проведення розрахунків було використано дані за середнім значенням інтенсивності сонячного випромінювання протягом року із загальнодоступної бази даних Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [83]. Вхідні дані сформовані за середнім значенням інтенсивності сонячного випромінювання для

кожного місяця року з урахуванням кута нахилу металоконструкцій кріплення ФЕМ на рівні 25 градусів та нульового азимута відносно півдня.

Для досліджуваної СЕС було прийнято наступне: 1) встановлена потужність інверторного обладнання є незмінною на рівні 10 МВт; 2) встановлена потужність ФЕМ змінюється від 12,5 МВт до 20 МВт; 3) технологічні втрати за умови виробництва електричної енергії – 25 %.

На рис. 2.1. показано добовий графік потужності СЕС із різним DC/AC ratio, отриманим за результатами розрахунків на основі (2.1) – (2.7).

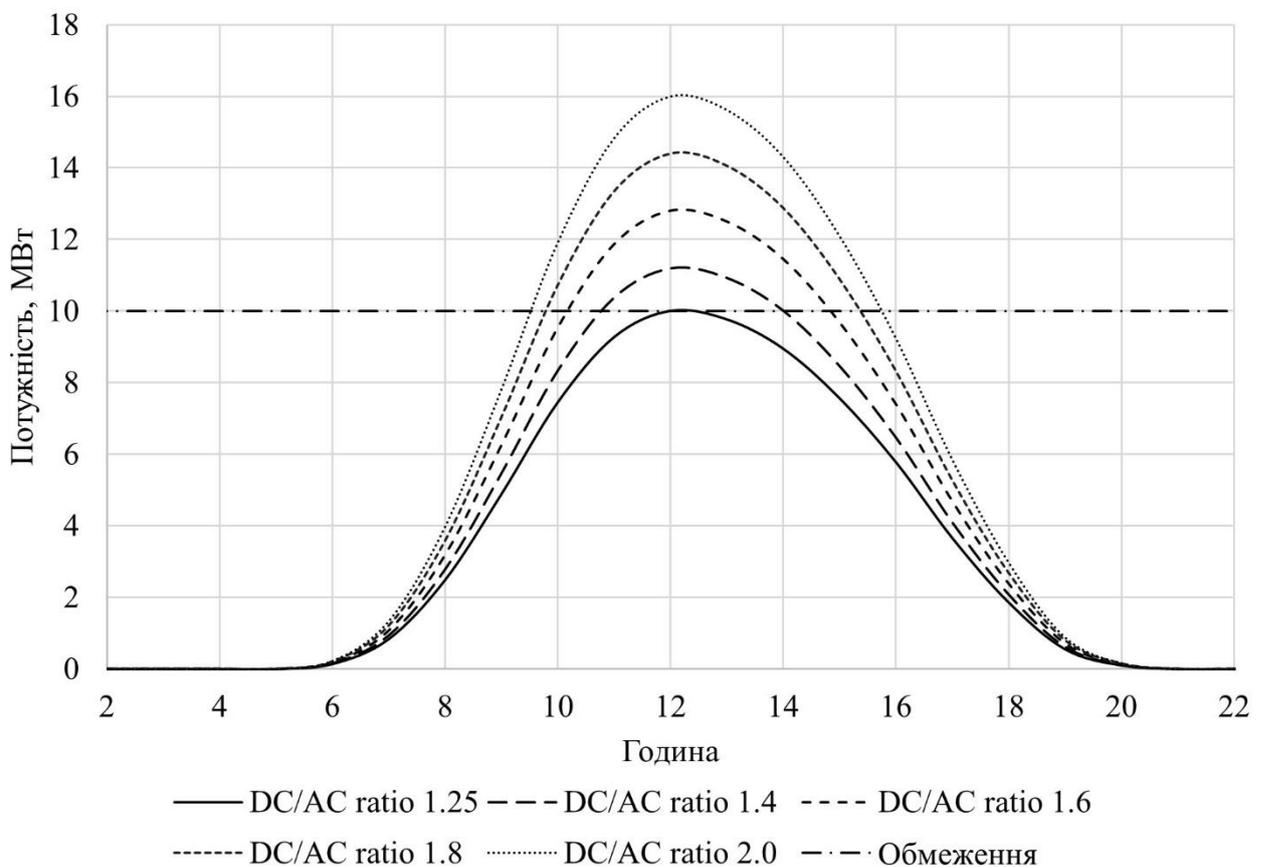


Рис. 2.1 Добовий графік потужності СЕС при різному DC/AC ratio

На рис. 2.1 фіксована встановлена потужність інверторів на рівні 10 МВт показана кривою «Обмеження». Із DC/AC ratio на рівні 1.25 потужність ФЕМ знаходиться нижче рівня обмеження, у такому випадку вся електрична енергія, вироблена на ФЕМ, буде перетворюватись на інверторах та відпускатись в енергосистему.

У період зростання встановленої потужності ФЕМ більше ніж на 25 % площа під кривою потужності зростає, тобто обсяги виробництва електричної енергії починають збільшуватись. У час, коли потужність генерації ФЕМ є вищою за встановлену потужність інверторів, на них відбувається обмеження, таким чином уся надлишкова електрична енергія втрачається.

З рис. 2.1. видно, що за умови збільшення встановленої потужності ФЕМ крива потужності стає стрімкішою, тобто СЕС швидше виходить на максимальну потужність. До того ж час відпуску електричної енергії на максимальній потужності зростає. У момент збільшення встановленої потужності ФЕМ на 60 % (DC/AC ratio 1.6) час видачі потужності становить 5 годин (із 10:00 до 15:00 години).

Обсяги виробництва, відпуску та обмеження електричної енергії на СЕС із різним значенням DC/AC ratio, отриманим за результатами розрахунків на основі (2.1) – (2.7), наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

**Обсяги виробництва, відпуску та обмеження електричної енергії на СЕС із різним значенням DC/AC ratio**

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення				
Встановлена потужність інверторів	МВт (AC)	10,0				
Встановлена потужність ФЕМ	МВт (DC)	12,5	14,0	16,0	18,0	20,0
Обсяги виробництва e/e	МВт·год	73,25	82,04	93,76	105,48	117,20
Обсяги відпущеної e/e	МВт·год	73,25	79,51	85,15	89,19	92,43
Обсяги обмеження e/e	МВт·год	-	2,53	8,61	16,29	24,77
Втрати від обмеження	%	-	3,09	9,18	15,45	21,13

*Дослідження впливу зміни DC/AC ratio на собівартість виробництва електричної енергії. Вхідні дані для розрахунків впливу зміни DC/AC ratio на собівартість виробництва електроенергії наведено в таблиці 2.2.*

Таблиця 2.2

## Вхідні дані для розрахунків

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
Термін комерційної експлуатації	років	25,0
Термін будівництва електростанції	років	1,0
Термін повернення кредитних коштів	років	6,0
Частка власних/кредитних коштів	%	30,0/70,0
Кредитна ставка (НБУ)	%	13,39
Ставка податку на прибуток	%	18,0
Вартість власного капіталу	%	10,0
Встановлена потужність ФЕМ	МВт (DC)	10,0
Встановлена потужність інверторів	МВт (AC)	8,0
Питомі капіталовкладення (CAPEX)	\$/кВт (AC)	749,0
Частка вартості DC/AC обладнання від CAPEX	%	71,0/29,0
Витрати на ремонт DC обладнання за рік	\$/кВт (DC)	7,6
Витрати на ремонт AC обладнання за рік	\$/кВт (AC)	3,3
Витрати на виплату заробітної плати за рік	тис. \$/чол.	6,0
Витрати на оренду землі за рік	\$/га	300,0
Коефіцієнт готовності електростанції	%	0,975
Коефіцієнт деградації ФЕМ	%	2,5
Коефіцієнт використання встановленої потужності	%	14,0

Кількість додаткових інверторів залежно від DC/AC ratio наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

## Кількість додаткових інверторів залежно від DC/AC ratio

Найменування	Одиниця вимір.	Значення							
		1,25	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
DC/AC ratio	–	1,25	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
Встановлена потужність ФЕМ	МВт	12,5	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0
К-сть інверторів	шт	166	166	178	189	201	213	225	237
Встановлена потуж. інверторів	МВт	10,0	10,0	10,7	11,3	12,1	12,8	13,5	14,2
Обмеження	МВт	–	–	0,7	1,3	2,6	2,8	3,5	4,2

Результати розрахунків залежності CAPEX, OPEX та LCOE від прийнятого співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів (DC/AC ratio) показано на рис. 2.2.

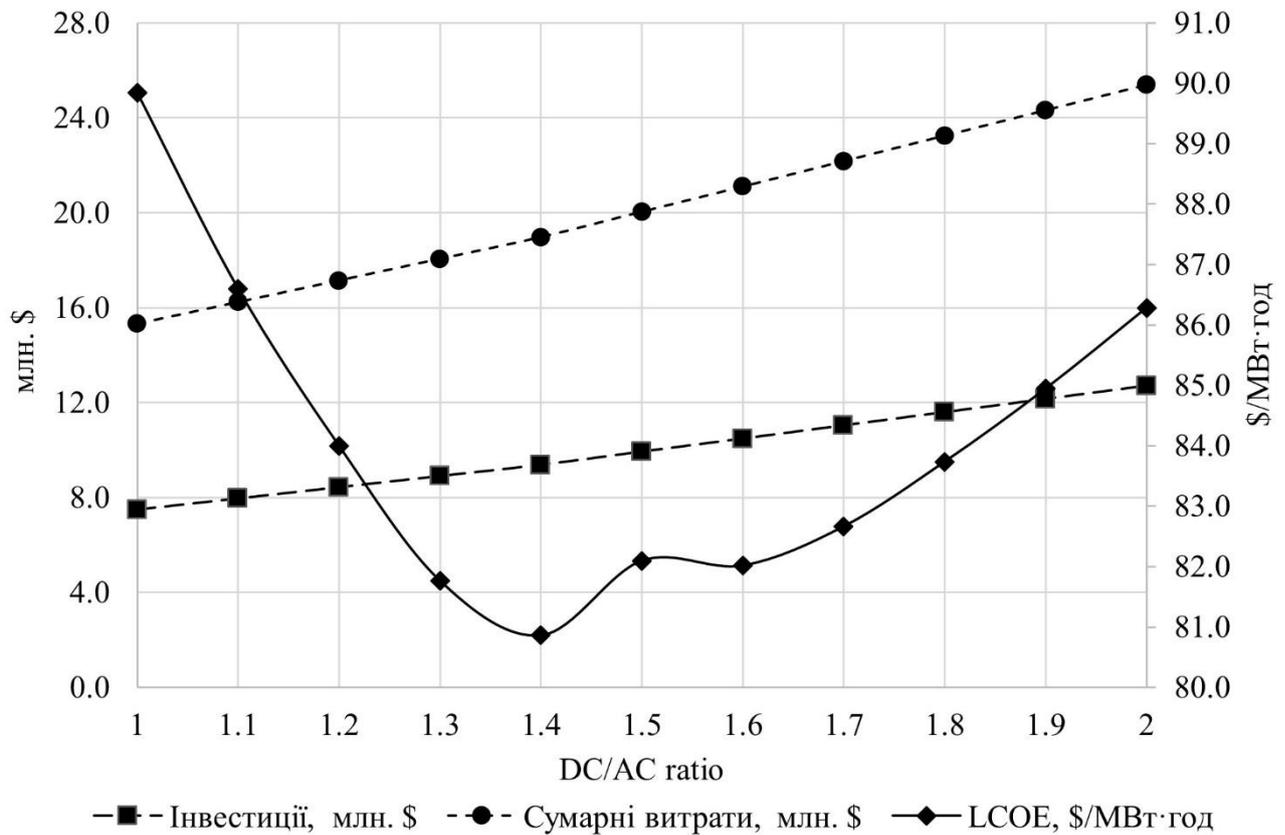


Рис. 2.2 Залежність CAPEX, OPEX та LCOE від DC/AC ratio

Із рис. 2.2 видно, що інвестиції та сумарні витрати зростають лінійно за умови збільшення встановленої потужності ФЕМ, а LCOE – нелінійно. Так для досліджуваної СЕС найнижче значення LCOE буде на рівні 80,9 \$/МВт·год із DC/AC ratio 1.4 [84], що забезпечить зниження LCOE на 2,4 % порівняно із СЕС із стандартною структурою СЕС (DC/AC ratio 1.25). Із технічного погляду, отримані результати пояснюються необхідністю компенсації технологічних втрат, які виникають за наявності виробництва електричної енергії (близько 20 %) та компенсації втрат через деградацію ФЕМ (близько 20 %).

Отже, середньозважена собівартості виробництва електроенергії (LCOE) дозволяє порівнювати різні типи електростанцій між собою, навіть якщо вони побудовані в різні періоди часу, що важливо при оцінці їх

конкурентоспроможності. До того ж визначення ставки дисконтування через середньозважену вартість капіталу дозволяє врахувати всі зовнішні економічні фактори, що дає можливість більш точно визначати собівартість виробництва електроенергії.

Розподіл витрат окремо для обладнання постійного та змінного струму дозволяє досліджувати вплив зміни співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів на обсяги та собівартість виробництва електроенергії. За результатами розрахунків було визначено, що для географічного центру України найнижчу собівартість виробництва електроенергії матиме СЕС із DC/AC ratio на рівні 1.4. До того ж збільшення встановленої потужності ФЕМ на 40 % необхідне для компенсації технологічних втрат, які виникають під час виробництва електричної енергії, та втрат через деградацію ФЕМ.

Також слід зауважити, що при збільшенні встановленої потужності ФЕМ над встановленою потужністю інверторів СЕС швидше набирає та знижує свою потужність. Тому будівництво СЕС із надмірним збільшенням встановленої потужності ФЕМ в енергосистемі потребує наявності достатніх обсягів резервів маневрених потужностей для регулювання частоти та активної потужності.

## **2.2 Метод визначення оптимальних параметрів обладнання сонячної електростанції**

Як уже було зазначено в розділі 2.1, від співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів залежать обсяги та собівартість виробництва електроенергії. Для визначення обсягів виробництва електричної енергії загальноприйнятим методом є застосування коефіцієнта використання встановленої потужності, що для електростанцій на різних територіях не дає можливості провести точну техніко-економічну оцінку доцільності їх впровадження. Від зміни інтенсивності сонячного випромінювання залежить потужність генерації СЕС та відповідно добові обсяги виробництва електричної енергії на ній. Тому за умови однакового співвідношення встановленої

потужності ФЕМ/інверторів електростанції на різних територіях будуть виробляти різні обсяги електричної енергії.

Виходячи із зазначеного, актуальним науковим завданням є створення математичної моделі, яка дозволить визначити структуру обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів, що забезпечуватиме мінімальну собівартість виробництва електроенергії, виходячи з рівня інтенсивності сонячного випромінювання.

*Модель оптимізації структури обладнання сонячної електростанції.* Для визначення структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів залежно від рівня сонячного випромінювання вперше була розроблена нелінійна оптимізаційна математична модель [85]. Критерієм розробленої нелінійної оптимізаційної математичної моделі є мінімізація середньозваженої добової собівартості виробництва електроенергії на СЕС (Levelized Daily Cost of Electricity, LDCOE):

$$LDCOE^{PV} = \frac{[P^{DC}(c^{DC} + o^{DC}) + P^{DC}x^{AC/DC}(c^{AC} + o^{AC})] \cdot CRF / D}{\sum_{t=1}^T \begin{cases} P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \cdot \Delta t, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \geq P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \\ P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \cdot \Delta t, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} < P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \end{cases}} \rightarrow \min, \quad (2.8)$$

де  $LDCOE^{PV}$  – середньозважена добова собівартість виробництва електричної енергії на СЕС, \$/МВт·год;

$c^{DC}$  – питомі капітальні інвестиційні затрати на DC обладнання при впровадженні СЕС (CAPEX), \$/МВт;

$o^{DC}$  – питомі операційні витрати на DC обладнання впродовж усього періоду експлуатації СЕС (OPEX), \$/МВт;

$x^{AC/DC}$  – змінна співвідношення встановленої потужності AC та DC обладнання, яка визначається  $x^{AC/DC} = P^{AC} / P^{DC}$ ;

$c^{AC}$  – питомі капітальні інвестиційні затрати на AC обладнання при впровадженні СЕС (CAPEX), \$/МВт;

$o^{AC}$  – питомі операційні витрати на AC обладнання впродовж усього періоду експлуатації СЕС (OPEX), \$/МВт;

$CRF$  – коефіцієнт повернення капіталу,  $CRF = r / [1 - (1 + r)^{-n}]$ ;

$D$  – кількість днів у році, шт;

$T$  – кількість рівних відрізків часу протягом доби;

$\Delta t$  – тривалість кожного рівного відрізка часу;

$\eta^{PR}$  – ефективність роботи СЕС (PR), %;

$I_t$  – інтенсивність сонячного випромінювання в  $t$  відріжку, в.о.

У розробленій нелінійній математичній моделі оптимізації структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів за критерієм мінімізації собівартості виробництва електроенергії прийнято наступне:

1) обсяги виробництва електричної енергії визначаються окремо для кожної доби, виходячи з інтенсивності сонячного випромінювання та ефективності роботи СЕС;

2) добові обсяги виробництва електричної енергії визначаються, виходячи з наступного обмеження: якщо потужність генерації ФЕМ, яка залежить від інтенсивності сонячного випромінювання та ефективності роботи СЕС, є більшою або рівною за встановлену потужність змінного струму інверторів, то відбувається обмеження на інверторах; якщо потужність ФЕМ на вході в інвертори є нижчою або рівною встановленій потужності інверторів, то вона вся відпускається в енергосистему;

3) приведення сумарних капітальних та інвестиційних витрат протягом усього періоду експлуатації СЕС до річних здійснюється за допомогою коефіцієнта повернення капіталу (Capital Recovery Factor, CRF), до того ж витрати вважаються рівномірно розподіленими протягом кожної доби року;

4) мінімізація добової собівартості виробництва електроенергії досягається зміною встановленої потужності інверторів, яка входить у чисельник та знаменник оптимізаційного рівняння;

5) інтенсивність сонячного випромінювання, яка використовується для моделювання, визначається, виходячи з рівня сонячного випромінювання, яке потрапляє на одиничну площу ФЕМ.

Основним обмеженням нелінійної моделі є:

$$0.1 \leq x^{AC/DC} < 1.0 \quad (2.9)$$

В обмеженні (2.9) враховано, що встановлена потужність інверторів не може бути нижчою за 10 % від встановленої потужності ФЕМ. З іншого боку, встановлена потужність інверторів не може бути більшою за встановлену потужність ФЕМ, оскільки під час виробництва електричної енергії на СЕС виникають технологічні втрати, які потрібно компенсувати. Надлишкова потужність інверторів, яка не використовується взагалі, призводитиме до збільшення витрат та відповідно до зростання собівартості виробництва електроенергії [85].

На відміну від методики LCOE, у розробленій нелінійній математичній моделі питомі витрати наведені на одиничну встановлену потужність DC та AC обладнання. Питомі CAPEX на DC чи AC обладнання визначаються, виходячи із сумарних інвестиційних витрат впровадження СЕС залежно від встановленої потужності DC та AC обладнання.

Питомі OPEX на DC обладнання включають такі витрати: на частку запозичених коштів, які вираховуються лише після введення електростанції в комерційну експлуатацію, що дозволяє отримувати відповідний прибуток у момент відпуску виробленої електричної енергії в енергосистему; на заробітну плату; на ремонт обладнання (заміну пошкоджених ФЕМ, обслуговування металевих конструкцій, на яких встановлюються ФЕМ, ремонт КЛ постійного струму тощо); на оренду землі.

Для СЕС питомі OPEX на DC обладнання, які залежать від встановленої потужності ФЕМ, визначаються:

$$o^{DC} = \sum_{n=1}^N \frac{O_n^{P-DC} + O_n^{R-DC} + O_n^{S-DC} + O_n^{L-DC}}{(1+r)^{n-1}} / P^{DC}, \quad (2.10)$$

де  $O_n^{P-DC}$  – витрати на повернення відсотків за запозичені кошти на DC обладнання в році  $n$ , \$;

$O_n^{R-DC}$  – витрати на ремонт DC обладнання в році  $n$ , \$;

$O_n^{S-DC}$  – витрати на заробітну плату працівникам у році  $n$ , \$;

$O_n^{L-DC}$  – витрати на оренду землі в році  $n$ , \$.

Питомі OPEX на DC обладнання включають витрати за частку запозичених коштів і на ремонт обладнання (заміну пошкоджених інверторів, технічне обслуговування обладнання змінного струму, включаючи силові трансформатори, підтримку програмного забезпечення системи моніторингу, ремонт КЛ змінного струму тощо).

Для СЕС питомі OPEX на AC обладнання, які залежать від встановленої потужності інверторів, визначаються:

$$o^{AC} = \sum_{n=1}^N \frac{O_n^{P-AC} + O_n^{R-AC}}{(1+r)^{n-1}} / P^{AC}, \quad (2.11)$$

де  $O_n^{P-AC}$  – витрати на повернення відсотків за запозичені кошти на AC обладнання в році  $n$ , \$;

$O_n^{R-AC}$  – витрати на ремонт AC обладнання в році  $n$ , \$.

Слід зауважити, що розрахунки на основі нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів за критерієм мінімізації собівартості виробництва електроенергії проводились із використанням стандартного доповнення до табличного редактора MS Excel Solver [86] (Пошук рішення нелінійних задач методом загального понижуючого градієнту), що забезпечує їх доступність для широкого кола користувачів.

*Результати моделювання оптимальної структури обладнання СЕС.* Для проведення моделювання на основі (2.8) – (2.11) було прийнято умовну СЕС, яка знаходиться близько до географічного центру України в Черкаській обл. (координати – 49.014 пн. ш. та 31.286 сх. д.).

Для досліджуваної СЕС дані за глобальним сонячним випромінюванням було взято із загальнодоступної бази даних Solar radiation data (SoDa) – HelioClim-3 за 2004 рік [87]. Дані з кроком 15 хвилин було сформовано для червня, оскільки для цього місяця в році характерним є найбільший рівень сонячного випромінювання, яке потрапляє на поверхню землі протягом року. Для формування даних враховувався кут нахилу металоконструкцій кріплення

ФЕМ на рівні 25 градусів та нульового азимута відносно півдня. Потужність сонячного випромінювання для 17–21 червня, яке використовувалось для проведення дослідження, графічно представлено на рис. 2.3.

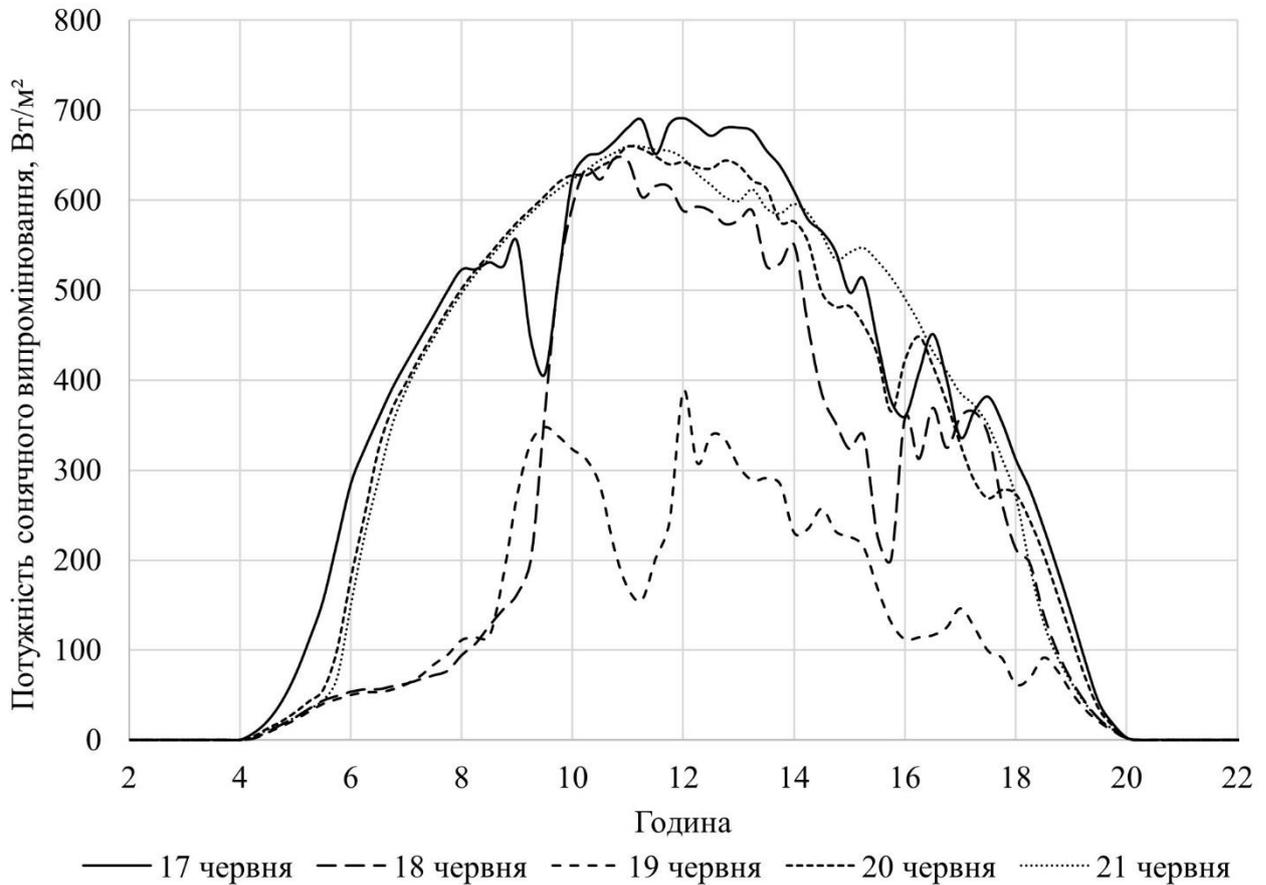


Рис. 2.3 Потужність сонячного випромінювання для 17-21 червня

Аналіз даних, сформованих за червень 2004 року, показав, що найбільша потужність на рівні  $691,22 \text{ Вт/м}^2$  зафіксована о 12:00 год 17 червня. Найбільші обсяги сонячного випромінювання за добу протягом місяця на рівні близько  $27 \text{ кВт}\cdot\text{год/м}^2$ , які потрапляють на поверхню ФЕМ, зафіксовано також 17 червня. Оскільки найбільш тривалий світловий день (літнє сонцестояння) – 21 червня, то подальше дослідження проводилось із використанням сформованого діапазону даних для 17–21 червня. Отримані результати визначення оптимальної структури обладнання СЕС за критерієм мінімізації LDCOE наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

## Результати визначення оптимальної структури обладнання СЕС

Найменування	Одиниця вимірювання	Дата дослідження (червень)				
		17	18	19	20	21
<i>СЕС із стандартною структурою (DC/AC ratio 1,25)</i>						
Потужність інверторів	МВт (АС)	8,00				
LCOE	\$/МВт·год	81,89				
LDCOE	\$/МВт·год	9,69	14,33	26,21	10,22	10,09
Вироб. є/є за добу	МВт·год	72,92	49,29	26,95	69,13	70,02
<i>СЕС із оптимізованою структурою</i>						
AC/DC ratio	–	0,78	0,65	0,36	0,69	0,67
DC/AC ratio	–	1,39	1,53	2,74	1,45	1,49
Потужність інверторів	МВт (АС)	7,18	6,52	3,64	6,88	6,73
LCOE	\$/МВт·год	79,79	78,08	70,71	79,02	78,62
LDCOE	\$/МВт·год	9,49	13,78	22,77	9,89	9,77
Вироб. є/є за добу	МВт·год	72,51	48,87	26,78	68,93	69,41
<i>Оптимізована структура СЕС порівняно із стандартною</i>						
Потужність інверторів	%	-10	-19	-55	-14	-16
LCOE	%	-2,56	-4,65	-13,65	-3,50	-3,99
LDCOE	%	-2,06	-3,84	-13,12	-3,23	-3,17
Вироб. є/є за добу	%	-0,6	-0,9	-0,6	-0,3	-0,9

За результатами моделювання визначено, що для доби з найбільшим рівнем сонячного випромінювання протягом року (17 червня) оптимальне співвідношення встановленої потужності інверторів та ФЕМ (AC/DC ratio), яке забезпечуватиме найнижчу LDCOE, буде становити 0,78 (що відповідає DC/AC ratio 1.39). Будівництво СЕС із DC/AC ratio 1.39 забезпечить зниження LCOE на 2,56 % порівняно з DC/AC ratio 1.25.

Добовий графік потужності СЕС для 17 червня показано на рис. 2.4.

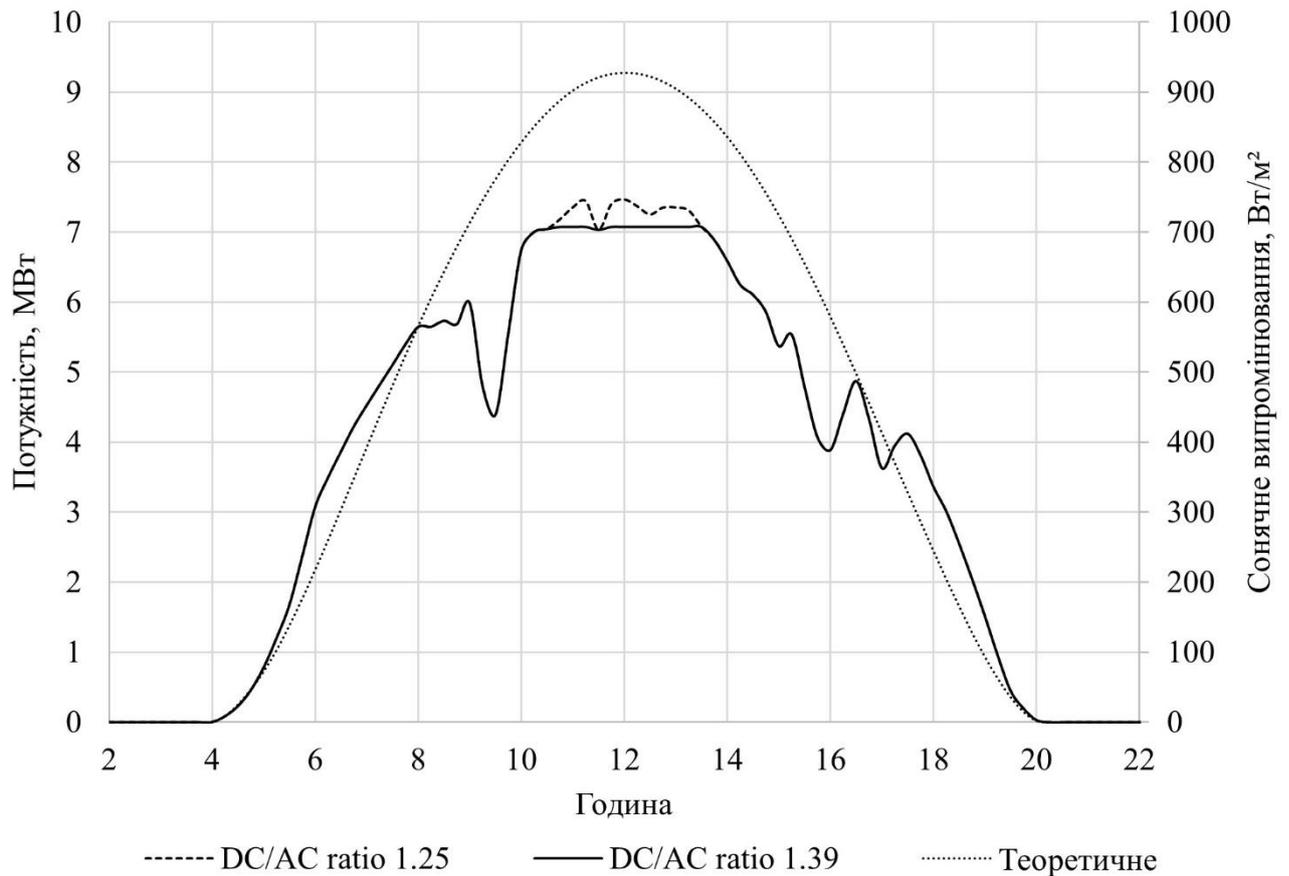


Рис. 2.4 Добовий графік потужності СЕС для 17 червня

Із рис. 2.4 видно, що за умови зменшення встановленої потужності інверторів із 8 до 7,18 МВт у час із 10:45 до 13:30 години відбувається обмеження на інверторах. До того ж потужність відпуску електричної енергії в енергосистему вирівнюється (стабілізується). Мінімізація LDCOE досягається навіть при втраті частини виробленої електричної енергії (під час обмеження) на інверторах, які для 17 червня становлять 0,6 % від усіх обсягів виробленої електричної енергії на СЕС за добу.

Наукова новизна розробленої нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС полягає в тому, що оптимальна встановлена потужність інверторів за наявності фіксованої встановленої потужності ФЕМ визначається залежно від обсягів виробництва в межах однієї доби, виходячи із даних зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

Одержані результати оптимізації структури обладнання СЕС на основі розробленої нелінійної моделі (DC/AC ratio 1.39) близькі до результатів,

отриманих на основі загальноприйнятої методики LCOE (DC/AC ratio 1.40). Однак перевага використання розробленої нелінійної моделі оптимізації структури обладнання СЕС, на відміну від загальноприйнятих підходів, полягає в тому, що для отримання результатів не потрібно проводити цілий ряд розрахунків із набором різних вхідних значень співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів, а результат досягається в процесі розв'язання нелінійної задачі.

Використання розробленої нелінійної оптимізаційної математичної моделі та даних за інтенсивністю сонячного випромінювання дозволяє визначати структуру обладнання СЕС, яка забезпечуватиме мінімальну собівартість виробництва електричної енергії ще на початковому етапі життєвого циклу електростанції (до її будівництва), що є важливим фактором для визначення конкурентоспроможності технології СЕС для участі на аукціонах розподілу квот із будівництва нових генеруючих потужностей.

### **2.3 Оцінка оптимальних параметрів обладнання сонячних електростанцій, які функціонують в Об'єднаній енергосистемі України**

Розроблена нелінійна математична модель оптимізації структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів за критерієм мінімізації собівартості виробництва електроенергії, яка була наведена в Розділі 2.1, передбачає її використання в межах однієї доби. До того ж результат оптимізації отримується за даними для доби з найбільшим рівнем інтенсивності сонячного випромінювання протягом року. Очевидно, що для інших днів року, із нижчим ніж максимальний рівнем сонячного випромінювання, результати будуть відрізнятись.

Тому для визначення оптимальної структури обладнання СЕС розроблено метод, який складається із систематизованої сукупності кроків використання нелінійної математичної моделі щодобової оптимізації структури обладнання

СЕС протягом року, статистичної обробки та аналізу результатів модельних розрахунків.

*Методологія.* Розроблений метод передбачає проведення серії оптимізаційних розрахунків з використанням розробленої моделі оптимізації структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів за критерієм мінімізації собівартості виробництва електроенергії для кожної доби протягом року [88]:

$$LDCOE_{\tau}^{PV} = \frac{\left[ P^{DC} (c^{DC} + o^{DC}) + P^{DC} x_{\tau}^{AC/DC} (c^{AC} + o^{AC}) \right] \cdot CRF / D}{\sum_{t=1}^T \begin{cases} P^{DC} \cdot x_{\tau}^{AC/DC} \cdot \Delta t, & P^{DC} \cdot I_{t\tau} \cdot \eta^{PR} \geq P^{DC} \cdot x_{\tau}^{AC/DC} \\ P^{DC} \cdot I_{t\tau} \cdot \eta^{PR} \cdot \Delta t, & P^{DC} \cdot I_{t\tau} \cdot \eta^{PR} < P^{DC} \cdot x_{\tau}^{AC/DC} \end{cases}} \rightarrow \min, \quad (2.12)$$

$$\forall \tau = 1 \div D$$

де  $LDCOE_{\tau}^{PV}$  – середньозважена добова собівартість виробництва електричної енергії на СЕС для  $\tau$  доби року, \$/МВт·год;

$x_{\tau}^{AC/DC}$  – змінна співвідношення потужностей AC/DC обладнання доби  $\tau$  року;

$I_{t\tau}$  – інтенсивність сонячного випромінювання в  $t$  відрізку доби  $\tau$  року, в.о;

$D$  – кількість днів у році, шт.

Обмеження змінної співвідношення потужностей AC/DC обладнання приймалось аналогічно до формули (2.9).

Наступним кроком розробленого методу є статистична обробка та аналіз отриманих результатів моделювання з визначенням такого структурного співвідношення (AC/DC ratio), яке забезпечуватиме найнижчу середньозважену собівартість виробництва електричної енергії на СЕС протягом року.

*Результати моделювання.* Як об'єкт дослідження було прийнято умовну СЕС. Встановлена потужність ФЕМ для досліджуваної СЕС прийнята на рівні 10 МВт. Для проведення оцінки оптимальної структури обладнання досліджуваної СЕС було використано погодинне навантаження СЕС в ОЕС України за 2019 рік, що було надано листом НЕК «УКРЕНЕРГО» від 03.02.2020 № 01/4355 у відповідь на запит здобувача від 30 січня 2020 року [89].

Фактична погодинна потужність генерації СЕС була нормована з помісячною встановленою їх потужністю в ОЕС України. Отримані питомі значення потужності було збільшено на 20 %, що враховує технологічні втрати під час виробництва електричної енергії на СЕС. Одержані значення потужності генерації СЕС було використано за наявності моделювання як вхідних даних за інтенсивністю сонячного випромінювання у відносних одиницях.

Для спрощення моделювання капітальні витрати при впровадженні електростанції, операційні витрати за частку запозичених коштів, оренду землі, на ремонт та обслуговування обладнання, виплату заробітної плати було нормовано відносно встановленої потужності ФЕМ та/чи інверторів й отримано питомі добові витрати, які наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

### Питомі добові витрати

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
<i>DC обладнання</i>		
Капітальні витрати при впровадженні	\$/МВт/доба	174,5
Витрати за частку запозичених коштів	\$/МВт/доба	76,1
Витрати на оренду землі	\$/МВт/доба	31,8
Витрати на ремонт та обслуговування	\$/МВт/доба	13,9
Витрати на виплату заробітної плати	\$/МВт/доба	3,2
<i>АС обладнання</i>		
Капітальні витрати при впровадженні	\$/МВт/доба	23,2
Повернення відсотків	\$/МВт/доба	9,9
Ремонт та обслуговування	\$/МВт/доба	15,8

На основі сформованих вхідних даних з використанням нелінійної моделі (2.12) було проведено оптимізаційні розрахунки для кожної доби протягом року. Отримані значення оптимальної потужності інверторів СЕС для цілого року показано на рис. 2.5.

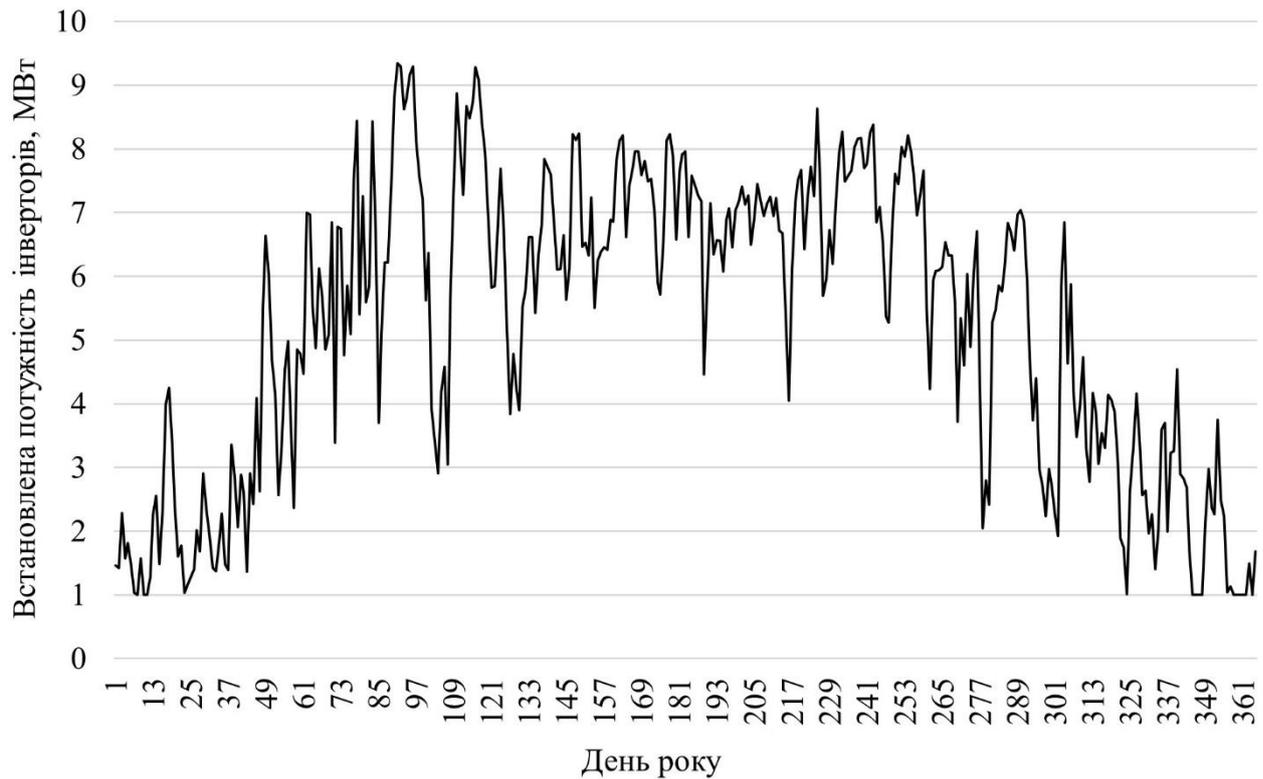


Рис. 2.5 Оптимальна потужність інверторів СЕС для цілого року

Розрахунки проводились з використанням стандартного доповнення до табличного редактора MS Excel Solver та мови програмування Visual Basic for Application (VBA) [90].

З рис. 2.5 видно, що найбільша потреба у встановленій потужності інверторів спостерігається у квітні й травні. Це пов'язано з тим, що саме для цих місяців характерною є висока інтенсивність сонячного випромінювання та низька температура повітря, що в результаті підвищує робочу напругу на ФЕМ та відповідно потужність генерації СЕС. Найбільше значення оптимальної встановленої потужності інверторів на рівні 9,34 МВт було зафіксовано 1 квітня, а найнижча на мінімальному рівні 1 МВт – для декількох днів у грудні та січні.

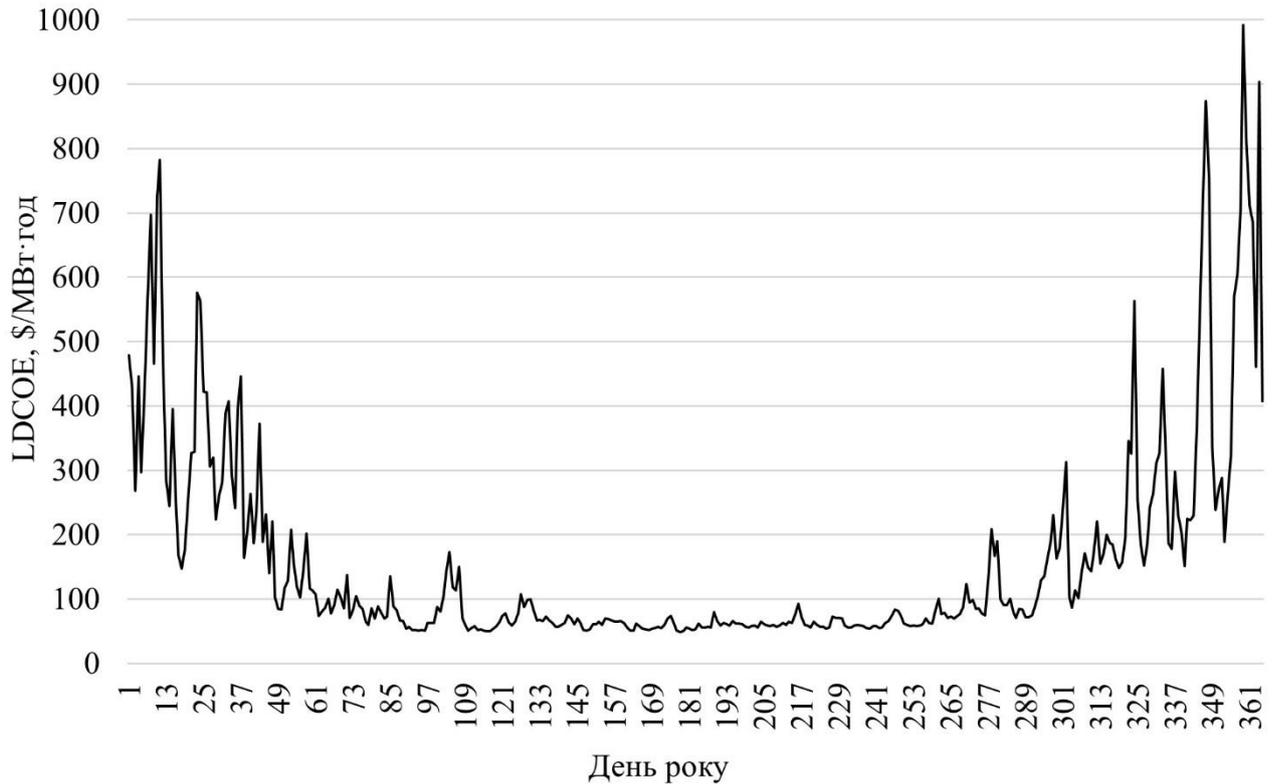


Рис. 2.6 LDCOE для кожного дня року

З рис. 2.6 видно, що LDCOE впродовж року змінюється від мінімального значення на рівні 49,14 \$/МВт·год, зафіксованого 27 червня, до максимального – 992,35 \$/МВт·год, зафіксованого 25 грудня. Така значна розбіжність у добовій собівартості виробництва електроенергії пов'язана із зміною добових обсягів виробництва, які залежать від інтенсивності сонячного випромінювання. До того ж із травня по вересень LDCOE не перевищує 100 \$/МВт·год.

Середньомісячні результати щодобової оптимізації з визначеною встановленою потужністю інверторів LDCOE та обсягами відпуску електричної енергії в енергосистему наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

## Середньомісячні результати щодобової оптимізації

Місяць	Потужність інверторів, МВт	LDCOE, \$/МВт·год	Обсяги відпущеної е/е, МВт·год
Січень	1,89	386,69	9,55
Лютий	3,23	212,24	18,82
Березень	6,05	86,54	40,06
Квітень	7,20	73,42	52,53
Травень	6,32	69,29	49,44
Червень	7,14	59,10	57,41
Липень	6,93	59,80	56,12
Серпень	7,20	61,74	55,13
Вересень	6,43	74,80	45,92
Жовтень	4,76	128,14	30,31
Листопад	3,24	223,38	16,57
Грудень	2,07	450,61	9,47
<i>Середнє за рік</i>	5,21	157,24	36,86

З отриманих результатів (таблиця 2.6) видно, що для досліджуваної СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт оптимальна встановлена потужність інверторів за середніми арифметичними даними для цілого року становить 5,21 МВт (DC/AC ratio 1.92). Також з одержаних результатів щодобової оптимізації структури обладнання СЕС було знайдено медіанне значення оптимальної встановленої потужності інверторів, яке становить 5,84 МВт (DC/AC ratio 1.71) та середньозважене – 6,46 МВт (DC/AC ratio 1.55).

Для визначення оптимального значення встановленої потужності інверторів було проведено статистичний аналіз. Результати щодобової оптимізації структури обладнання СЕС було згруповано від меншого до більшого значення та визначено кількість числових даних, які входять у кожний інтервал оптимального значення встановленої потужності інверторів. Гістограма розподілу частоти повторювань оптимальної потужності інверторів для кожної доби року показана на рис. 2.7.

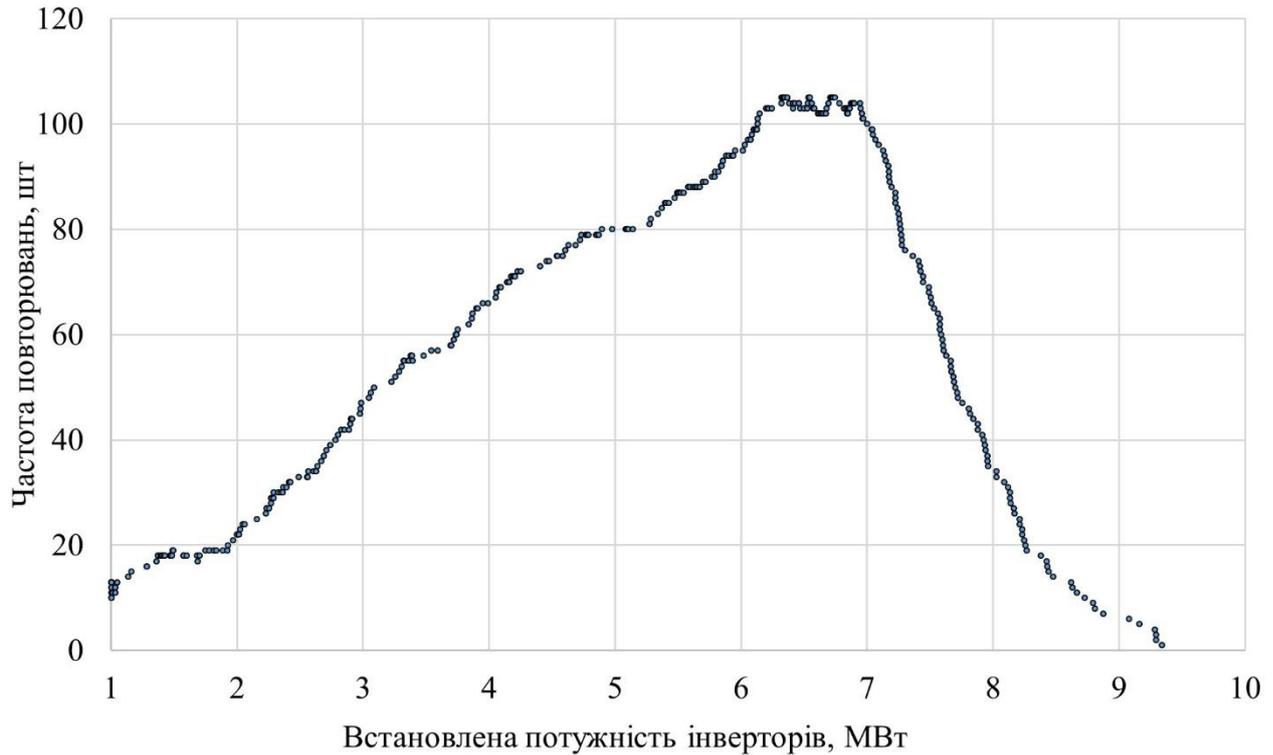


Рис. 2.7 Гістограма розподілу частоти повторювань оптимальної потужності інверторів для кожної доби року

Із наведеної гістограми видно, що частота повторювань зростає до 105 за умови встановлення потужності інверторів на рівні 6,3 МВт (DC/AC ratio 1.59) і тримається на заданому рівні до потужності 6,74 МВт (DC/AC ratio 1.48). Після потужності 6,74 МВт відбувається різке зниження частоти повторювань. Тому можна зробити висновок, що оптимальною встановленою потужністю інверторів, яка забезпечуватиме мінімальну собівартість виробництва електроенергії протягом року, є значення на рівні 6,3 МВт, що відповідає DC/AC ratio 1.59. Отримане значення відповідає добовій собівартості в межах 73–76 \$/МВт·год залежно від інтенсивності сонячного випромінювання.

За умови врахування одержаного значення встановленої потужності інверторів на рівні 6,3 МВт та фіксованій встановленій потужності ФЕМ на рівні 10 МВт (DC/AC ratio 1.59) визначено, що будівництво СЕС із вказаною структурою забезпечить зниження LCOE на 5,4 % порівняно із стандартною структурою обладнання СЕС за умови встановлення потужності інверторів на рівні 8,0 МВт (DC/AC ratio 1.25).

Отже, для визначення оптимальної структури обладнання СЕС була проведена оцінка з урахуванням щодобової оптимізації протягом року. За результатами розрахунків, для досліджуваної СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт визначено оптимальне значення встановленої потужності інверторів, середньозважену собівартість та обсяги виробництва електроенергії для кожної доби протягом року.

За результатами статистичного аналізу було визначено, що будівництво досліджуваної СЕС співвідношенням встановленої потужності ФЕМ/інверторів на рівні DC/AC ratio 1,59 забезпечить мінімальну добову середньозважену собівартість виробництва електроенергії протягом року. До того ж зниження встановленої потужності інверторів від 8 МВт до 6,3 МВт забезпечить зниження LCOE на 5,4 % порівняно із стандартною структурою обладнання СЕС (DC/AC ratio 1,25).

Мінімізація собівартості виробництва електроенергії на СЕС досягається за умови зниження встановленої потужності інверторів на 21 %. Маючи однакові капітальні інвестиційні затрати, за умови будівництва електростанцій і оптимальним співвідношенням встановленої потужності ФЕМ/інверторів інвестори зможуть побудувати більше встановлених потужностей СЕС.

Також слід зауважити, що, крім зниження собівартості виробництва електроенергії на СЕС, оптимізація структури її обладнання шляхом зниження встановленої потужності інверторів має позитивний ефект на роботу енергосистеми. Зниження потужності генерації СЕС зменшує вимоги до обсягів необхідних маневрених резервів, які використовують в енергосистемі для регулювання частоти та активної потужності, зокрема для компенсації добових коливань потужності СЕС. Зниження потужності СЕС також зменшить кількість диспетчерських команд на розвантаження, що особливо є актуальним у полуденні години доби під час пікової інтенсивності сонячного випромінювання.

## **2.4 Визначення територіального розподілу оптимальних параметрів обладнання сонячних електростанцій за областями України**

За результатами проведеного моделювання (розділ 2.3) визначено залежність структури обладнання СЕС у частині оптимального співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів від інтенсивності сонячного випромінювання. Тобто, щоб забезпечити мінімальну собівартість виробництва електроенергії на СЕС, її структура для різних географічних територій повинна відрізнятись.

Як уже було зазначено в розділі 1.2, на обсяги капітальних інвестицій та відповідно собівартість виробництва електроенергії впливає ефективність роботи електростанції. Для зменшення втрат при будівництві СЕС використовують КЛ більшого перерізу, інвертори з високою ефективністю та силові трансформатори із заниженими втратами тощо. Такі заходи призводять до зростання капітальних інвестицій, однак, чим вища ефективність роботи СЕС, тим меншими є обсяги втрат під час виробництва електричної енергії.

Тому визначення територіального розподілу оптимальної структури обладнання СЕС за областями України доцільно проводити з урахуванням різної ефективності роботи електростанцій. Водночас прив'язка результатів оптимізації структури обладнання СЕС на основі розробленої нелінійної моделі дає змогу визначити зміну собівартості виробництва електричної енергії для електростанцій, розташованих на різних територіях, що є важливим у момент оцінки конкурентоспроможності технології СЕС, які братимуть участь в аукціонах розподілу квот із будівництва нових генеруючих потужностей.

*Методологія.* Для визначення територіального розподілу оптимальної структури обладнання СЕС за областями України з урахуванням різної будови електростанцій у нелінійну математичну модель (2.8) було введено поняття ефективності (PR), яке дозволяє враховувати технологічні втрати під час виробництва електричної енергії. Ефективність роботи СЕС визначається,

виходячи із втрат, пов'язаних із спектральними ефектами на ФЕМ (розсіювання, відбивання сонячного випромінювання); омичних втрат у момент передачі електроенергії по КЛ постійного та змінного струму; втрат у момент перетворення електричної енергії з постійного на ФЕМ у змінний струм на інверторах; втрат у момент підвищення напруги на силових трансформаторах.

Описані втрати доцільно представити через відповідні коефіцієнти, які характеризують поетапне зменшення потужності генерації СЕС за аналогією, як це описано в ДСТУ 8635:2016 [91]:

$$\eta^{PR} = 1 - [k^{PV} + k^{W1} + k^{W2} + k^{W3} + (1 - k^I) + (1 - k^T)], \quad (2.13)$$

де  $k^{PV}$  – коефіцієнт втрат на ФЕМ, %;

$k^{W1}$  – коефіцієнт втрат у мережах DC, %;

$k^{W2}$  – коефіцієнт втрат у мережах AC до 1 кВ, %;

$k^{W3}$  – коефіцієнт втрат у мережах AC більше 1 кВ, %;

$k^I$  – коефіцієнт корисної дії (ККД) інверторів, %;

$k^T$  – ККД трансформаторів, %.

Структурна схема СЕС показана на рис. 2.8.

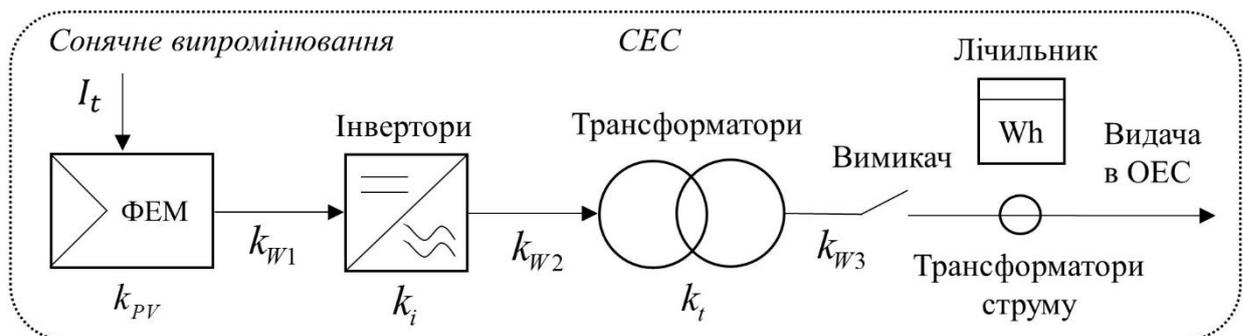


Рис. 2.8 Структурна схема СЕС

Встановлений лічильник комерційного обліку фактично фіксує обсяги відпущеної електричної енергії із СЕС в енергосистему, яка, по суті, є інтенсивністю сонячного випромінювання (у відносних одиницях) зменшеною на відповідну величину втрат.

*Результати розрахунків.* Вхідні дані, які використовувались для визначення ефективності роботи СЕС, наведено в таблиці 2.7.

*Таблиця 2.7*

**Вхідні дані для визначення ефективності роботи СЕС [92]**

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення		
Ефективність роботи СЕС	%	80,0	85,0	90,0
Втрати в АС КЛ більше 1 кВ	%	3,0	1,5	0,5
Втрати в АС КЛ менше 1 кВ	%	2,5	1,5	0,5
Втрати в ДС КЛ	%	2,5	2,0	0,5
Втрати в трансформаторах	%	1,5	1,0	0,5
Втрати на інверторах	%	1,5	1,0	1,0
Втрати на ФЕМ	%	9,0	8,0	7,0
Сумарні втрати	%	20,0	15,0	10,0

Для визначення територіального розподілу оптимальної структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів за областями України СЕС середньорічне значення інтенсивності сонячного випромінювання було взято з безкоштовного онлайн-ресурсу Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [83].

Вхідні дані було сформовано для населених пунктів, які знаходяться близько до географічного центру кожної з областей України. У процесі формування вхідних даних за середньорічним значенням інтенсивності сонячного випромінювання було прийнято такі показники: базова величина втрат під час виробництва електричної енергії – 14 %; кут нахилу металоконструкцій кріплення ФЕМ – 25 градусів; нульовий азимут відносно півдня.

Загалом для території України, яка простягається з півночі на південь більше ніж на 900 км, середньорічна корисна потужність сонячної радіації на поверхні землі, порівняно з географічним центром, зростає на 13 % (Одеська область) та знижується на 7 % (Волинська область). Відповідно оптимальна

структура обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів також буде відрізнятись.

Вхідні дані та результати оцінки зниження собівартості виробництва електроенергії (LCOE) для досліджуваних територій наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

**Вхідні дані та результати оцінки зниження LCOE**

Область	$I$ , кВт·год / м <sup>2</sup>	Зниження LCOE, %		
		PR=90	PR=85	PR=80
Кримська АР	1550,39	0,00	1,28	2,74
Херсонська	1535,03	0,18	1,46	2,93
Одеська	1532,01	0,18	1,46	2,93
Запорізька	1483,84	0,91	2,19	3,84
Миколаївська	1473,61	1,10	2,38	4,02
Дніпропетровська	1423,32	1,83	3,29	4,94
Донецька	1410,1	1,83	3,66	5,30
Кіровоградська	1398,08	2,19	3,66	5,30
Вінницька	1382,6	2,38	4,02	5,67
Закарпатська	1381,17	2,56	4,02	5,67
Чернівецька	1379,72	2,56	4,02	5,85
Черкаська	1376,77	2,74	4,21	5,85
Луганська	1376,3	2,74	4,39	6,03
Харківська	1365,54	2,74	4,39	6,03
Полтавська	1352,16	3,11	4,57	6,40
Київська	1331,5	3,29	4,94	6,58
Хмельницька	1317,69	3,47	5,12	6,95
Чернігівська	1314,73	3,66	5,12	6,95
Житомирська	1312,62	3,66	5,12	6,95
Тернопільська	1299,57	4,02	5,49	7,31
Сумська	1298,46	4,02	5,49	7,31
Рівненська	1287,07	4,21	5,85	7,50
Львівська	1281,61	4,21	5,85	7,50
Волинська	1277,05	4,39	5,85	7,68
Івано-Франківська	1271,24	4,39	6,03	7,86

Як видно з таблиці 2.8, найбільше зниження LCOE при оптимізації структури обладнання СЕС досягається для території з низькою інтенсивністю сонячного випромінювання та низьким рівнем ефективності роботи СЕС.

Результати оптимального DC/AC ratio за умови різних значень ефективності роботи СЕС (80 %, 85 %, 90 %) графічно представлено на рисунках 2.9 – 2.11.

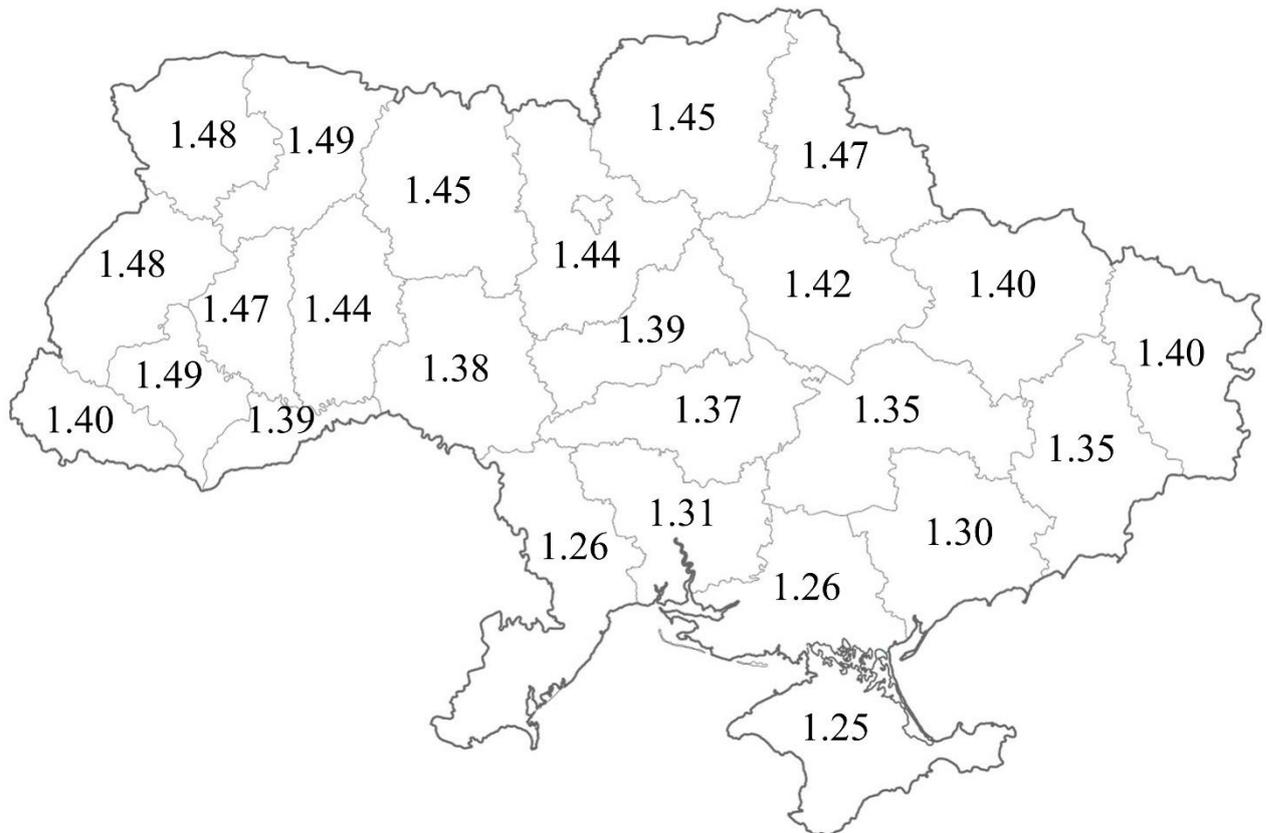


Рис. 2.9 Оптимальний DC/AC ratio при PR на рівні 90 %

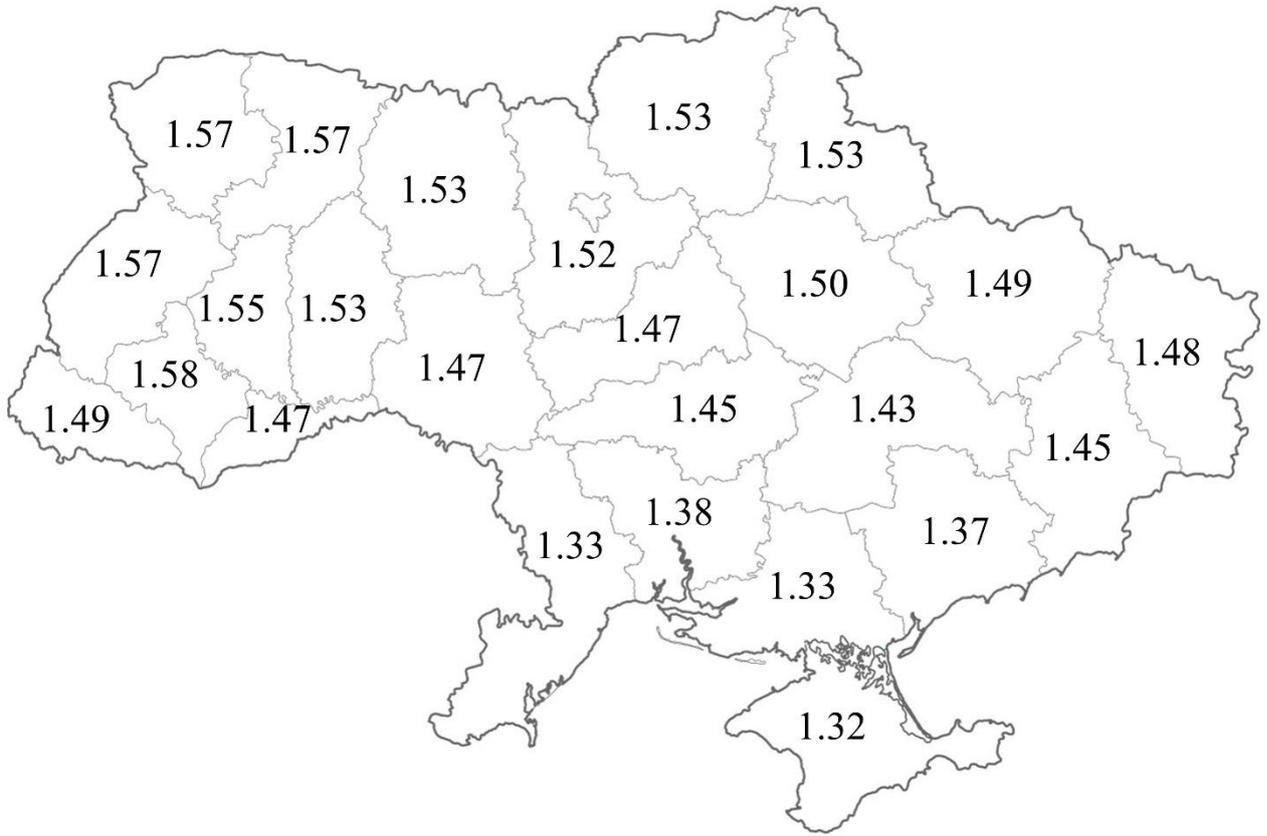


Рис. 2.10 Оптимальний DC/AC ratio при PR на рівні 85 %

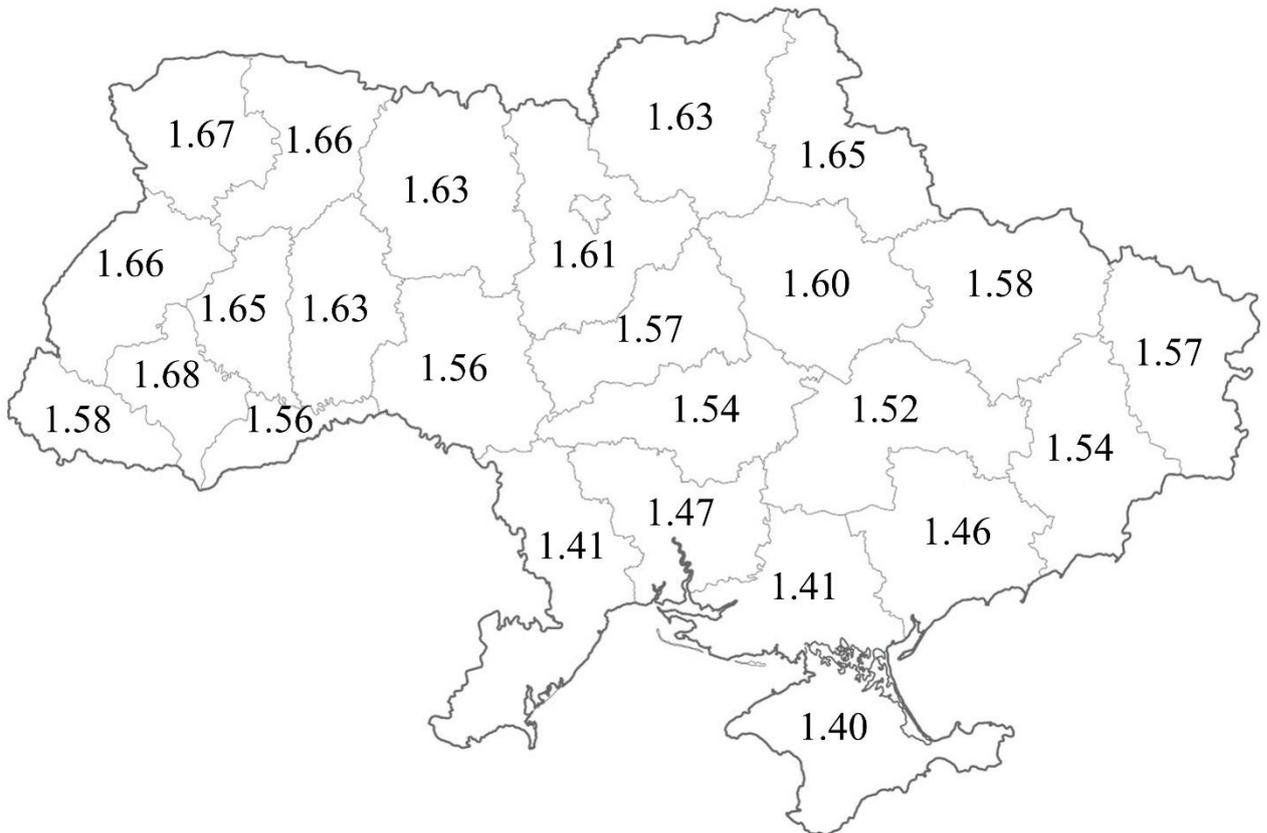


Рис. 2.11 Оптимальний DC/AC ratio при PR на рівні 80 %

Із результатів дослідження видно, що для досягнення мінімальної LCOE чим нижчою є ефективність роботи СЕС, тим більшим має бути співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів. Це пов'язано з тим, що рівень встановленої потужності ФЕМ залежить від технологічних втрат у процесі виробництва електричної енергії.

Отже, за результатами проведеного моделювання було визначено, що для досягнення мінімальної LCOE необхідність збільшення співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів зростає відповідно до зниження середньорічної інтенсивності сонячного випромінювання. Для території України оптимальна структура обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів (DC/AC ratio) зростає з півдня на північ відповідно до зниження інтенсивності сонячного випромінювання: від 1.25 до 1.49 для СЕС із високою ефективністю (PR=90 %); від 1.32 до 1.57 для СЕС із середньою ефективністю (PR=85 %); від 1.40 до 1.67 для СЕС із низькою ефективністю (PR=80 %).

## **Висновки до розділу 2**

1. На основі загальноприйнятого методу визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії проведено оцінку впливу зміни співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів СЕС на обсяги та собівартість виробництва електричної енергії. Було показано, що зниження собівартості виробництва електроенергії досягається при збільшенні до певного оптимального рівня, встановленої потужності ФЕМ над встановленою потужністю інверторів.

2. Уперше розроблено нелінійну математичну модель оптимізації структури обладнання для мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії, яка, на відміну від наявних, дозволяє визначати оптимальне співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів залежно від добової зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

За результатами моделювання на основі розробленої нелінійної моделі оптимізації структури обладнання СЕС було визначено, що для досліджуваної СЕС, яка розташована близько до географічного центру України, оптимальне структурне співвідношення DC/AC ratio 1,39 забезпечує зниження LCOE на 2,56 % порівняно із стандартною СЕС (DC/AC ratio 1.25).

3. Уперше розроблено метод визначення оптимальної структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності інверторів і ФЕМ, який складається із систематизованої сукупності кроків використання нелінійної математичної моделі щодобової оптимізації структури обладнання СЕС відповідно до добового графіка інтенсивності сонячного випромінювання та статистичного аналізу отриманих результатів моделювання з визначенням такого структурного співвідношення, яке забезпечуватиме найнижчу середньозважену собівартість виробництва електричної енергії протягом року.

4. На основі розробленого методу визначення оптимальної структури обладнання СЕС була проведена оцінка оптимальної структури обладнання СЕС з урахуванням щодобової оптимізації протягом року. На основі статистичного аналізу отриманих результатів моделювання визначено, що для досліджуваної СЕС, структурне співвідношення DC/AC ratio 1,59 забезпечує зниження середньозваженої собівартості виробництва електроенергії на 5,4 % порівняно із стандартною СЕС (DC/AC ratio 1.25).

Для території України оптимальне DC/AC ratio знаходиться в межах від 1.25 до 1.68, що змінюється залежно від рівня середньорічної потужності сонячного випромінювання та ефективності роботи СЕС. Для територій із низькою інтенсивністю сонячного випромінювання та низькою ефективністю роботи (Івано-Франківська область) структурне співвідношення СЕС на рівні із стандартною СЕС (DC/AC ratio 1.25).

До другого розділу увійшли результати дослідження, які опубліковано в наступних роботах [78], [84], [85], [88], [92] автора дисертації.

## РОЗДІЛ 3

# МЕТОД СТАБІЛІЗАЦІЇ ПОТУЖНОСТІ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ У ЇЇ СТРУКТУРІ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

### 3.1 Метод визначення оптимальних параметрів обладнання гібридної сонячної електростанції

Із результатів проведеного дослідження (Розділ 2) випливає, що досягнути мінімальної середньозваженої собівартості виробництва електроенергії можна шляхом оптимізації структури обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторного обладнання. Так за умови фіксованої встановленої потужності інверторів збільшення встановленої потужності ФЕМ призводить до зростання обсягів та зниження собівартості виробництва електричної енергії.

За умови максимальних потужностей генерації ФЕМ, що зазвичай відбувається в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання (у полуденні години доби), виникатиме надлишкова електрична енергія. Це пов'язано з тим, що потужність відпуску електричної енергії із СЕС в енергосистему не повинна перевищувати дозволена потужність приєднання до електричних мереж (згідно з ТУ). До того ж мінімізація собівартості виробництва електроенергії на СЕС дотягатиметься навіть з урахуванням того, що надлишкова електрична енергія буде обмежуватись на інверторах або просто втрачатись.

На загальносистемному рівні також виникає надлишкова електрична енергія, яка втрачається при видачі команд на розвантаження ППВДЕ (Розділ 1). Аналіз диспетчерських обмежень генеруючих потужностей НЕК «УКРЕНЕРГО» за 2020 рік [16] показав, що основним часом виникнення профіциту потужності в енергосистемі є полуденні години доби весняно-літніх місяців року. Звідси можна зробити висновок, що саме потужність генерації СЕС

у час пікової інтенсивності сонячного випромінювання створює профіцит потужності в енергосистемі.

У момент втрати надлишкових обсягів електричної енергії на СЕС для виробників зменшуються доходи. За умови вимушених диспетчерських обмежень генеруючих потужностей щодо команди розвантаження ППВДЕ виробники отримують кошти, але ОСП їх втрачає з тарифних коштів. Тобто в будь-якому випадку втрата електричної енергії є не вигідною, тим більше, що це призводить до зниження ефективності використання генеруючого обладнання.

Враховуючи вище зазначене, можна зробити висновок, що актуальним науковим завданням є пошук шляхів вирішення проблеми втрати надлишкової електричної енергії на СЕС, що виникає:

1) за умови надмірного збільшення встановленої потужності ФЕМ над потужністю інверторів (вище необхідного рівня компенсації технологічних втрат у процесі виробництва електричної енергії);

2) за умови наявності профіциту потужності в енергосистемі, що призводить до видачі команд на розвантаження СЕС (послуга ППВДЕ).

Як було зазначено в Розділ № 1, зберегти надлишкову електричну енергію на СЕС можна за допомогою впровадження в її структуру САЕ. Однак задачу вибору параметрів САЕ для спільної роботи із СЕС ускладнюють такі фактори:

1) відмінна структура основного обладнання в частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів;

2) відмінна ефективність роботи СЕС, яка залежить від її обладнання (ФЕМ, інверторів, силових трансформаторів, КЛ тощо);

3) відмінна інтенсивність сонячного випромінювання та відповідно різні обсяги виробництва електричної енергії, навіть за однакової структури електростанцій, розташованих на різних територіях.

Тому для вирішення вище зазначеного актуального наукового завдання вперше було удосконалено нелінійну математичну модель оптимізації структури обладнання СЕС із урахуванням того, що до складу якої входить САЕ, яка, на відміну від наявних, враховує співвідношення встановленої потужності

ФЕМ/інверторів СЕС; ефективність роботи СЕС залежно від рівня технологічних втрат; рівень інтенсивності сонячного випромінювання.

Удосконалена модель оптимізації структури обладнання гібридної сонячної електростанції, до складу якої входить САЕ. Основний принцип удосконаленої нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ, полягає в тому, що за умови перевищення фактичної потужності генерації ФЕМ вище встановленої потужності інверторів уся надлишкова електричної енергії заряджається в АБ. Тобто САЕ встановлюється для збереження надлишкової електроенергії ФЕМ.

Цільовою функцією удосконаленої нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС є мінімізація середньозваженої добової собівартості відпуску електроенергії в процесі спільної роботи СЕС та САЕ (LDCOE) [93]:

$$LDCOE^{PV-BESS} = \frac{\left[ P^{DC} (c^{DC} + o^{DC}) + P^{DC} x^{AC/DC} (c^{AC} + o^{AC}) + E^{BESS} / \eta^{RTE} (c^{BESS} + o^{BESS}) \right] \cdot CRF / D}{E^{PV} + E^{BESS}},$$

→ min,

(3.1)

де  $LDCOE^{PV-BESS}$  – середньозважена добова собівартість відпуску електроенергії в процесі спільної роботи СЕС та САЕ, \$/МВт·год;

$E^{PV}$  – добові обсяги відпущеної електроенергії із СЕС в енергосистему, МВт·год;

$E^{BESS}$  – добові обсяги надлишкової електроенергії, яка накопичується в САЕ шляхом заряджання АБ для подальшого відпуску, МВт·год;

$c^{BESS}$  – питомі добові витрати CAPEX для САЕ, \$/МВт·год;

$o^{BESS}$  – питомі добові витрати OPEX для САЕ, \$/МВт·год;

$\eta^{RTE}$  – ефективність роботи САЕ, частка.

Добові обсяги відпущеної електроенергії визначаються:

$$E^{PV} = \sum_{t=1}^T \begin{cases} P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \cdot \Delta t, & P_t^{PV} \geq P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \\ P_t^{PV} \cdot \Delta t, & P_t^{PV} < P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \end{cases}, \quad (3.2)$$

Добові обсяги надлишкової електроенергії, яка накопичується в САЕ:

$$E^{BESS} = \sum_{t=1}^T \begin{cases} (P_t^{PV} - P^{DC} \cdot x^{AC/DC}) \cdot \eta^{RTE}, & P_t^{PV} \geq P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \\ 0, & P_t^{PV} < P^{DC} \cdot x^{AC/DC} \end{cases}, \quad (3.3)$$

В удосконаленій нелінійній математичній моделі оптимізації структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ, за критерієм мінімізації собівартості виробництва електроенергії прийнято наступне:

1) добові обсяги відпущеної електричної енергії із СЕС напряму в енергосистему залежать від зміни співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів, ефективності роботи СЕС та інтенсивності сонячного випромінювання;

2) якщо фактична потужність генерації ФЕМ є вищою за встановлену потужність інверторів, то вся надлишкова електрична енергія заряджається в АБ;

3) наведення сумарних капітальних та інвестиційних витрат протягом усього періоду експлуатації СЕС до річних здійснюється за допомогою коефіцієнта повернення капіталу (CRF), до того ж витрати вважаються рівномірно розподіленими протягом кожної доби року;

4) мінімізація LDCOE досягається зміною встановленої потужності інверторів, яка входить у чисельник та знаменник оптимізаційного рівняння;

5) інтенсивність сонячного випромінювання, яка використовується за наявності моделювання, визначається, виходячи з рівня сонячного випромінювання, яке потрапляє на одиничну площу ФЕМ.

Основне обмеження нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ, приймається (2.9).

Для СЕС питомі CAPEX на DC чи AC обладнання визначаються, виходячи із сумарних інвестиційних витрат впровадження СЕС залежно від встановленої потужності DC та AC обладнання. Для СЕС питомі OPEX на DC обладнання визначаються відповідно до (2.10), а на AC обладнання – (2.11).

Для САЕ питомі CAPEX визначаються відношенням сумарних інвестиційних витрат за умови впровадження САЕ до номінальної ємності АБ, яка задається через ємність заряджання САЕ з урахуванням глибини можливого розряджання:

$$c^{BESS} = \frac{C^{I\_BESS}}{C^{BESSchrg} / k^{DoD}}, \quad (3.4)$$

де  $C^{I\_BESS}$  – сумарні інвестиційні витрати за умови впровадження САЕ, \$;

$C^{BESSchrg}$  – ємність заряджання САЕ, МВт·год;

$k^{DoD}$  – глибина можливого розряджання САЕ, частка.

Для САЕ питомі ОРЕХ визначаються як витрати на повернення відсотків за запозичені кошти та на ремонт обладнання з урахуванням дисконтування:

$$o^{BESS} = \sum_{n=1}^N \frac{C_n^{P\_BESS} + C_n^{R\_BESS}}{(1+r)^n} / C^{BESSchrg}, \quad (3.5)$$

де  $C_n^{P\_BESS}$  – витрати на повернення відсотків за кредит у році  $n$ , \$;

$C_n^{R\_BESS}$  – витрати на ремонт обладнання в році  $n$ , \$.

В удосконаленій нелінійній математичній моделі оптимізації структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ, враховувалось приєднання з боку постійного струму (DC Coupled). Тому для САЕ в питомих CAPEX та OPEX не враховувалась складова змінного струму. Для перетворення електричної енергії використовують спільний гібридний перетворювальний інвертор, витрати якого включено до СЕС. Витрати на оренду землі не враховувались, оскільки передбачалось, що САЕ розташовується на майданчику СЕС. Не враховувались також витрати на заробітну плату, оскільки обслуговування АБ буде здійснювати персонал СЕС, який пройде відповідне навчання.

Ємність заряджання САЕ визначається сумою потужностей заряджання:

$$C^{BESSchrg} = \sum_{t=1}^T P_t^{BESSchrg} \cdot \Delta t, \quad (3.6)$$

де  $P_t^{BESSchrg}$  – потужність заряджання САЕ в період часу  $t$ , МВт.

Потужність заряджання САЕ визначається з різниці між потужністю генерації ФЕМ, яка залежить від рівня інтенсивності сонячного випромінювання, та встановленою потужністю інверторів, яка задається через змінну та встановлену потужність ФЕМ:

$$P_t^{BESS_{chrg}} = P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} - P^{DC} \cdot x^{AC/DC}, \quad (3.7)$$

Номінальна потужність САЕ визначається за максимальним значенням потужності заряджання, визначеному для всіх проміжків часу:

$$P^{BESS\_nom} = \max_{t=1:T} \{ P_t^{BESS_{chrg}} \}, \quad (3.8)$$

де  $P^{BESS\_nom}$  – номінальна потужність САЕ, МВт.

*Результати моделювання оптимальної структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ.* Для проведення моделювання на основі удосконаленої нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ, для збереження надлишкової потужності СЕС було використано схему приєднання САЕ до СЕС з боку постійного струму. Приєднання DC Coupled у цьому випадку є найбільш доцільним, оскільки тоді забезпечується збереження надлишкової потужності ФЕМ ще до потрапляння на гібридні інвертори, що дозволяє уникнути зайвого перетворення виробленої електричної енергії з постійного в змінний струму.

Для проведення дослідження було прийнято умовну СЕС, яка розташована близько до географічного центру України в Черкаській області. Для досліджуваної території дані за інтенсивністю сонячного випромінювання було сформовано з онлайн-ресурсу PVGIS [83] за середнім значенням протягом року.

Витрати CAPEX та OPEX було взято з дослідження впливу середньозваженої вартості капіталу та інших параметрів на середньозважену собівартість виробництва електроенергії на СЕС, яке було проведено E. Vartiainen та ін. [94] для декількох Європейських країн за фактичними даними та з прогнозом до 2050 року. Для СЕС CAPEX та OPEX був прийнятий розподіл 70/30 % для обладнання постійного/змінного струму. Для САЕ OPEX було прийнято на рівні 77 %, виходячи з частки загальних витрат. Враховуючи те, що САЕ приєднується до СЕС з боку постійного струму, то в її витратах OPEX AC складова на рівні 23 % не враховувалась.

Вартість складової DC обладнання, а саме: літій-іонних АБ – була взята з дослідження Bloomberg NEF [95]. До них було враховано додаткові витрати на

рівні 9,5 % для влаштування системи кріплень, опалення, освітлення та інших систем, необхідних для нормального функціонування накопичувача.

Питомі вхідні дані за CAPEX/OPEX, які використовувались для дослідження, та результати проведеного моделювання спільної роботи СЕС і САЕ наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

### Вхідні дані та результати моделювання

Найменування	Одиниця вимірювання	2020	2030	2035	2040
<i>Вхідні дані</i>					
Питомий CAPEX СЕС DC	\$/кВт	359,0	173,4	125,8	88,89
Питомий OPEX СЕС DC	\$/кВт	7,33	4,47	3,52	2,81
Питомий CAPEX САЕ DC	\$/кВт·год	230,0	70,5	47,9	26,5
Питомий OPEX САЕ DC	\$/кВт·год	3,57	2,15	1,79	1,55
<i>Результати моделювання</i>					
DC/AC ratio СЕС	–	1,38	1,41	1,45	1,58
Встановлена потужність інверторів СЕС	МВт	7,32	7,11	6,92	6,32
Ємність заряджання САЕ	МВт·год	–	0,21	0,59	2,4
Номінальна ємність САЕ	МВт·год	–	0,26	0,74	3,0
Потужність САЕ	МВт	–	0,21	0,4	1,0
Обсяги відпуску e/e з СЕС	МВт·год	52,7	52,49	52,1	50,3
Обсяги відпуску e/e з САЕ	МВт·год	–	0,2	0,56	2,28
LDCOE СЕС	\$/МВт·год	41,34	25,91	21,71	18,63
LDCOE СЕС та САЕ	\$/МВт·год	–	26,06	22,0	17,9
Динаміка зміни LDCOE	%	–	0,58	1,34	-3,94

Із результатів моделювання (таблиця 3.1) видно, що за умови зниження вартості обладнання постійного струму ФЕМ для СЕС та АБ для САЕ оптимальне значення встановленої потужності спільних перетворювальних гібридних інверторів знижується. Мінімізація середньозваженої добової собівартості виробництва електроенергії (LDCOE) досягається при зниженні встановленої потужності інверторів з урахуванням збільшення обсягів надлишкової електроенергії та відповідно збільшення номінальної ємності САЕ.

Також слід зауважити, що з урахуванням прийнятого прогнозу CAPEX та OPEX введення САЕ в структуру СЕС з метою збереження надлишкової електричної енергії призводить до зниження середньозваженої добової собівартості виробництва електроенергії, лише починаючи з 2040 року. До цього часу надлишкову електричну енергію, вироблену на СЕС, вигідніше просто втрачати за умови обмежень на інверторах.

Наукова новизна удосконаленої нелінійної математичної моделі оптимізації структури обладнання СЕС, до складу якої входить САЕ, полягає в тому, що в ній враховано зв'язок між співвідношенням встановленої потужності ФЕМ/інверторів СЕС та номінальними параметрами САЕ, які необхідні для збереження всієї надлишкової електричної енергії з урахуванням добової зміни інтенсивності сонячного випромінювання. До того ж мінімізація середньозваженої добової собівартості виробництва електричної енергії досягається шляхом підбору оптимального співвідношення встановленої потужності ФЕМ та спільних перетворювальних інверторів.

Отже, впровадження САЕ в структуру СЕС для збереження надлишкової електричної енергії впливає на оптимальне, за критерієм мінімальної собівартості виробництва електроенергії, співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів. Чим більшою є ємність САЕ, яка впроваджується в структуру СЕС, тим більші обсяги електричної енергії можна перенести в часі та відповідно зменшити встановлену потужність спільних перетворювальних гібридних інверторів.

За результатами проведеного моделювання було визначено, що для збереження всієї надлишкової електричної енергії, яка виникає на СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та оптимальною встановленою потужністю інверторів – 6,3 МВт (DC/AC ratio 1.59), в її структуру потрібно впровадити тригодинний САЕ з номінальною ємністю 3,0 МВт·год та потужністю 1,0 МВт.

### 3.2 Моделювання стабілізації потужності сонячної електростанції із використанням у її структурі системи акумулювання електроенергії

Важливим для забезпечення балансу роботи СЕС є стабілізація її потужності. Як зазначає М. О. Лук'янов та ін. [96], стабілізація вихідної потужності СЕС – це забезпечення її потужності на заявленому прогнозованому рівні протягом певного інтервалу часу. Впровадження АБ у структуру СЕС дозволяє забезпечити часткову або повну стабілізацію її потужності та відповідно зменшити похибку прогнозування виробітку електричної енергії до 5 %, що зменшує штрафи за небаланси [96].

Для визначення необхідних параметрів САЕ, які забезпечуватимуть стабілізацію роботи СЕС у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання та протягом одного повного циклу заряджання та розряджання АБ, було розроблено нову розрахункову математичну модель. Використання розробленої моделі, на відміну від інших, дозволяє визначити необхідні параметри САЕ залежно від зміни співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів СЕС та інтенсивності сонячного випромінювання.

*Методологія.* У розробленій математичній моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, забезпечується за умови дотримання наступних принципів:

1) заряджання АБ відбувається лише у час виникнення надлишкової електричної енергії, коли потужність генерації ФЕМ, яка залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, є більшою, ніж заявлена потужність відпуску електричної енергії в енергосистему;

2) розряджання АБ здійснюється в періоди часу, коли потужність генерації ФЕМ є нижчою за заявлену потужність відпуску електричної енергії в енергосистему, за умови достатнього рівня попередньо накопиченого заряду в САЕ. До того ж добовий баланс між заряджанням та розряджанням АБ досягається з урахуванням втрат при перетворенні АБ.

Фактична потужність відпуску електричної енергії напряду в енергосистему з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, визначається, виходячи з порівняння встановленої потужності ФЕМ, інтенсивності сонячного випромінювання та ефективності роботи СЕС [97]:

$$P_t^{PVout} = \begin{cases} P_t^{SYS}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \geq P_t^{SYS} \\ P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} < P_t^{SYS} \end{cases}, \quad (3.9)$$

де  $P_t^{PVout}$  – потужність відпуску електроенергії із СЕС в енергосистему, МВт;  
 $P_t^{SYS}$  – заявлена потужність відпуску електроенергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, в енергосистему в період часу  $t$ , МВт.

У періоди часу, коли не виникає надлишкова електрична енергія, заявлена потужність відпуску електроенергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, в енергосистему визначається як сума потужності відпуску електричної енергії із СЕС та САЕ. У періоди часу, коли виникає надлишкова електрична енергія – із встановленої потужності ФЕМ, інтенсивності сонячного випромінювання та ефективності роботи СЕС.

Виходячи із зазначеного, заявлена потужність відпуску електроенергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, визначається:

$$P_t^{SYS} = \begin{cases} P_t^{PVout} + P_t^{BESSout}, & P_t^{PVout} + P_t^{BESSout} \leq P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \\ P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR}, & P_t^{PVout} + P_t^{BESSout} > P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \end{cases}, \quad (3.10)$$

де  $P_t^{BESSout}$  – потужність відпуску електричної енергії з САЕ в енергосистему в період часу  $t$ , МВт.

Фактична потужність відпуску електричної енергії з САЕ в енергосистему дорівнює потужності розрядження САЕ за умови достатнього заряду АБ. У випадку, якщо обсягів накопиченої електричної енергії не достатньо для забезпечення необхідного рівня заявленої потужності, то фактична потужність розрядження з САЕ в енергосистему визначається, виходячи із залишкової ємності в САЕ:

$$P_t^{BESSout} = \begin{cases} P_t^{BESSdisch}, & P_t^{SoC} \geq P_t^{BESSdisch} \\ P_{t-1}^{SoC}, & P_t^{SoC} < P_t^{BESSdisch} \end{cases}, \quad (3.11)$$

$P_t^{SoC}$  – залишкова потужність у САЕ в період часу  $t$ , МВт·год.

Залишкова потужність у САЕ визначається з різниці між доступною ємністю АБ та обсягом уже розрядженої електричної енергії в період часу  $t$ :

$$P_t^{SoC} = \begin{cases} C^{BESSdisch} - P_t^{BESSdisch} \cdot \Delta t, & C^{BESSdisch} - P_t^{BESSdisch} \cdot \Delta t > 0 \\ 0, & C^{BESSdisch} - P_t^{BESSdisch} \cdot \Delta t \leq 0 \end{cases}, \quad (3.12)$$

де  $P_t^{BESSdisch}$  – потужність розрядження САЕ в період часу  $t$ , МВт.

Потужність розрядження САЕ визначається з різниці між заявленою потужністю відпуску електричної енергії в енергосистему та потужністю генерації СЕС, виходячи з порівняння ємності розрядження та суми всіх потужностей розрядження протягом годин  $\tau$ , які передували розрахунковому періоду часу  $t$  [97]:

$$P_t^{BESSdisch} = \begin{cases} P_t^{SYS} - P_t^{PVout}, & \sum_{\tau=1}^{t-1} P_{\tau}^{BESSdisch} \cdot \Delta t \leq C^{BESSdisch} \\ 0, & \sum_{\tau=1}^{t-1} P_{\tau}^{BESSdisch} \cdot \Delta t > C^{BESSdisch} \end{cases}, \quad (3.13)$$

де  $\tau$  – кількість годин, які передували розрахунковому періоду часу  $t$ .

Доступна ємність розрядження САЕ визначається з ємності заряджання та ефективності перетворення АБ:

$$C^{BESSdisch} = C^{BESSchrg} \cdot \eta^{RTE} = \sum_{t=1}^T P_t^{BESSdisch} \cdot \Delta t, \quad (3.14)$$

Потужність заряджання САЕ визначається з різниці між потужністю генерації ФЕМ та заявленою потужністю відпуску електричної енергії із СЕС в енергосистему:

$$P_t^{BESSchrg} = \begin{cases} P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} - P_t^{SYS}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} > P_t^{SYS} \\ 0, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \leq P_t^{SYS} \end{cases}, \quad (3.15)$$

Для досліджуваного режиму сукупного функціонування СЕС та САЕ умовою завершення одного повного циклу заряджання/розряджання АБ є розряджання всієї накопиченої електричної енергії:

$$\sum_{t=1}^T P_t^{BESSdisch} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^T P_t^{BESSout} \cdot \Delta t = 0, \quad (3.16)$$

Номінальна потужність САЕ визначається за максимальним значенням із потужності заряджання/розряджання для всіх проміжків часу:

$$P^{BESS} = \max_{t=1 \div T} \{ P_t^{BESSchrg}, P_t^{BESSdisch} \}, \quad (3.17)$$

Забезпечення сумарної потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на одному незмінному рівні протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ описується виразом [98]:

$$P_t^{SYS} = P_t^{PVout} + P_t^{BESSout} = const, \quad t = \tau_{start} \div \tau_{end}, \quad (3.18)$$

де  $P_t^{SYS}$  – заявлена потужність відпуску електричної енергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, в енергосистему, МВт.

$t = \tau_{start} \div \tau_{end}$  – термін одного повного циклу заряджання/розряджання АБ;

$\tau_{start}$  – час початку заряджання АБ;

$\tau_{end}$  – час завершення розряджання АБ.

Забезпечення сумарної потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на одному незмінному рівні протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ виконується за умови досягнення відповідного балансу, коли ємності САЕ достатньо для накопичення всієї надлишкової потужності. До того ж обсяги надлишкової електричної енергії визначаються з різниці між обсягами виробленої та відпущеної електроенергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, напряду в енергосистему [98]:

$$C^{BESSdisch} = \sum_{t=1}^T P_t^{PV} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^T P_t^{PVout} \cdot \Delta t, \quad (3.19)$$

Розроблена математична модель стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, у період пікової інтенсивності сонячного

випромінювання та протягом одного повного циклу заряджання та розряджання АБ дозволяє вирішити наступні актуальні наукові завдання:

1) на основі історичних даних за інтенсивністю сонячного випромінювання, за умови фіксованої встановленої потужності ФЕМ, перед початком будівництва електростанції визначити основні параметри САЕ (номінальну ємність та потужність) та встановлену потужність спільних перетворювальних інверторів гідридної СЕС, яких буде достатньо для забезпечення стабілізації відпуску електричної енергії в енергосистему;

2) на основі прогнозних даних за інтенсивністю сонячного випромінювання визначити заявлену потужність відпуску електричної енергії в енергосистему, у якій забезпечуватиметься стабілізація потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ.

*Вхідні дані для моделювання.* Для проведення моделювання було прийнято умовну електростанцію, яка розташована близько до географічного центру України (у Черкаській області). Для досліджуваної СЕС структура обладнання в частині співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів приймалась оптимальною відповідно до результатів, отриманих на основі нелінійної моделі (Розділ 2.2). Встановлена потужність ФЕМ на рівні 10 МВт, встановлена потужність інверторів – 6,3 МВт (DC/AC ratio 1.59), ефективність роботи СЕС – 90 % (тобто технологічні втрати на рівні 10 %).

Для моделювання на основі математичної моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, використовувалась схема приєднання з боку змінного струму (AC Coupled). Основні параметри САЕ визначались за результатами моделювання, виходячи з обсягів надлишкової електричної енергії, які залежать від співвідношення встановленої потужності ФЕМ/інверторів та інтенсивності сонячного випромінювання. Для проведення моделювання спільної роботи СЕС та САЕ було враховано те, що накопичена електрична енергія із САЕ відпускається в енергосистему за тією самою вартістю, що й із СЕС.

Для проведення моделювання було використано п'ятнадцятихвилинні дані за інтенсивністю сонячного випромінювання з відкритої бази даних SoDa [87]. Вхідні дані було сформовано з кроком 15 хвилин (96 вимірювань за добу), що дає більшу точність порівняно з погодинним графіком (24 вимірювання за добу).

Результати моделювання стабілізації потужності досліджуваної гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання наведено в таблиці 3.2.

*Таблиця 3.2*

**Результати моделювання стабілізації потужності гібридної СЕС у період найбільшої пікової інтенсивності сонячного випромінювання**

Найменування	Одиниця вимірювання	Дата дослідження				
		17	18	19	20	21
Ємність заряджання САЕ	МВт·год	3,6	0,83	0,0	2,31	2,03
Номінальна ємність САЕ	МВт·год	4,5	1,04	0,0	2,89	2,54
Потужність заряд. САЕ	МВт	1,15	0,65	0,0	0,80	0,81
Потужність розряд. САЕ	МВт	2,43	0,63	0,0	1,69	1,9
Обсяги вироб. е/е на СЕС	МВт·год	72,92	49,29	26,95	69,13	70,02
Обсяги відпуску е/е з СЕС	МВт·год	69,32	48,46	26,95	66,82	67,99
Обсяги відпуску е/е з САЕ	МВт·год	3,42	0,79	0,0	2,19	1,93

Добовий графік сукупної роботи СЕС та САЕ для 17 червня за умови DC/AC ratio 1.59 показано на рис. 3.1.

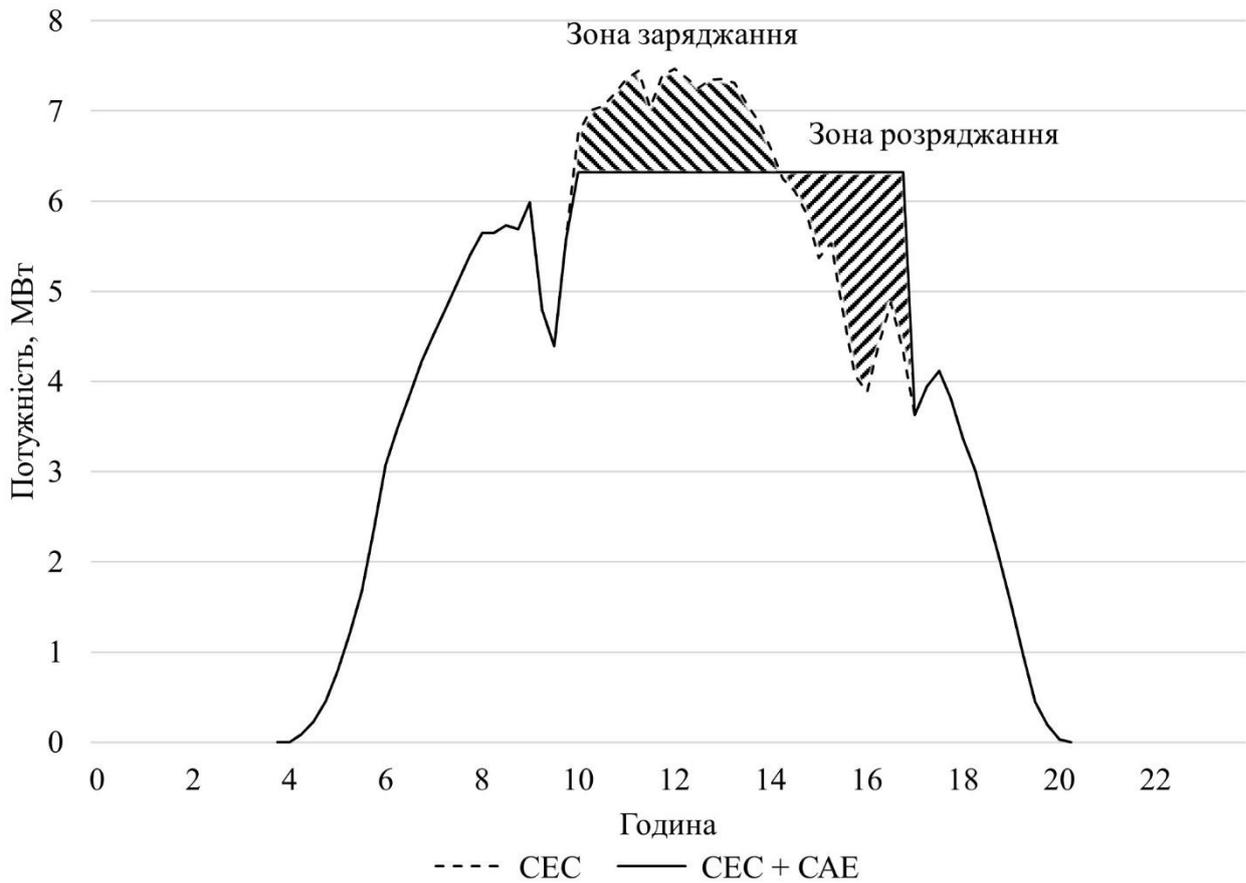


Рис. 3.1 Добовий графік сукупної роботи СЕС та САЕ для 17 червня при DC/AC ratio 1.59

Із рис. 3.1 видно, що вся надлишкова електрична енергія виникає саме в час пікової інтенсивності сонячного випромінювання в полуденні години доби (із 10:00 до 14:00 години). До того ж розряджання АБ відбувається після завершення піку сонячного випромінювання (із 14:15 до 16:45 години). Також слід зауважити, що зона розряджання за площею на графіку є меншою за зону розряджання, оскільки під час перетворення електричної енергії на АБ відбуваються втрати, які залежать від ефективності перетворення АБ.

Для індивідуальної роботи СЕС (крива «СЕС») протягом доби відбувались коливання потужності через хмарність. Для досліджуваної доби 17 червня потужність генерації СЕС із 6 МВт о 9:00 годині ранку знижується до рівня 4,39 МВт о 9:30 годині, а потім знову зростає до рівня 7 МВт о 10:15 годині. Водночас спільна робота СЕС та САЕ (крива «СЕС + САЕ») забезпечує

стабілізацію потужності відпуску електричної енергії з гібридної СЕС в енергосистему протягом майже 5 годин.

За принципом вибору номінальних параметрів за максимальними значеннями визначено, що для стабілізації потужності відпуску електричної енергії в енергосистему в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання в структуру досліджуваної гібридної СЕС потрібно впровадити двогодинний САЕ з ємністю 5 МВт·год та потужністю – 2,5 МВт.

Збільшити час стабілізації сумарної потужності відпуску електричної енергії в енергосистему за умови фіксованої встановленої потужності ФЕМ можна зниженням встановленої потужності інверторів (збільшенням співвідношення DC/AC ratio). Збільшення часу видачі максимальної потужності відпуску електричної енергії в енергосистему шляхом збільшення співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів СЕС є одним із шляхів забезпечення стабільності її роботи [99].

Для підтвердження вище зазначеного було проведено дослідження спільної роботи СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та зниженою (нижче оптимального рівня) встановленою потужністю інверторів із 6,3 до 5,48 МВт (DC/AC ratio 1.83). За результатами моделювання було визначено, що для збереження всієї надлишкової електричної енергії в структуру досліджуваної СЕС потрібно впровадити двогодинний САЕ з ємністю 10 МВт·год та потужністю – 5,0 МВт. Тобто за умови фіксованої встановленої потужності ФЕМ зниження встановленої потужності інверторів на 13 % призводить до зростання обсягів надлишкової електричної енергії та відповідно до збільшення необхідних параметрів САЕ у два рази.

Добовий графік сукупної роботи СЕС та САЕ для 17 червня за умови DC/AC ratio 1.83 показано на рис. 3.2.

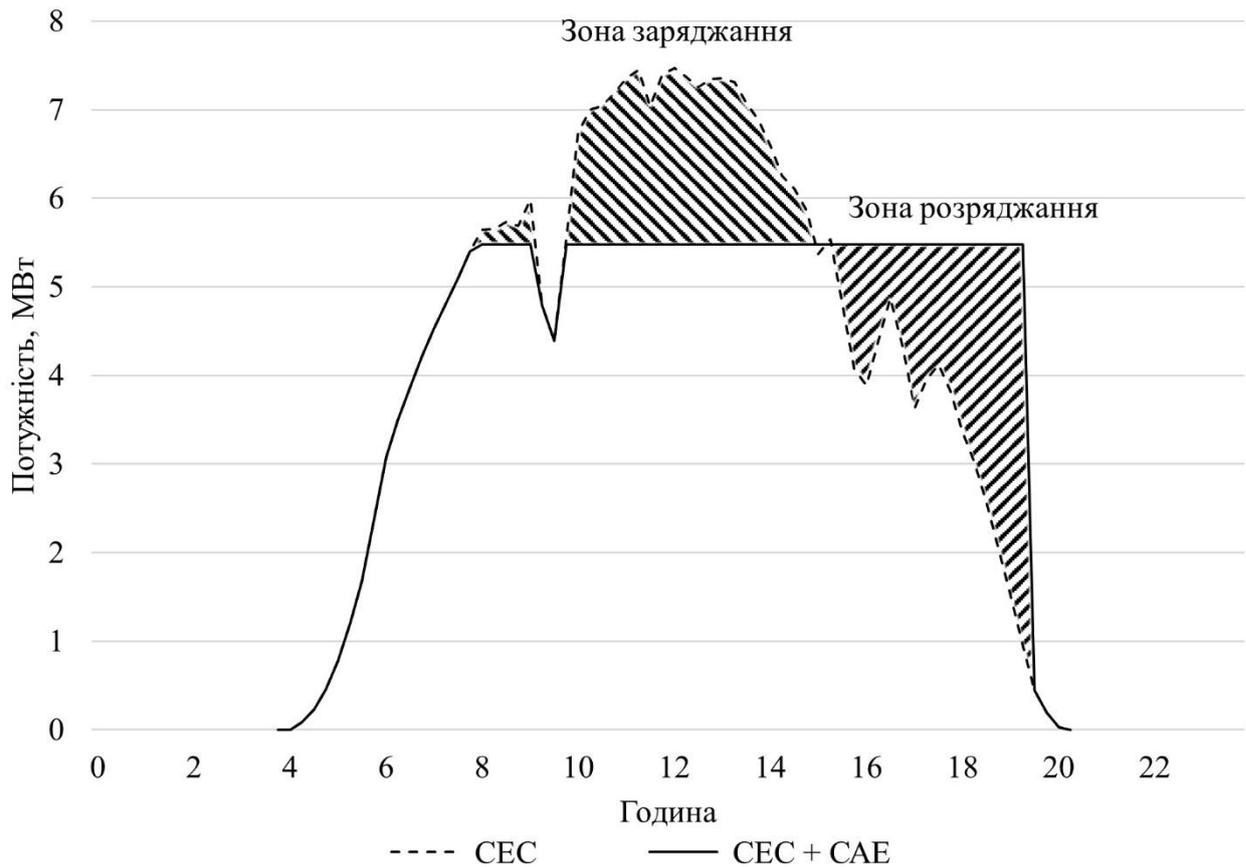


Рис. 3.2 Добовий графік сукупної роботи СЕС та САЕ для 17 червня при DC/AC ratio 1.83

Із рис. 3.2 видно, що при зниженні встановленої потужності інверторів час видачі потужності СЕС на одному стабільному рівні зростає до 11 годин (із 9:45 до 19:45 години). Тобто збільшення номінальної ємності з 5 до 10 МВт·год забезпечує зростання часу стабілізації потужності з 5 до 11 годин.

Також слід зауважити, що відповідно до розробленої математичної моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання розряджання АБ відбувається лише після 12:00 години доби. Тому до 12:00 години розряджання АБ не відбуватиметься, що видно о 9:30 годині. Стабілізація потужності гібридної СЕС у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання буде забезпечувати вирівнювання коливань потужності СЕС, що виникають через хмарність або з інших причин, лише після попереднього накопичення електричної енергії в АБ.

З метою досягнення повної стабілізації (вирівнювання) потужності відпуску електричної енергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, в енергосистему було використано (3.19) – (3.20) [98]. Результати моделювання стабілізації потужності досліджуваної гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, протягом одного повного циклу заряджання та розряджання АБ наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

**Результати моделювання стабілізації потужності гібридної СЕС протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ**

Найменування	Одиниця вимірювання	Дата дослідження				
		17	18	19	20	21
Потужність відпуску e/e	МВт	2,67	2,0	1,14	2,8	2,82
DC/AC ratio	–	3,75	5,0	8,77	3,57	3,55
Ємність заряджання САЕ	МВт·год	35,92	26,18	12,61	32,04	33,81
Ємність номінальна САЕ	МВт·год	44,9	32,73	15,76	40,05	42,27
Потужність заряд. САЕ	МВт	4,8	4,97	3,05	4,32	4,31
Обсяги вироб. e/e на СЕС	МВт·год	72,92	49,29	26,95	69,13	70,02
Обсяги відпуску СЕС	МВт·год	37,01	23,11	14,34	37,09	36,21
Обсяги відпуску САЕ	МВт·год	34,12	24,88	11,98	30,44	32,12

Із результатів моделювання (таблиця 3.3) видно, що максимальне значення номінальної ємності (44,9 МВт·год) зафіксовано 17 червня, а максимальне значення номінальної потужності (4,97 МВт) – 18 червня. За принципом вибору номінальних параметрів за максимальним значенням, з отриманих результатів визначено, що для стабілізації потужності відпуску електричної енергії в енергосистему протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ у структуру досліджуваної гібридної СЕС потрібно впровадити дев'ятигодинну САЕ з номінальною ємністю 45 МВт·год та номінальною потужністю – 5 МВ. До того ж встановлена потужність інверторів знижується до 5 МВт.

Отже, визначені параметри забезпечуватимуть стабілізацію потужності відпуску електричної енергії з гібридної СЕС в енергосистему протягом одного

повного циклу заряджання/розряджання АБ упродовж року, оскільки в інші дні року буде менший рівень інтенсивності сонячного випромінювання.

Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ для 17–18 червня показано на рис. 3.3, для 18–19 червня – на рис. 3.4.

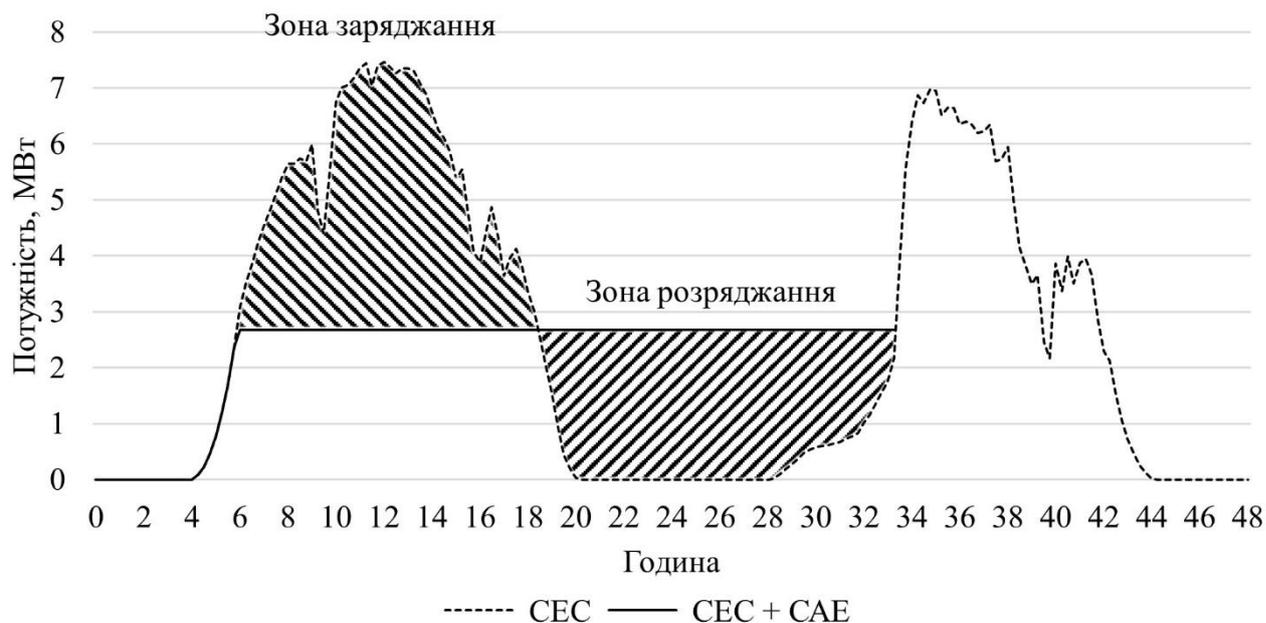


Рис. 3.3 Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС для 17–18 червня

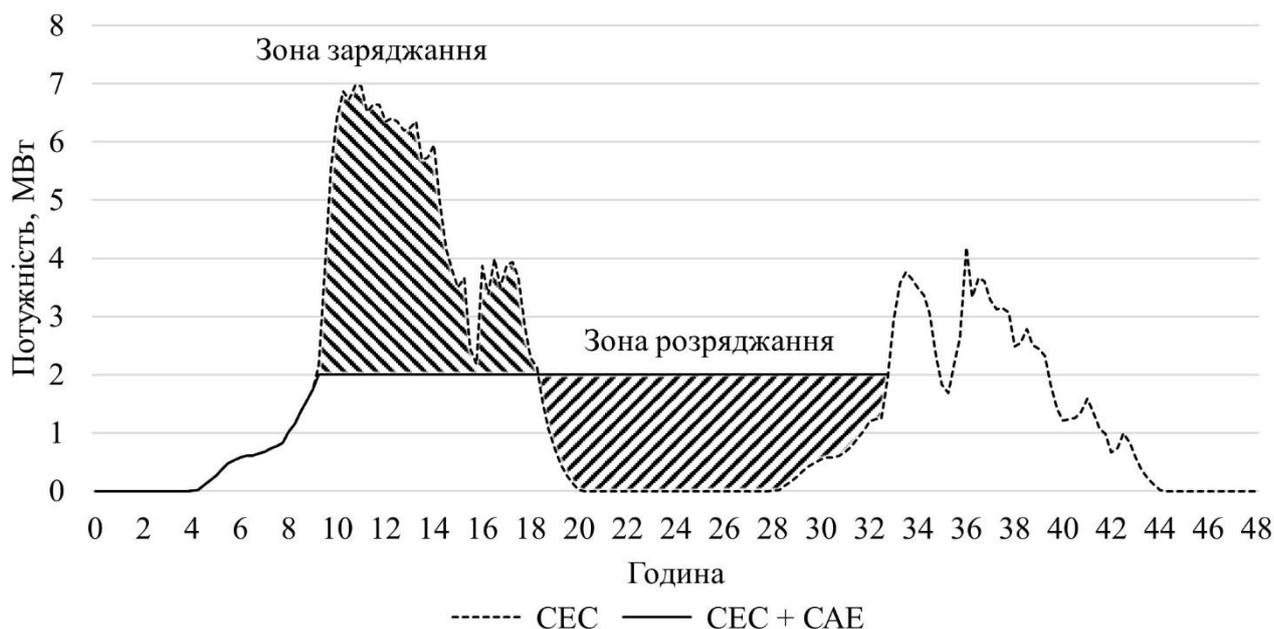


Рис. 3.4 Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС для 18–19 червня

Примітка. На рис. 3.3–3.4 шкала годин 1–24 відповідає першій добі (17 червня), а 25–48 – другій добі (18 червня).

Із рис. 3.3–3.4 можна побачити, що повна стабілізація (вирівнювання) потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ, триває 24–27 годин.

Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС для 17–21 червня показано на рис. 3.5.

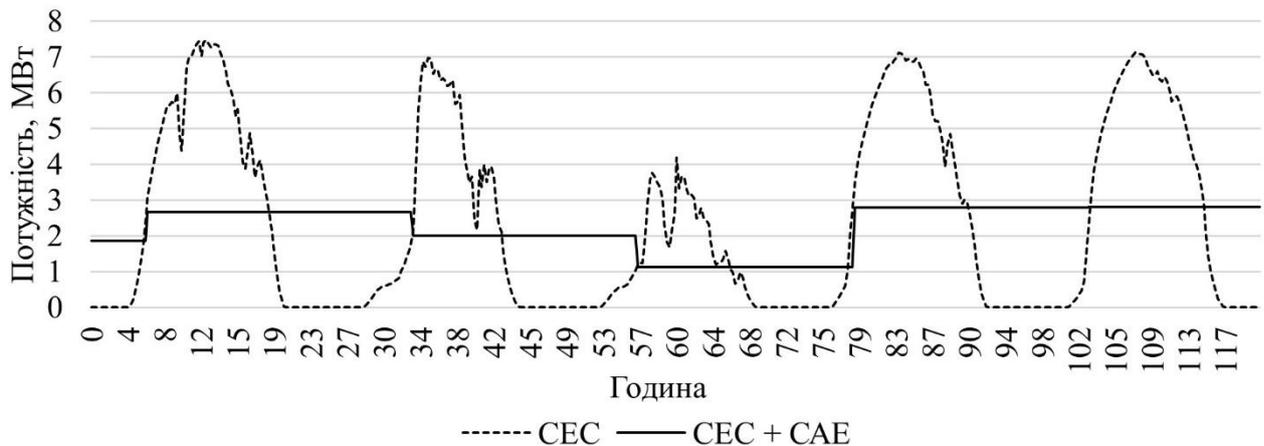


Рис. 3.5 Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС для 17–21 червня

Із рис. 3.5 видно, що для переходів між сусідніми циклами відбуваються зміни заявленої потужності відпуску електричної енергії в енергосистему в межах 1,14–2,8 МВт.

Отже, на основі розробленої розрахункової математичної моделі стабілізації потужності гібридної СЕС визначено залежність номінальних параметрів САЕ, які необхідні для збереження надлишкової електроенергії від встановленої потужності ФЕМ та інверторів. Так за результатами моделювання було визначено, що за умови фіксованої потужності ФЕМ на рівні 10 МВт зниження встановленої потужності інверторів із 6,3 до 5,5 МВт призводить до збільшення номінальної ємності САЕ з 5 до 10 МВт·год та потужності з 2,5 до 5 МВт. До того ж час стабілізації потужності відпуску електричної енергії з гібридної СЕС в енергосистему в час пікової інтенсивності сонячного випромінювання зростає з 5 до 11 годин.

Збільшити час стабілізації потужності відпуску електричної енергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, можна шляхом зниження встановленої потужності інверторів, що за умови фіксованої встановленої потужності ФЕМ призводить до зростання обсягів надлишкової електричної енергії та відповідно номінальних параметрів САЕ.

За результатами моделювання було визначено, що для забезпечення повної стабілізації (вирівнювання) потужності відпуску електричної енергії в енергосистему протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ у структуру досліджуваної гібридної СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт потрібно впровадити дев'ятигодинну САЕ з номінальною ємністю 45 МВт·год та номінальною потужністю – 5 МВт. До того ж встановлена потужність інверторів знижується з 6,3 до 5 МВт, що забезпечує зменшення на 21 % обсягів капітальних інвестиційних та операційних витрат на обладнання змінного струму СЕС.

Із проведеного дослідження випливає, що впровадження САЕ з визначеними параметрами в структуру СЕС дозволяє забезпечити повну стабілізацію (вирівнювання) її потужності як протягом періоду пікової інтенсивності сонячного випромінювання, так і протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ, що зменшує необхідність диспетчерського обмеження генеруючих потужностей в енергосистемі.

Також варто зауважити, що відповідно до розробленої моделі спільна робота СЕС та САЕ забезпечуватиме стабілізацію (вирівнювання) потужності відпуску електричної енергії в енергосистему, тобто роботу гібридної електростанції в базовій зоні покриття ГЕН. Водночас при переходах між сусідніми повними циклами заряджання/розряджання АБ будуть відбуватись різкі зміни потужності, компенсувати які можна шляхом стабілізації потужності СЕС протягом більш тривалого часу, що призведе до недовипуску електричної енергії та відповідно до зниження ефективності роботи СЕС.

### **3.3 Моделювання стабілізації потужності сонячної електростанції відповідно до потреб графіка електричного навантаження в енергосистемі**

Відповідно до моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, яка була наведена в розділі 3.2, сумарна потужність відпуску електричної енергії в енергосистему буде підтримуватись на одному незмінному рівні як у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, так і протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ. Однак при переходах між окремими циклами заряджання/розряджання АБ відбуватимуться коливання потужності, для компенсації яких в енергосистемі потрібно мати необхідний резерв маневрених потужностей. Тому для самозабезпечення СЕС та зменшення необхідних резервів для регулювання частоти та активної потужності була розроблена нова модель, у якій враховано потреби споживання електричної енергії в енергосистемі.

*Методологія.* Як зазначає С. Є. Саух [100], загалом ГЕН у межах однієї енергосистеми залежить від структури споживання електричної енергії. У своєму дослідженні В. О. Дерій та ін. [101] стверджують, що для ОЕС України характерним є щодобовий нічний провал рівня споживання електричної енергії.

Як зазначає П. Д. Лежнюк та ін. [102]–[103], стабільність функціонування електроенергетичної мережі досягається у випадку, коли добовий графік потужності генерації СЕС відповідає ГЕН, що залежить від особливостей конкретного регіону розташування. Використання розробленого методу визначення потужності маневрених резервів на основі коефіцієнта стабільності сумішей Гауса дозволяє визначати імовірність покриття ГЕН за рахунок генерації СЕС, що забезпечуватиме балансову надійність в енергосистемі.

Як показано у роботі [104] при збільшенні частки СЕС у структурі генеруючих потужностей підвищуються вимоги до гнучкості енергосистеми, що особливо відчутно при виході їх на номінальну потужність при максимальній інтенсивності сонячного випромінювання. Підвищити гнучкість енергосистеми

при збільшенні частки негарантованих джерел потужності можна за рахунок впровадження систем акумулювання електрохімічного типу.

М. П. Кузнєцовим та ін. [105] досліджено коливання потужності сонячної та вітрової генерації. За результатами моделювання проведеного на основі розробленої імітаційної моделі гібридної системи, що складається із джерела негарантованої потужності (СЕС+ВЕС), системи акумулювання та генератора-регулятора, визначено, що використання трьохгодинної системи акумулювання із номінальною потужністю співставною із потужністю ВДЕ зменшує тривалість позитивних та негативних небалансів та практично виключає необхідність застосування маневрених резервів.

Для забезпечення самодостатності СЕС потрібно, щоб вона працювала в змінній зоні покриття ГЕН, що виключає необхідність застосування швидкодіючих маневрених резервних потужностей, які використовуються для компенсації коливань потужності СЕС в енергосистемі.

Змінна частина ГЕН доби визначається через віднімання з повної потужності ГЕН його базової складової індивідуально для кожної доби:

$$P_t^{VAR} = P_t^{DEM} - \min_{t=1:24} \{ P_t^{DEM} \}, \quad (3.20)$$

де  $P_t^{VAR}$  – змінна частина потужності ГЕН для відрізка часу  $t$ , МВт;

$P_t^{DEM}$  – повна потужність ГЕН для відрізка часу  $t$ , МВт.

Для зменшення змінної частини потужності ГЕН до масштабів однієї СЕС використовують коефіцієнт приведення, який передбачає досягнення балансу між заявленою потужністю відпуску електричної енергії в енергосистему та приведеною змінною частиною ГЕН. Виходячи із зазначеного, добовий баланс між заявленою потужністю відпуску електричної енергії в енергосистему та приведеною змінною частиною ГЕН описується наступним виразом:

$$\sum_{t=t_{start}}^{t_{end}} P_t^{SYS} - \sum_{t=t_{start}}^{t_{end}} (P_t^{VAR} \cdot k^{DEM}) = 0, \quad (3.21)$$

де  $k^{DEM}$  – коефіцієнт приведення потужності ГЕН.

*Вхідні дані.* Для формування приведеної змінної частини потужності ГЕН було використано погодинний баланс потужності ОЕС України з порталу відкритих даних Міністерства цифрової трансформації України за 2019 рік [106]. Дані погодинного балансу було нормовано та переведено у відносні одиниці через максимальну потужність ГЕН – на рівні 23,5 ГВт, яка була об 11:00 години 28 січня.

Сформована приведена потужність ГЕН із використанням (3.21) – (3.22) для досліджуваних днів 17–21 червня показана на рис. 3.6.

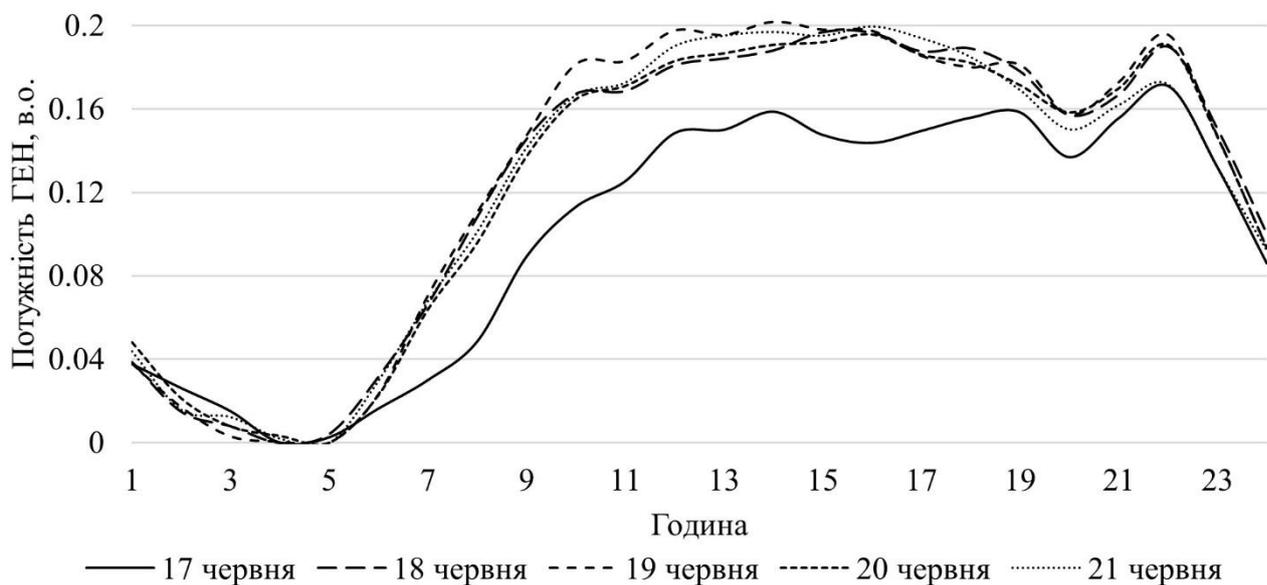


Рис. 3.6 Приведена змінна складова ГЕН для 17–21 червня

З рис. 3.6 можна побачити, що для досліджуваних днів найнижчий рівень навантаження ГЕН наявний о 4:00 години ночі. 17 червня спостерігаємо характерний пік ГЕН о 22:00 години, а для інших діб, окрім вечірнього піку, – ще денне зростання потужності ГЕН о 12:00, 14:00 та 16:00 годинах.

Для досліджуваних днів у межах 17–21 червня приведена змінна складова ГЕН складає 20 % від усього навантаження, тобто 80 % знаходяться в базовій (незмінній) частині ГЕН. Однак аналіз фактичних даних погодинного навантаження ОЕС України за 2019 рік [106] показав, що для всього року приведена змінна складова ГЕН складає 25 %, а незмінна (базова) – 75 %.

*Результати моделювання.* Графік відпуску електричної енергії отриманий за результатами моделювання на основі розробленої моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ (Розділ 3.2) без урахування рівня споживання електроенергії в енергосистемі та розробленої моделі стабілізації, у якій враховано форму ГЕН в енергосистемі (що наведена в цьому розділі) для 17–18 червня показано на рис. 3.7.

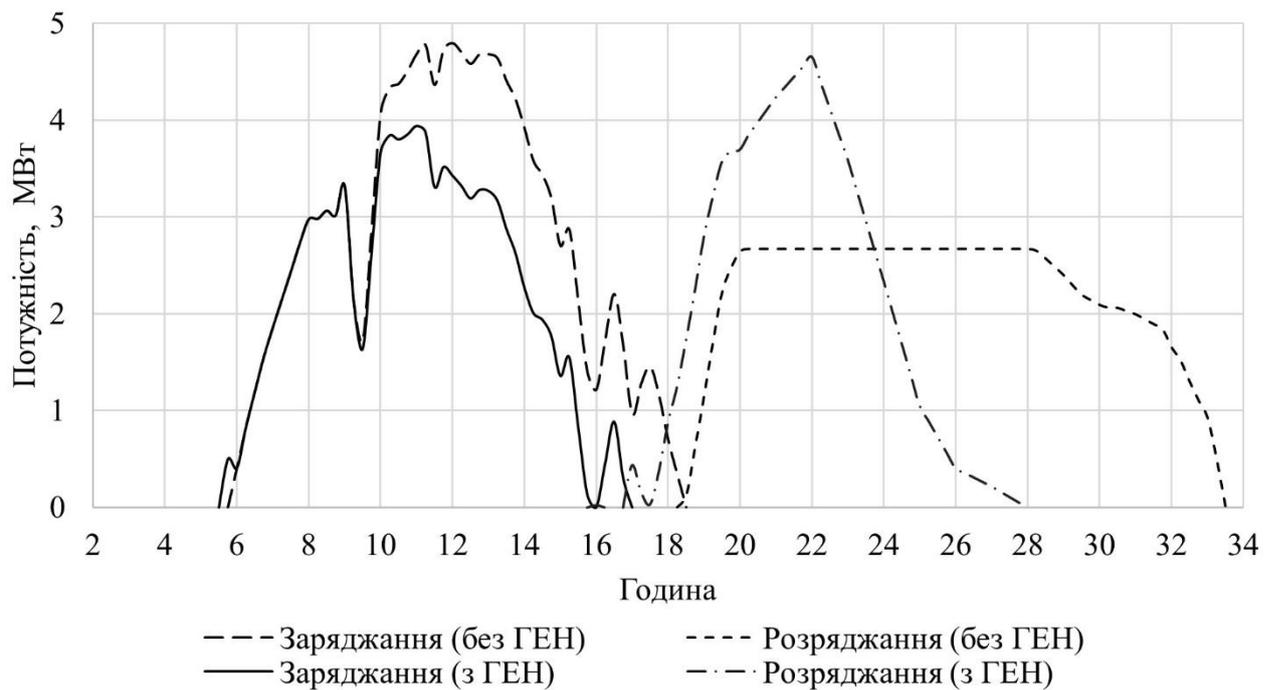


Рис. 3.7 Графік відпуску електричної енергії із гібридної СЕС в енергосистему для 17–18 червня

На рис. 3.7 позначення відповідають наступному: «без ГЕН» – результати отримані на основі моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ (Розділ 3.2) без урахування рівня споживання електроенергії в енергосистемі; «з ГЕН» – результати отримані на основі моделі стабілізації, у якій враховано форму ГЕН в енергосистемі.

Із рис. 3.7 видно, що ємність заряджання з урахуванням потреб ГЕН є меншою за ємність заряджання без урахування потреб ГЕН. Тобто номінальна ємність САЕ, яка необхідна для стабілізації потужності СЕС, за умови

врахування форми ГЕН в енергосистемі знижується із 45 до 35 МВт·год. До того ж потужність розряджання змінюється із форми одного стабільного рівня до форми із характерним максимумом на рівні 4,6 МВт 22:00 годині (у час вечірнього піку ГЕН). За умови врахування форми ГЕН для всіх досліджуваних днів встановлена потужність інверторів не перевищує 5 МВт.

Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС з урахуванням форми ГЕН в енергосистемі для 17–21 червня показано на рис. 3.8.

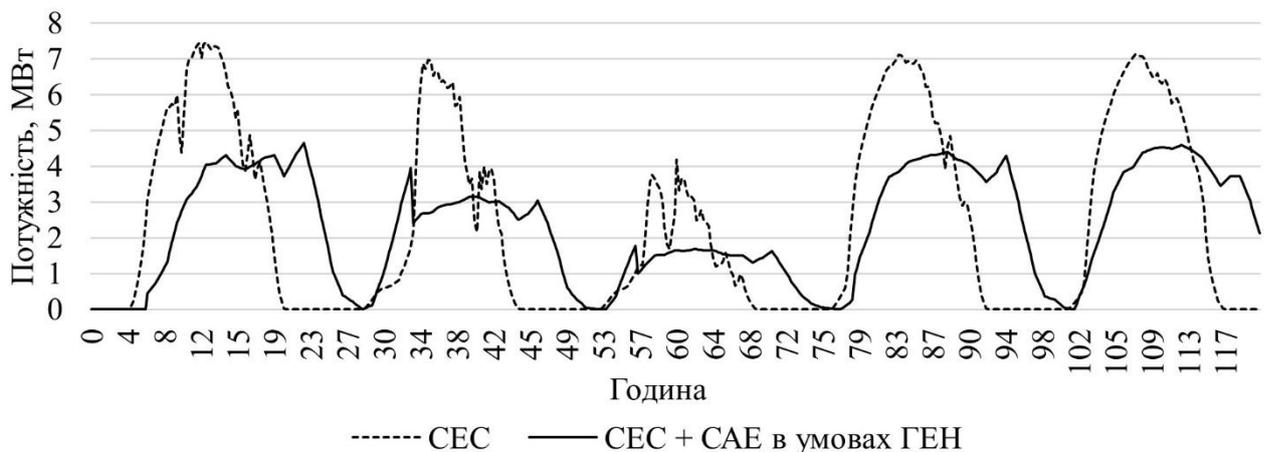


Рис. 3.8 Графік повної стабілізації потужності гібридної СЕС із урахуванням форми ГЕН в енергосистемі для 17–21 червня

Із рис. 3.8 видно, що для досліджуваних днів потужність відпуску електричної енергії з гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, в енергосистему замість форми, яка є характерною для інтенсивності сонячного випромінювання, повторює форму змінної приведенної частини ГЕН.

Отже, у розробленій моделі стабілізації потужності гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, було враховано потреби споживання електричної енергії в енергосистемі. За результатами моделювання визначено, що врахування форми ГЕН дозволяє зменшити необхідну для повної стабілізації (вирівнювання) потужності відпуску електричної енергії в енергосистему, ємність САЕ із 45 до 35 МВт. До того ж встановлена потужність інверторів СЕС знижується із 6,3 до 5 МВт.

Врахування потреби споживання електричної енергії в енергосистемі забезпечує зміну форми добового графіка потужності відпуску електричної

енергії в енергосистему з характерної кривої інтенсивності сонячного випромінювання до форми змінної частини ГЕН. Отже, впровадження САЕ в структуру СЕС та їх функціонування відповідно до розробленої моделі не потребуватиме збільшення маневрених резервів, які використовують для регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі.

*Оцінка впровадження гібридних СЕС в ОЕС України.* Заряджання САЕ надлишковою електричною енергією на СЕС дозволяє забезпечити більш сталі режими роботи традиційних електростанцій (АЕС, ТЕС, ГЕС) без зниження їхньої потужності [107]. Для оцінки впливу досліджуваних СЕС, до складу яких входить САЕ, на роботу енергосистеми в цілому використано математичну модель лінійного програмування, розроблену С. В. Шульженко та ін. [108, 109] в Інституті загальної енергетики НАН України.

Для визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків у момент покриття добового ГЕН в ОЕС України враховувались особливості функціонування ГАЕС (у генераторному та насосному режимах роботи) [108] та необхідність забезпечення необхідних резервів потужності ТЕС для вторинного регулювання частоти в ОЕС України [109].

На основі моделі математичного лінійного програмування визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків для покриття добового ГЕН [108, 109] було проведено моделювання [110] з урахуванням збільшення встановленої потужності СЕС в ОЕС України до 11 ГВт та зростання річного рівня споживання електричної енергії до 190 млрд. кВт·год з абсолютним максимумом на рівні 30,6 ГВт, що відповідає прогнозним даним до 2040 року.

У процесі дослідження [110] було враховано, що в структуру СЕС, які працюють в ОЕС України, впроваджено чотиригодинні САЕ з потужністю, яка становить 37 % від встановленої потужності інверторів. Для проведення дослідження було використано фактичні дані погодинної потужності виробництва електричної енергії на СЕС в ОЕС України за 2019 рік [108].

За результатами моделювання [110] було визначено, що впровадження САЕ в структуру СЕС забезпечує в енергосистемі зростання частки виробництва

електричної енергії на атомних електростанціях на 8 %; зниження частки виробництва ТЕС – на 20 %; зниження обсягів виробництва електричної енергії ГАЕС – на 4,5 %. Водночас зниження споживання вугілля в енергосистемі на 19 % забезпечує зменшення викидів двоокису вуглецю на 17 %; викидів оксидів сірки – на 17 %; викидів пилу – на 19 %; викидів оксиду азоту – на 15 %, що є важливим для виконання Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок [111].

### **Висновки до розділу 3**

1. На основі удосконаленої моделі оптимізації структури обладнання гібридної СЕС із урахуванням входження у її структуру САЕ для збереження надлишкової електричної енергії, що виникає при перевантаженні інверторів потужністю ФЕМ визначено, що для збереження всієї надлишкової електричної енергії у структуру досліджуваної СЕС із оптимальною структурою – встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та потужністю інверторів на рівні 6,3 МВт потрібно впровадити тригодинну САЕ з номінальною ємністю 3,0 МВт·год та потужністю 1,0 МВт.

2. Уперше розроблено розрахункову математичну модель визначення необхідних технічних параметрів САЕ, яка входить у структуру СЕС для збереження надлишкової електричної енергії ФЕМ і стабілізації її потужності в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання протягом одного повного циклу заряджання/розряджання АБ та підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні, у тому числі відповідно до потреб ГЕН.

3. Уперше розроблено метод визначення необхідних технічних параметрів і режимів спільної роботи САЕ, яка входить у структуру гібридної СЕС, що складається із систематизованої сукупності кроків використання розрахункової математичної моделі, на основі якого визначаються технічні параметри та режими спільної роботи СЕС та САЕ, що забезпечують збереження надлишкової

електричної енергії ФЕМ, підтримку потужності відпуску електричної енергії на заявленому рівні, у тому числі відповідно до потреб ГЕН в енергосистемі.

4. На основі розробленого методу визначення необхідних технічних параметрів і режимів спільної роботи САЕ, яка входить у структуру гібридної СЕС, визначено, що для стабілізації її потужності у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання та протягом одного повного циклу заряджання/розряджання акумуляторних батарей в структуру досліджуваної СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та потужністю інверторів – 6,3 МВт потрібно впровадити дев'ятигодинну САЕ з номінальною ємністю 45 МВт·год та потужністю 5 МВт.

Для підтримки потужності відпуску електричної енергії відповідно до потреб ГЕН в енергосистемі у структуру досліджуваної СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та потужністю інверторів – 6,3 МВт потрібно впровадити семигодинний САЕ з номінальною ємністю 35 МВт·год та потужністю 5 МВт, що забезпечує зменшення обсягів маневрених резервів регулювання частоти та активної потужності, які застосовуються в енергосистемі для компенсації добового збільшення/зменшення потужності СЕС, що виникає за умови зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

До третього розділу увійшли результати дослідження, які опубліковано в наступних роботах [93], [97], [98], [99], [107], [110] автора дисертації.

## РОЗДІЛ 4

### МЕТОД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ГІБРИДНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В РИНКОВИХ УМОВАХ

#### 4.1 Метод техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів

Проведення техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних електростанцій за умови спільної роботи СЕС та САЕ на основі методики середньозваженої собівартості виробництва електроенергії (LCOE) потребує окремого визначення середньозваженої собівартості зберігання електроенергії (Levelized Cost of Storage, LCOS) [51, 66]. Якщо для заряджання АБ використовують електроенергію, вироблену на ФЕМ, то для проведення техніко-економічної оцінки спільної роботи СЕС та САЕ потрібно визначити сумарну середньозважену собівартість відпуску електроенергії в енергосистему (Levelized Cost of Energy Storage, LCOES), що було використано в дослідженні збільшення частки СЕС на довготермінову перспективу [98].

Однак використання загальноприйнятих методик (LCOE, LCOS, LCOES) ускладнюється тим, що неефективне використання ємності САЕ призводить до зростання собівартості зберігання (LCOS) та відповідно до зростання сумарної собівартості (LCOES). Крім того, загальноприйняті методики не дають можливості враховувати наявність різної вартості відпуску електричної енергії із СЕС в енергосистему, що може бути за умови фіксованої ставки «зеленого» тарифу (аукціонної ціни) та вільних ринкових цін для САЕ.

Тому розробка ефективної методики для проведення техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів СЕС та САЕ, яка враховуватиме наявність різної вартості виробленої електроенергії у випадку відпуску її в енергосистему за фіксованим тарифом (або за ринковими цінами) та грошового потоку з урахуванням сумарних доходів та витрат, є актуальним науковим завданням, яка потребує вирішення.

*Методологія.* Як зазначає Б. Г. Тучинський та ін. [112], загальноприйнятим показником, який дозволяє провести оцінку ефективності інвестиційного проєкту, є чиста приведена вартість (Net Present Value, NPV). Чиста приведена вартість для СЕС визначається різницею між капітальними інвестиційними витратами при провадженні електростанції та грошовим потоком протягом усього терміну її комерційної експлуатації з урахуванням дисконтування:

$$NPV^{PV} = -C^{PV} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}}, \quad (4.1)$$

де  $NPV^{PV}$  – чиста приведена вартість для СЕС, \$;

$C^{PV}$  – капітальні інвестиційні витрати при впровадженні СЕС, \$;

$CF_n^{PV}$  – грошовий потік у році  $n$  для СЕС, \$.

Чиста приведена вартість для САЕ визначається:

$$NPV^{BESS} = -C^{BESS} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{BESS}}{(1+r)^{n-1}}, \quad (4.2)$$

де  $NPV^{BESS}$  – чиста приведена вартість для САЕ, \$;

$C^{BESS}$  – капітальні інвестиційні витрати при впровадженні САЕ, \$;

$CF_n^{PV}$  – грошовий потік у році  $n$  для САЕ, \$.

Чиста приведена вартість для гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, визначається:

$$NPV^{PV-BESS} = -C^{PV} - C^{BESS} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{PV} + CF_n^{BESS}}{(1+r)^{n-1}}, \quad (4.3)$$

де  $NPV^{PV-BESS}$  – чиста приведена вартість для СЕС та САЕ, \$.

Формулювання чистої приведеної вартості у вигляді (4.3) дозволяє враховувати капітальні інвестиційні витрати та грошовий потік (сумарні доходи та витрати) окремо для СЕС та САЕ.

Грошовий потік для СЕС та САЕ визначається однаково через різницю між сумарними доходами та витратами:

$$CF_n^{PV(BESS)} = D_n^{PV(BESS)} - V_n^{PV(BESS)}, \quad (4.4)$$

де  $D_n^{PV(BESS)}$  – сумарний дохід СЕС (САЕ) у році  $n$ , \$;

$V_n^{PV(BESS)}$  – сумарні витрати СЕС (САЕ) у році  $n$ , \$.

Для СЕС дохід визначають через добуток обсягів та вартості відпуску електричної енергії в енергосистему. Для САЕ дохід визначається, виходячи з номінальної ємності САЕ, глибини можливого заряджання, ефективності перетворення АБ та середньорічної вартості продажу електроенергії на ринку:

$$D_n^{ESS} = [C^{BESS\_nom} \cdot \eta^{DoD} \cdot \eta^{RTE} \cdot 365] \cdot P_n^{SALE}, \quad (4.5)$$

де  $C^{BESS\_nom}$  – номінальна ємність САЕ, МВт·год;

$P_n^{SALE}$  – середньорічна вартість продажу електроенергії в році  $n$ , \$/МВт·год.

Витрати для САЕ визначають, виходячи з номінальної ємності САЕ, глибини можливого заряджання, ефективності перетворення АБ та середньорічної вартість купівлі електроенергії на ринку:

$$V_n^{ESS} = [C^{BESS\_nom} \cdot \eta^{DoD} \cdot 365] \cdot P_n^{BUY}, \quad (4.6)$$

де  $P_n^{BUY}$  – середньорічна вартість купівлі електроенергії для року  $n$ , \$/МВт·год.

Середньорічну вартість купівлі електричної енергії на ринку визначають для годин, які мають найнижчу вартість протягом цілого року, а середньорічну вартість продажу – для годин, які мають найвищу вартість.

Кількість годин роботи САЕ протягом однієї доби визначають із співвідношення її номінальної ємності та потужності:

$$x^{C/P} = C^{BESS\_nom} / P^{BESS\_nom}, \quad (4.6)$$

де  $x^{C/P}$  – співвідношення номінальної ємності/потужності САЕ.

Співвідношення номінальної ємності/потужності САЕ характеризує максимально можливу кількість годин безперервної роботи накопичувача за умови заряджання/розряджання на номінальній потужності. Наприклад, для САЕ з номінальною ємністю 12 МВт·год та номінальною потужністю 3 МВт середньорічна вартість електричної енергії на ринку буде визначатися за середнім значенням для чотирьох годин.

Як зазначає Н. В. Погуда [113], для кожного інвестиційного проекту існує така ставка дисконтування, за якої чиста приведена вартість буде рівною нулю, тобто капітальні інвестиційні витрати при провадженні дорівнюють грошовому потоку протягом усього терміну комерційної експлуатації електростанції з урахуванням дисконтування.

Тобто внутрішня норма прибутку (IRR) – це ставка дисконтування, за якої чиста приведена вартість рівна нулю. Внутрішню норму прибутку розраховують окремо для кожного проекту, що дає можливість оцінити його рентабельність. Якщо визначена IRR є більшою за поточну ставку дисконтування, яка визначається через WACC, то проект є привабливим для залучення інвестицій. Якщо IRR є меншою за WACC, то такий проект є збитковим та непривабливим для залучення інвестицій.

Відповідно до роз'яснення Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг від 28.06.2013 № 798 внутрішня норма прибутку визначається [114]:

$$IRR = A + \frac{a(A + B)}{a - b}, \quad (4.8)$$

де  $IRR$  – внутрішня норма прибутку, %;

$A$  – ставка дисконтування, за якої  $NPV > 0$ , %;

$B$  – ставка дисконтування, за якої  $NPV < 0$ , %;

$a$  – величина позитивної  $NPV$  при ставці дисконту  $A$ ;

$b$  – величина позитивної  $NPV$  при ставці дисконту  $B$ .

Фінальним показником для оцінки рентабельності інвестиційного проекту є термін окупності. Як зазначає Н. В. Яшкіна [115], під терміном окупності (Payback Period, PP) розуміють відношення капітальних інвестиційних витрат при впровадженні до грошового потоку.

За інформацією В. П. Кожем'яко та ін. [116], термін окупності інвестицій є одним з основних техніко-економічних показників, який характеризує ефективність будівництва нової електростанції. У дослідженні Т. В. Кудін та ін. [117] стосовно стратегії розвитку ВДЕ було показано, що за умови однакових

грошових потоків протягом періоду комерційної експлуатації електростанції її термін окупності буде залежати від величини початкових інвестиційних капіталовкладень.

Тобто в процесі оптимізації структури обладнання СЕС за критерієм мінімальної собівартості виробництва електроенергії знижується встановлена потужність інверторів та відповідно зменшуються інвестиційні капіталовкладення, що забезпечують зменшення терміну окупності інвестицій.

Термін окупності для СЕС та САЕ визначають через відношення капітальних інвестиційних витрат у процесі впровадження до сумарного грошового потоку протягом усього періоду її комерційної експлуатації:

$$PP^{PV(BESS)} = \frac{C^{PV(BESS)}}{\sum_{n=1}^N CF_n^{PV(BESS)}}, \quad (4.9)$$

де  $PP^{PV(BESS)}$  – термін окупності СЕС (САЕ), років.

Термін окупності для гідридної СЕС, до складу якої входить САЕ, визначається [118]:

$$PP^{PV-BESS} = \frac{C^{PV} + C^{BESS}}{\sum_{n=1}^N (CF_n^{PV} + CF_n^{BESS})}, \quad (4.10)$$

де  $PP^{PV-BESS}$  – термін окупності гібридної СЕС із САЕ, років.

Отже, у сучасних ринкових умовах вироблена електрична енергія із СЕС відпускається в енергосистему за вільними ринковими цінами, які змінюються протягом кожної години. При впровадженні САЕ в структуру СЕС можлива одночасна наявність відпуску виробленої електричної енергії за фіксованим тарифом та за вільними ринковими цінами, що ускладнює використання загальноприйнятих методів визначення середньозваженої собівартості виробництва та зберігання електричної енергії.

Для техніко-економічної оцінки спільної СЕС та САЕ було сформовано показники чистої приведеної вартості, внутрішньої норми прибутку й терміну окупності інвестицій. Формулювання чистої приведеної вартості як базового показника оцінки рентабельності впровадження інвестиційних проєктів дозволяє

враховувати капітальні інвестиційні витрати та грошовий потік (сумарні доходи та витрати) окремо для СЕС та САЕ.

#### **4.2 Оцінка рентабельності впровадження проєктів сонячних електростанцій із стандартною, оптимізованою та гібридною структурою**

*Оцінка рентабельності СЕС із стандартною структурою.* Об'єктом дослідження є умовна СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та встановленою потужністю інверторів – 8,0 МВт (DC/AC ratio 1,25). Вхідні техніко-економічні показники для розрахунків приймалися відповідно до таблиці 2.2. Також було прийнято курс гривні / \$ – 28.58; курс € / \$ – 1.24.

Оцінка рентабельності інвестиційного проєкту проводилась з урахуванням того, що відпуск електричної енергії, виробленої на СЕС, в енергосистему здійснюється за «зеленим» тарифом. Дослідження проводилось з урахуванням Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 21.07.2020 № 810-IX [119], відповідно до якого для нових СЕС потужністю 1 МВт і більше введено понижуючий коефіцієнт 0.4.

Для досліджуваної СЕС, яка умовно впроваджена у 2022 році «зелений» тариф становить 52,1 \$/МВт·год. Однак, враховуючи, що «зелений» тариф буде діяти лише до 31 грудня 2029 року, у дослідженні було запропоновано, щоб, починаючи з 2030 року, відпуск виробленої електричної енергії із СЕС в енергосистему здійснюється за вільними ринковими цінами.

Для формування вільних ринкових цін були використані фактичні дані погодинних цін продажу електричної енергії ринку «на добу наперед» (РДН) за 12 місяців 2021 року, які було взято з офіційного сайту АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ» [120]. Було враховано, що відпуск виробленої електричної енергії із СЕС здійснюється з 8:00 по 19:00 години. Середньорічна ціна продажу

електричної енергії на РДН за вказаний період 2021 року становила 71,5 \$/МВт·год.

На довготермінову перспективу було враховано той факт, що з кожним роком вартість продажу електричної енергії на РДН зростає на 3 % у порівнянні з попереднім роком. Отже, вартість продажу електричної енергії на РДН у 2046 році, тобто на двадцять п'ятому році комерційної експлуатації електростанції, становитиме 149,7 \$/МВт·год. Результати оцінки рентабельності СЕС із стандартною структурою наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

**Результати оцінки рентабельності СЕС із стандартною структурою**

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
<i>загальні показники</i>		
Початкові інвестиційні затрати	млн. \$	8,05
Витрати за життєвий цикл	млн. \$	5,37
<i>відпуск за «зеленим» тарифом та вільними ринковими цінами</i>		
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	21,17
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	15,8
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	4,84
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	-3,21
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	4,44
Термін окупності проекту (PP)	років	12,7
<i>відпуск за вільними ринковими цінами</i>		
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	23,38
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	18,01
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	6,05
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	-1,55
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	6,22
Термін окупності проекту (PP)	років	11,2

З одержаних результатів видно, що з урахуванням прийнятої величини «зеленого» тарифу та цін на РДН впровадження нових СЕС є не вигідними для інвесторів, про що свідчить низька внутрішня норма прибутку.

*Оцінка рентабельності СЕС з оптимізованою структурою.* Об'єктом дослідження є умовна СЕС з оптимізованою структурою відповідно до результатів, отриманих на основі нелінійної моделі оптимізації структури обладнання СЕС (наведеної в Розділі 2.3). Встановлена потужність ФЕМ на рівні 10 МВт та інверторів – 6,3 МВт (DC/AC ratio 1,59).

У процесі визначення річних обсягів виробництва електричної енергії було враховано їх зменшення на 9 %, яке відбувається на інверторах у момент їх перевантаження надлишковою потужністю ФЕМ відповідно до результатів, наведених у таблиці 2.1. Оцінка рентабельності інвестиційного проєкту проводилась з урахуванням того, що відпуск електричної енергії, виробленої на СЕС з оптимізованою структурою, здійснюється лише за вільними ринковими цінами, оскільки вони є більшими за «зелений» тариф. Результати оцінки рентабельності СЕС з оптимізованою структурою наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

#### Результати оцінки рентабельності СЕС із оптимізованою структурою

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
Початкові інвестиційні затрати	млн. \$	7,63
Витрати за життєвий цикл	млн. \$	5,13
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	21,28
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	16,15
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	5,77
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	-1,86
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	5,68
Термін окупності проєкту (PP)	років	11,8

З одержаних результатів видно, що при будівництві СЕС з оптимізованою структурою (таблиця 4.2) початкові інвестиційні витрати знижуються на 0,42 млн. \$ (або на 5 %) у порівнянні із стандартною структурою (таблиця 4.1). Однак сумарний дохід від продажу електричної енергії за весь термін її комерційної експлуатації електростанції знизиться на 2,1 млн. \$ (або на 9 %), тобто через зменшення обсягів виробництва електроенергії за умови обмеження на інверторах. Тому доцільно для збереження надлишкової електричної енергії в структуру СЕС впровадити САЕ та провести техніко-економічну оцінку такого інвестиційного проєкту.

*Оцінка рентабельності СЕС із гібридною структурою.* Було прийнято, що в структуру оптимізованої СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт та встановленою потужністю інверторів – 6,3 МВт (DC/AC ratio 1,59) впроваджено САЕ. Номінальна ємність САЕ на рівні 5 МВт·год та номінальна потужність – 2,5 МВт були визначені відповідно до розробленої моделі стабілізації потужності СЕС у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, наведеної в Розділі 2.2.

Питомі інвестиційні капіталовкладення для САЕ приймалися на рівні – 311 \$/кВт·год та операційні витрати – 4,84 \$/кВт·год аналогічно, як і в Розділі 3.1. Враховуючи деградацію АБ, було враховано щорічні питомі витрати на оновлення накопичувача на рівні 1,2 % від інвестиційних капіталовкладень в обладнання постійного струму САЕ [94].

При проведенні дослідження було враховано, що САЕ здійснює збереження надлишкової електричної енергії та відпуск її в енергосистему в період найвищих цін на РДН із 18:00 до 22:00 години (у час вечірнього максимуму споживання). Результати оцінки рентабельності СЕС із гібридною структурою, до складу якої входить САЕ, наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

### Результати оцінки рентабельності СЕС із гібридною структурою

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
Початкові інвестиційні затрати	млн. \$	9,24
Витрати за життєвий цикл	млн. \$	6,48
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	24,43
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	17,95
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	6,27
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	-2,97
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	4,48
Термін окупності проекту (PP)	років	12,9

З одержаних результатів видно, що впроваджувати САЕ в структуру СЕС для збереження надлишкової електричної енергії за поточними цінами на РДН поки не вигідно. Це пов'язано з тим, що номінальна ємність САЕ протягом року використовується не на повну. Для досліджуваного режиму сумарні обсяги відпуску електричної енергії за рік становлять 883 МВт·год або 64 % від максимальної доступної ємності розрядження САЕ на рівні 1387 МВт·год.

Тому доцільно провести техніко-економічну оцінку інвестиційного проекту САЕ, що здійснює купівлю/продаж електричної енергії на ринку з використанням доступної ємності розрядження АБ повністю протягом року.

*Оцінка рентабельності САЕ в режимі енергетичного арбітражу.* За інформацією Lazard [51], режим енергетичного арбітражу – це купівля електричної енергії на ринку в період найнижчих цін та її продаж у період найвищих цін. Для проведення дослідження було прийнято номінальну ємність САЕ на рівні 35 МВт·год та потужність 5 МВт відповідно до отриманих результатів у Розділі 4.4.

Для чотиригодинної САЕ приймався той факт, що купівля електричної енергії здійснюється на РДН у період із 2:00 до 6:00 години (у час нічного зниження навантаження в енергосистемі) за середньорічною ціною

29,6 \$/МВт·год, а продаж у період із 18:00 до 22:00 години (у час вечірнього максимуму споживання) за середньорічною ціною 95 \$/МВт·год [120].

На довготермінову перспективу було враховано, що з кожним роком вартість купівлі та продажу електричної енергії на РДН зростає на 3 % у порівнянні з попереднім роком. Отже, вартість купівлі електричної енергії на РДН у 2046 році, тобто на двадцять п'ятому році комерційної експлуатації накопичувача становитиме 61,9 \$/МВт·год, а продажу – 149,7 \$/МВт·год.

З урахуванням глибини можливого розрядження (DoD) на рівні 80 % та ефективності перетворення АБ (RTE) – 95 %, для прийнятих параметрів САЕ визначено, що сумарні обсяги купівлі електричної енергії за рік становлять 10,22 тис. МВт·год та продажу 9,709 тис. МВт·год. Результати оцінки рентабельності проєкту САЕ наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

#### Результати оцінки рентабельності САЕ

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
Початкові інвестиційні затрати	млн. \$	10,23
Витрати за життєвий цикл	млн. \$	8,77
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	34,4
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	25,23
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	8,77
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	-1,47
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	6,8
Термін окупності проєкту (PP)	років	7,44

Із результатів проведеної техніко-економічної оцінки окремої роботи САЕ (таблиця 4.4) видно, що з урахуванням поточних цін купівлі/продажу електричної енергії за 2021 рік та подальшого їх прогнозного щорічного зростання на 3 % інвестиційні проєкти САЕ є не вигідними для інвесторів. Про що свідчить від'ємне значення чистої приведеної вартості.

За результатами проведеної техніко-економічної оцінки можна зазначити, що рівень «зеленого» тарифу 2022 року не забезпечує рентабельність впровадження нових СЕС. Водночас електричну енергію, вироблену на СЕС, вигідніше відпускати в енергосистему за вільними ринковими цінами, аніж за фіксованим тарифом державної підтримки впровадження та розвитку альтернативних джерел енергії.

Отже, впровадження САЕ до СЕС дозволяє не лише зберегти надлишкову електричну енергію, але й здійснити переміщення її в часі з метою продажу в період найбільших цін на ринку. Однак рентабельність нових проєктів СЕС не досягається з урахуванням поточних цін на РДН і того, що електрична енергія в денні години доби, у яких здійснюється відпуск найбільших обсягів виробленої електричної енергії в енергосистему через пікову інтенсивність сонячного випромінювання, є нижчими, аніж ціни в час вечірнього максимуму споживання.

За результатами проведеного техніко-економічного впровадження САЕ в структуру СЕС визначено, що для зміщення частини виробленої електричної енергії в часі сумарний дохід зростає, однак, за поточних цін на ринку, це не дозволяє компенсувати сумарні інвестиційні витрати, оскільки чиста приведена вартість є від'ємною.

Також слід зауважити, що в осінньо-зимові місяці СЕС виробляє в 5–6 разів менші обсяги електричної енергії за добу, тому в процесі заряджання САЕ електричною енергією, виробленою лише на СЕС, доступна ємність АБ протягом року буде використовуватись не повністю, що призведе до зростання собівартості зберігання електричної енергії та погіршення показників такого інвестиційного проєкту.

Результати дослідження роботи САЕ в режимі енергетичного арбітражу, який забезпечує використання доступної ємності АБ протягом року повністю, показали, що найбільший дохід можна одержати в процесі купівлі електричної енергії в час нічного зниження навантаження, а продаж – у час вечірнього

максимуму споживання в енергосистемі. Однак за поточної вартості електричної енергії 2021 року такі проєкти поки є не вигідними.

Тому для підвищення економічної ефективності спільної роботи СЕС та САЕ в час, коли обсягів виробленої електричної енергії не вистачає для заповнення всієї ємності АБ, доцільно здійснювати закупівлю додаткової електричної енергії на конкурентному ринку.

#### **4.3 Оцінка рентабельності при різних режимах спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії**

Відповідно до Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» від 15.02.2022 № 2046-IX [69], заряджання УЗЕ дозволяється здійснювати електричною енергією, виробленою на власних електроустановках електростанції, у тому числі виробникам ВДЕ, які відпускають вироблену електричну енергію в енергосистему за «зеленим» тарифом (аукціонною ціною).

До того ж розряджання УЗЕ може здійснюватися в будь-який момент часу за умови неперевикнення дозволеної потужності приєднання до електричних мереж (згідно з ТУ). Зауважимо, що виробникам ВДЕ, які відпускають вироблену електричну енергію в енергосистему за «зеленим» тарифом (аукціонною ціною), заборонено здійснювати її закупівлю на сегментах ринку. Виходячи із зазначеного, можна зробити висновок, що при спільній роботі СЕС та САЕ можливість купівлі додаткової електричної енергії на ринку можна буде лише при внесенні відповідних змін до Закону України «Про ринок електричної енергії» [9].

*Формування режимів спільної роботи СЕС та САЕ.* Для проведення дослідження з метою підвищення економічної ефективності використання доступної ємності АБ у процесі спільної роботи СЕС та САЕ було сформовано наступні режими:

I – якщо потужність генерації СЕС є більшою за можливу потужність заряджання САЕ, то відбувається відпуск цієї надлишкової електричної енергії напряму із СЕС в енергосистему, що, насамперед, притаманно полуденним годинам доби в межах 12–13 години, тобто в час пікової інтенсивності сонячного випромінювання;

II – якщо потужність генерації СЕС є рівною або меншою за можливу потужність заряджання САЕ, то відбувається заряджання АБ, тобто накопичення виробленої електричної енергії з метою подальшого розряджання у вечірній пік споживання в енергосистемі (із 19:00–22:00 години);

III – якщо за прогнозними даними щодо інтенсивністю сонячного випромінювання визначено, що протягом доби доступна ємність САЕ буде використовуватись не на повну, то для підвищення економічної ефективності функціонування гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, здійснюється закупівля додаткової електричної енергії на ринку для дозаряджання вільної ємності АБ з метою подальшого перепродажу, тобто енергетичний арбітраж.

Добові обсяги виробництва електричної енергії на СЕС із зазначеними зонами, які відповідають сформованим режимам спільної роботи СЕС та САЕ показано на рис. 4.1.

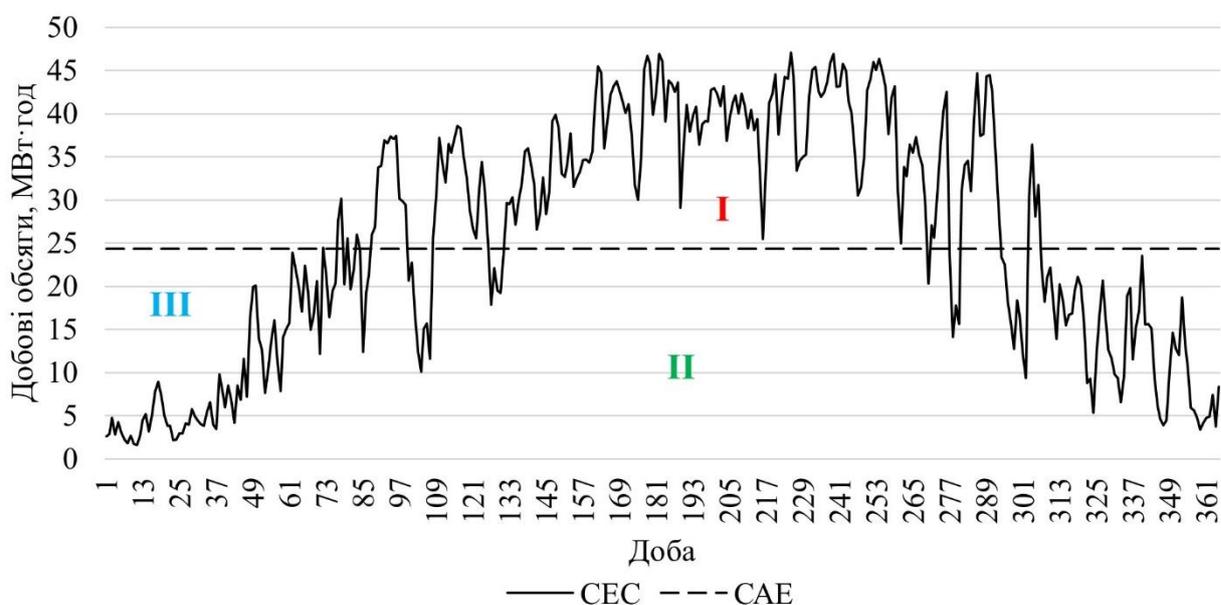


Рис. 4.1 Добові обсяги виробництва електричної енергії на СЕС

Для проведення дослідження було прийнято СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт, встановленою потужністю інверторів – 8 МВт (DC/AC ratio 1.25) та чотиригодинну САЕ з номінальною ємністю – 32 МВт·год та номінальною потужністю – 8 МВт.

На основі історичних даних погодинного навантаження СЕС в ОЕС України за 2019 рік [89], для досліджуваної СЕС було визначено щодобові обсяги виробництва електроенергії. Кожному з режимів спільної роботи СЕС та САЕ визначено обсяги електричної енергії, які відпускаються із СЕС в енергосистему напряму, які накопичуються в САЕ з метою подальшого розрядження в період найвищих цін на ринку та які дозакуповуються на ринку.

Таблиця 4.5

**Обсяги виробництва, відпуску, купівлі та продажу електроенергії для СЕС та САЕ протягом одного року**

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення	Прим.
Обсяги виробленої е/е на СЕС	МВт·год	9 811	
Обсяги відпущеної е/е з СЕС напряму	МВт·год	2 867	24,5 %
Обсяги відпущеної е/е через САЕ	МВт·год	6 843	58,5 %
Сумарний відпуск виробленої е/е	МВт·год	9 711	
Обсяги до купівлі е/е на ринку для САЕ	МВт·год	2 037	
Обсяги продажу е/е на ринку для САЕ	МВт·год	1 986	17,0 %
Обсяги відпуску е/е з СЕС та САЕ	МВт·год	11 697	

Із визначених обсягів (таблиця 4.5) можна побачити, що ефективність використання САЕ підвищується на 17 % за рахунок закупівлі додаткової електричної енергії на ринку для заповнення вільної ємності АБ з подальшим продажем у години найбільшого попиту.

Результати оцінки рентабельності впровадження проектів СЕС, у структуру якої входить САЕ з різними режимами їх спільної роботи, наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6

## Результати оцінки рентабельності гібридної СЕС

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
Початкові інвестиційні затрати	млн. \$	17,69
Витрати за життєвий цикл	млн. \$	13,63
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	38,34
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	24,71
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	7,65
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	-10,4
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	2,15
Термін окупності проєкту (PP)	років	17,1

Із результатів дослідження (таблиця 4.6) видно, що внутрішня норма прибутку є майже в 4 рази нижчою за середньозважену вартість капіталу, тобто за умови прийнятої вартості купівлі/продажу електричної енергії на ринку такі проєкти є нерентабельними.

Тому для визначення ринкових умов, за яких буде досягнута рентабельність досліджуваних проєктів гібридних СЕС, до складу яких входить САЕ, здійснювалось поступове збільшення вартості електричної енергії на ринку.

Чиста приведена вартість буде мати нульове значення за умов зростання вартості електричної енергії на ринку на 65 %, тобто купівлі з 29,6 до 48,6 \$/МВт·год та продажу з 95 до 156,3 \$/МВт·год. Результати оцінки рентабельності впровадження проєктів СЕС, у структуру якої входить САЕ з різними режимами їх спільної роботи, із збільшенням вартості електричної енергії на ринку, наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7

**Результати оцінки рентабельності гібридної СЕС із збільшення вартості  
електричної енергії на ринку**

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
Початкові інвестиційні затрати	млн. \$	17,69
Витрати за життєвий цикл	млн. \$	13,68
Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн. \$	63,05
Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн. \$	49,37
Дисконтований грошовий потік	млн. \$	17,69
Чиста приведена вартість (NPV)	млн. \$	0,0
Ставка дисконтування виражена через WACC	%	8,17
Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	8,17
Термін окупності проєкту (PP)	років	9,0

Із результатів дослідження (таблиця 4.7), за умови врахування збільшення вартості електричної енергії, можна побачити, що для інвестиційного проєкту гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, досягається рентабельність, тобто повернення всіх інвестиційних затрат (протягом 9 років) з урахуванням дисконтування грошового потоку.

Отже, для підвищення економічної ефективності використання доступної ємності АБ при спільній роботі СЕС та САЕ було сформовано режими, які передбачають заряджання САЕ надлишковою електричною енергією для подальшого розряджання; відпуск виробленої електричної енергії із СЕС в енергосистему напряму; дозакупівлю електричної енергії на ринку з метою подальшого перепродажу.

За результатами дослідження було визначено, що рентабельність впровадження нових проєктів гібридних СЕС, до складу яких входить САЕ, відповідно до сформованих режимів досягається за умови зростання вартості електричної енергії на ринку «на добу наперед» в ОЕС України не менше ніж на 65 % від рівня середньорічних цін 2021 року.

## Висновки до розділу 4

1. На основі розвинутого методу техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів, у якому враховано режими спільної роботи СЕС та САЕ, визначено, що за умов «зеленого» тарифу 2022 року впроваджувати нові СЕС не вигідно для інвесторів. Водночас для СЕС вищий дохід досягається при відпуску виробленої електричної енергії в енергосистему за вільними ринковими цінами.

2. Впровадження САЕ в структуру СЕС дозволяє стабілізувати її роботу шляхом підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні та зберегти надлишкову електричну енергію. Водночас закупівля додаткової електричної енергії для дозаповнення вільної ємності АБ для енергетичного арбітражу на конкурентному ринку дозволяє підвищити економічну ефективність використання ємності АБ.

3. Відповідно до сформованих режимів спільної роботи СЕС та САЕ, рентабельність таких інвестиційних проєктів досягається за умови зростання вартості купівлі/продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» у торговій зоні ОЕС України не менше ніж на 65 % від рівня поточних цін. Слід зауважити, що зростання вартості продажу може бути досягнуто після успішного об'єднання українського та європейського ринків «на добу наперед».

До четвертого розділу увійшли результати дослідження, які опубліковано в роботі [118] автора дисертації.

## ВИСНОВКИ

1. Специфікою виробництва електричної енергії на СЕС є залежність їх потужності від зміни інтенсивності сонячного випромінювання. У період пікової інтенсивності сонячного випромінювання за умови зниження попиту на електричну енергію в енергосистемі виникає профіцит потужності, що за умови недостатніх обсягів маневрених резервів приводить до вимушеного обмеження генеруючих потужностей та відповідно до втрат коштів на ринку електроенергії. Тому для забезпечення балансової надійності в енергосистемі при впровадженні нових потужностей СЕС повинні паралельно вживатись заходи зі збільшення обсягів маневрених резервів, які застосовуються в енергосистемі для компенсації добового збільшення/зменшення їх потужності.

2. Для підвищення конкурентоспроможності сонячних електростанцій уперше розроблено нелінійну математичну модель визначення технічних параметрів обладнання сонячної електростанції, яка враховує залежність добової середньозваженої собівартості виробництва електричної енергії від її проектних техніко-економічних показників та добової зміни інтенсивності сонячного випромінювання, що дозволяє знаходити оптимальне співвідношення встановленої потужності інверторів і фотоелектричних модулів.

3. Для визначення найбільш конкурентоздатної структури обладнання СЕС, що працює в енергосистемі, розроблено відповідний метод, який складається з модельних оптимізаційних розрахунків для кожної доби протягом року, статистичної обробки отриманих результатів із визначенням найбільш економічно прийнятних параметрів обладнання СЕС у частині співвідношення встановленої потужності інверторів і фотоелектричних модулів відповідно до річного графіка інтенсивності сонячного випромінювання. Перевагою розробленого методу є детальне врахування впливу добової та сезонної зміни інтенсивності сонячного випромінювання на погодинні обсяги виробництва електричної енергії СЕС, на відміну від спрощеного підходу, який базується на середньорічному значенні коефіцієнта використання встановленої потужності.

На основі розробленого методу відповідно до фактичних погодинних даних потужності СЕС, які працюють в ОЕС України, визначено, що при фіксованій потужності фотоелектричних модулів впровадження СЕС з оптимальною структурою DC/AC ratio 1.59 забезпечує зниження середньозваженої собівартості виробництва електроенергії протягом року на 5,4 % порівняно із стандартною структурою DC/AC ratio 1.25. Водночас відповідне зниження встановленої потужності інверторів забезпечує підтримку потужності відпуску електричної енергії в енергосистему в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання, що на 21,2 % зменшує потребу використання традиційних маневрених резервів, які застосовуються для компенсації зменшення/збільшення потужності СЕС при зміні інтенсивності сонячного випромінювання.

4. Одним із шляхів забезпечення надійного функціонування СЕС, що вже широко застосовується в електроенергетичних системах, є впровадження в їх структуру системи акумулювання електроенергії, яка використовується для збереження надлишкової електричної енергії фотоелектричних модулів, що виникає в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання за умови зниження попиту на електричну енергію в енергосистемі, з її перенесенням у час вечірнього піку електричного навантаження та згладжування коливань потужності СЕС, що виникають за умови добової зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

Для визначення необхідних технічних параметрів системи акумулювання електроенергії, яка входить у структуру гібридної СЕС, що використовується в режимах збереження надлишкової електричної енергії фотоелектричних модулів, стабілізації потужності відпуску електричної енергії в енергосистему в період пікової інтенсивності сонячного випромінювання протягом одного повного циклу заряджання/розряджання акумуляторних батарей, та підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему на заявленому рівні, у тому числі відповідно до потреб електричного навантаження енергосистеми,

уперше розроблено розрахункову математичну модель визначення необхідних технічних параметрів системи акумулювання електроенергії.

Із використанням розробленої розрахункової математичної моделі визначено, що для збереження надлишкової електричної енергії фотоелектричних модулів та підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистему під час пікової інтенсивності сонячного випромінювання в структуру досліджуваної СЕС із оптимізованим співвідношенням DC/AC ratio 1.59 потрібно впровадити двогодинну систему акумулювання електроенергії з номінальною потужністю, яка становить близько 80 % від встановленої потужності інверторного обладнання.

5. На основі розробленого методу визначення необхідних технічних параметрів і режимів спільної роботи системи акумулювання електроенергії, яка входить у структуру гібридної СЕС, що складається із систематизованої сукупності кроків використання розрахункової математичної моделі, визначено, що для збереження надлишкової електричної енергії фотоелектричних модулів і підтримки потужності відпуску електричної енергії протягом одного повного циклу заряджання/розряджання акумуляторних батарей у структуру досліджуваної СЕС із структурним співвідношенням DC/AC ratio 2.0 потрібно впровадити дев'ятигодинну систему акумулювання електроенергії з номінальною потужністю, що зрівнюється із встановленою потужністю інверторного обладнання.

Для забезпечення підтримки потужності відпуску електричної енергії в енергосистемі на заявленому рівні в структуру досліджуваної СЕС із структурним співвідношенням DC/AC ratio 2.0 потрібно впровадити семигодинну систему акумулювання електроенергії з номінальною потужністю, що зрівнюється із встановленою потужністю інверторного обладнання. Впровадження системи акумулювання електроенергії із визначеними параметрами у структуру СЕС виключає необхідність використання маневрених резервів, які застосовуються в енергосистемі для компенсації добового

збільшення/зменшення потужності СЕС, що виникає за умови зміни інтенсивності сонячного випромінювання.

6. Розвинуто метод техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних СЕС, до складу яких входить система акумулювання електроенергії, у якому враховано розроблені режими спільної роботи СЕС та системи акумулювання електроенергії. Проведена оцінка рентабельності функціонування гібридної СЕС протягом усього періоду її експлуатації з використанням розроблених режимів спільної роботи СЕС та системи акумулювання електроенергії протягом року засвідчила доцільність використання вільної ємності акумуляторних батарей у режимі енергетичного арбітражу на конкурентному ринку електричної енергії для підвищення економічної ефективності її функціонування. У результаті проведеної оцінки визначено, що рентабельність впровадження гібридної СЕС протягом періоду її комерційної експлуатації досягається за умови зростання вартості електричної енергії на ринку «на добу наперед» в ОЕС України протягом періоду її комерційної експлуатації на 65 % від рівня цін у 2021 році.

7. Практичне значення отриманих результатів полягає у їх використанні при підготовці інформаційно-аналітичних матеріалів до круглого столу «Реалізація вимог Оновленого національно визначеного внеску України до Паризької угоди», який відбувся 20.10.2021, до протокольної робочої наради НЕК «УКРЕНЕРГО» «Перспективи розвитку відновлюваної енергетики» та до громадських обговорень проєкту «Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2021 році», підготовленого НЕК «УКРЕНЕРГО».

Також, результати дисертаційної роботи було використано з метою підвищення якості пропозицій щодо схем видачі потужності розосереджених джерел електроенергії (сонячних електростанцій), а також якості проєктування та реалізації автоматизованих систем керування їх режимами, що підтверджено довідкою ТОВ «Українські технологічні продукти» від 14.12.2022 р.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Statistical Review of World Energy – 71st edition. British Petroleum, 2022. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата звернення: 17.07.2022).
2. Renewable Energy Statistics 2022. The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022. URL: <https://irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022> (дата звернення: 17.07.2022).
3. Trends in Renewable Energy. The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022. URL: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series> (дата звернення: 10.01.2022).
4. Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE 2010-2019. The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021. URL: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends> (дата звернення: 10.01.2022).
5. Встановлена потужність енергосистеми України на 09/2021. Київ: НЕК «УКРЕНЕРГО», 2021. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energositymy-ukrayiny/#12-2021> (дата звернення: 02.02.2022).
6. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2020 рік. Київ: Міністерство енергетики України, 2021. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245533564> (дата звернення: 17.11.2020).
7. Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу»: Закон України від 25.09.2008 № 601-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/601-17/ed20080925#Text> (дата звернення: 30.08.2021).
8. Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії»: Закон України від

1.04.2009 № 1220-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1220-17#Text> (дата звернення: 30.08.2022).

9. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 04.11.2021).

10. Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії»: Закон України від 20.11.2012 № 1220-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5485-17#Text> (дата звернення: 10.05.2022).

11. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 08.08.2020).

12. Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 22.04.2018 № 585. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0585874-19#Text> (дата звернення: 25.07.2021).

13. Уряд підписав Меморандум з виробниками «зеленої» електроенергії. Київ: Кабінет Міністрів України, 2021. – URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/uryad-pidpisav-memorandum-z-virobnikami-zelenoyi-elektroenergiyi> (дата звернення: 04.11.2021).

14. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 25.04.2019 № 2712-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text> (дата звернення: 30.08.2021).

15. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентноспроможність». Київ: Міністерство енергетики України, 2020. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245239554> (дата звернення: 05.11.2021).

16. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей Київ: НЕК «УКРЕНЕРГО», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/06/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-dlya-pokryttya-prognozovanogo-popytu-na-elektrychnu-energiyu-ta-zabezpechennya-neobhidnogo-rezervu-u-2020.pdf> (дата звернення: 05.11.2021).

17. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ: НЕК «УКРЕНЕРГО», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf> (дата звернення: 05.11.2021).

18. Проведення «зелених» аукціонів у 2021 році. Київ: Міністерство енергетики України, 2020. Презентація. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245495495> (дата звернення: 05.11.2021).

19. Роз'яснення щодо обмеження генерації ВЕС та СЕС 7 січня 2020 року. Київ: НЕК «УКРЕНЕРГО», 2020. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezhennya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/> (дата звернення: 05.11.2021).

20. Про затвердження Змін Правил ринку: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.12.2020 № 2818. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v2818874-20#Text> (дата звернення: 30.08.2021).

21. Про затвердження Правил ринку: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення: 04.11.2021).

22. Yan R., Masood N., Saha T.K., Bai F., Huajie Gu. The Anatomy of the 2016 South Australia Blackout: A Catastrophic Event in a High Renewable Network. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018. Vol. 33, No. 5, Pp. 5374-5388. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2820150>

23. Clean energy Australia report. Clean energy council, 2019. URL: <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/clean-energy-australia/clean-energy-australia-report-2019.pdf> (дата звернення: 01.09.2019).

24. Яндульський О. С., Лукаш М. П., Стелюк А. О. Вибір системного регулятора для автоматичного регулювання частоти та активної потужності. *Вісн. Вінниц. політехн. ін-ту*. 2011. № 6. С. 81-84.

25. Кириленко О. В., Павловський В. В., Стелюк А. О., Лук'яненко Л. М. Комплексне моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності в динамічних режимах роботи ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 6. С. 44-5.

26. Стелюк А. О. Методологічні аспекти дослідження процесів регулювання частоти в умовах флуктуації генерації СЕС. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 4. С. 41-43.

27. Кулик М. М., Дрьомін І. В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 4(35). С. 5-15.

28. Кулик М. М. Техніко-економічні аспекти використання споживачів-регуляторів у системах автоматичного регулювання частотою і потужністю. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. № 1(40). С. 20-28. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2015.01.020>

29. Кулик М. М., Дрьомін І. В., Згуровець О. В. Можливості використання акумуляторних батарей для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 3(54). С. 6-14. URL: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/161>

30. Яндульський О. С., Гулий В. С. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Наукові праці Вінниц. політехн. ін-ту*. 2017. № 1. С. 1-4.

31. Олефір Д. О., Бабіч В. Ю., Блінов І. В. Актуальні проблеми забезпечення оес україни ресурсами регулювання частоти та потужності.

*Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 3. С. 39-46. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196>

32. Фесюк О. В. Оптимальне завантаження енергоблоків при третинному регулюванні їх потужності. *Теорія оптимальних рішень*. 2015. С. 79-84.

33. Investigating the Economic Value of Flexible Solar Power Plant Operation. *Energy and Environmental Economics*, 2018.

34. Denholm P., Margolis R. The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2018. NREL/TP-6A20-70905. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70905.pdf> (дата звернення: 07.06.2021).

35. Фотоенергетика: навч. посібник / Ю. П. Колонтаєвський, Д. В. Тугай, С. В. Котелевець; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 160 с.

36. Енергозбереження та використання поновлюваних джерел енергії. Частина I: навчальний посібник для здобувачів освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад.: О. П. Голик, Р. В. Жесан, І. В. Волков [та ін.]. – Кропивницький: Видавець Лисенко В. Ф., 2020 – 192 с. ISBN 978-617-7813-05-6.

37. Best Research-Cell Efficiency Chart. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020. Alliance for Sustainable Energy LLC. URL: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (дата звернення: 06.06.2021).

38. Zipp K., Why array oversizing makes financial sense. *Solar Power World*, 2018. веб-сайт. URL: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/02/array-oversizing-makes-financial-sense/> (дата звернення: 06.06.2021).

39. Mondol J. D., Yohanis Y. G., Norton B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, 2006. Vol 80, Pp. 1517-1539. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.01.006>

40. Khatib T., Mohamed A., Sopian K., Mahmoud M. An Iterative Method for Calculating the Optimum Size of Inverter in PV Systems for Malaysia. *Przeгляд*

*Elektrotechniczny*, 2012. Vol. R.88, NR 4a, Pp. 281-284. URL: <http://pe.org.pl/articles/2012/4a/68.pdf>

41. Mounetou R., Bejar Alcantara I., Incalza A., Justiniano J. P., Loiseau P., Piguet G., Sabene A. Oversizing Array-To-Inverter (DC-AC) Ratio: What Are the Criteria and How to Define the Optimum? *Proceedings of the 29th EU PVSEC*, 2014. Pp. 2813-2821. DOI: <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20142014-5BV.2.5>

42. Sangwongwanich A., Yang Y., Sera D., Blaabjerg F., Impacts of PV Array Sizing on PV Inverter Lifetime and Reliability. *In Proc. of ECCE: IEEE Press*, 2017, Pp. 3830-3837. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECCE.2017.8096675>

43. Choi U. M., Study on Effect of Installation Location on Lifetime of PV Inverter and DC-to-AC Ratio. *IEEE Access*, 2020. Vol. 8, Pp. 86003-86011. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2993283>

44. Walker A., Desai J., Qusaibaty A. Life-Cycle Cost and Optimization of PV Systems Based on Power Duration Curve with Variable Performance Ratio and Availability. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020. NREL/TP-5C00-73850. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73850.pdf>

45. Dierauf, T., Growitz, A., Kurtz, S., Cruz, J. L. B., Riley E., Hansen C. (2013). Weather-Corrected Performance Ratio. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2013. NREL/TP-5200-57991. DOI: <https://doi.org/10.2172/1078057>

46. Müller N., Kouro S., Zanchetta P., Wheeler P., Bittner G., Girardi F. Energy Storage Sizing Strategy for Grid-Tied PV Plants under Power Clipping Limitations. *Energies*. 2019. Vol. 12(9), P. 1812. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12091812>

47. Energy storage – Perspectives from California and Europe. California ISO: The California Independent System Operator Corporation (CAISO), 2019. Discussion Paper (дата звернення: 01.09.2019).

48. Handbook on battery energy storage system Electricity storage and renewables. Asian development bank, 2018. DOI: <http://dx.doi.org/10.22617/TCS189791-2> (дата звернення: 01.09.2021).

49. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf) (дата звернення: 01.09.2021).

50. Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh. Bloomberg NEF, 2019. URL: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (дата звернення: 01.09.2021).

51. Lazard's levelized cost of storage analysis – Version 4.0. Lazard, 2018. URL: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>

52. Pawel I. The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. *Energy Procedia*. 2014. Vol. 46. Pp. 68-77. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>

53. A Guide to Understanding Battery Specifications. MIT Electric Vehicle Team, 2008. URL: [http://web.mit.edu/evt/summary\\_battery\\_specifications.pdf](http://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf) (дата звернення: 03.10.2021).

54. Буратинський І. М. Аналіз застосування систем акумулювання електроенергії в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 4(59). С. 63-67. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063>

55. Буткевич О. Ф., Юнєєва Н. Т., Гурєєва Т. М., Стецюк П. І. Задача розташування накопичувачів електроенергії в ОЕС України з урахуванням його впливу на потоки потужності контрольованими перетинами. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 46-50. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.046>

56. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В., Трач І. В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних

мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44-54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>

57. Ran Fu, Remo T., Margolis R. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2018. NREL/TP-6A20-71714. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf> (дата звернення: 07.11.2021).

58. Колонтаєвський Ю. П., Перетворювальна техніка в нетрадиційній та відновлювальній електроенергетиці : навч. посібник / Ю. П. Колонтаєвський, Д. В. Тугай ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 67 с.

59. Walsh D., Bradshaw D., Clamp A., Russell K. Optimizing Solar PV Plus Battery Storage. Business & Technology Surveillance: National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), 2020. URL: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/Documents/TechSurveillance/Surveillance-Optimizing-Solar-Plus-Storage-Dec-2020.pdf> (дата звернення: 07.11.2021).

60. Comello S., Reichelstein S. The emergence of cost effective battery. Nature Communications. 2019. Vol. 10, P. 2038. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09988-z>

61. Lai C. S., McCulloch M. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*. 2017. Vol. 190. Pp. 191-203. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>

62. Hoppmann J., Volland J., Schmidt T., Hoffmann V. H. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 39. Pp. 1101-1118. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.068>

63. Hassan A. S., Cipcigan L., Jenkins N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. *Applied Energy*. 2017. Vol 203. Pp. 422-441. DOI: <http://doi.org/10.17035/d.2017.0038094155>

64. Dongol D., Feldmann T., Bollin E. A Model Predictive Control based Peak Shaving Application for a Grid Connected Household with Photovoltaic and Battery Storage. *In Proceedings of the 7th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems – SMARTGREENS*. 2018. Vol 1. Pp. 54-63. DOI: <https://doi.org/10.5220/0006685300540063>

65. Salles R. S., Souza A. C. Z. d., Ribeiro P. F. Energy Storage for Peak Shaving in a Microgrid in the Context of Brazilian Time-of-Use Rate. *Proceedings*. 2020. Vol 58. Pp. 16. DOI: <https://doi.org/10.3390/WEF-06913>

66. Lazard's levelized cost of storage analysis – Version 7.0. Lazard, 2021. URL: <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf> (дата звернення: 01.09.2021).

67. Укргідроенерго залучить у Міжнародного банку реконструкції та розвитку і Фонду чистих технологій 211 млн доларів США для реалізації інвестиційного проекту підвищення стійкості енергосистеми. Київ: Міністерство енергетики України, 2021. URL: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=245543022](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245543022) (дата звернення: 19.11.2021).

68. Про внесення змін до деяких законів України щодо сертифікації оператора системи передачі: Закон України від 15.04.2021 № 1396-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1396-20#n20> (дата звернення: 03.09.2021).

69. Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії: Закон України від 15.02.2022 № 2046-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2046-20#n8> (дата звернення: 15.07.2022).

70. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 308. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення: 03.09.2021).

71. Про затвердження Кодексу системи розподілу: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 310. URL:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (дата звернення: 03.09.2021).

72. Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності зі зберігання енергії: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 22.07.2022 № 798. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0798874-22#Text> (дата звернення: 01.08.2022).

73. Шульженко С. В. Показники ефективності функціонування та розвитку електричних станцій в умовах ринку. *Проблеми загальної енергетики*. 2009. № 20. С. 7-13.

74. Шульженко С. В. Особливості розрахунку вартісних показників у задачах прогнозування розвитку електроенергетичних систем за ринкових умов їх функціонування. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. № 18. С. 16-20.

75. Renewable Power Generation Costs in 2018. Cost metric methodology International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018> (дата звернення: 03.10.2020).

76. Михайленко О., Ткачук Т. LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні. Clean energy lab. Представництво Фонду ім. Г. Бьоля в Україні; Громадська організація «Лабораторія Чистої Енергетики», 2018. URL: <https://cel.com.ua/statics/media/doc23929.pdf> (дата звернення: 03.10.2020).

77. Нечаєва Т. П. Оцінка сукупної роботи батарейних систем накопичення енергії з електростанціями на відновлюваних джерелах енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 3(58). С. 11-16. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.011>.

78. Буратинський І. М., Нечаєва Т. П., Шульженко С. В. Оптимізація структури обладнання фотоелектричної сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 2(61). С. 17-22. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.017>

79. Aldersey-Williams, J., Rubert T. Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*. 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>

80. Ралко О. С. Методи визначення ставки дисконтування. *Науковий вісник Міжнародного гуманітарного університету*. Серія: Економіка і менеджмент. 2015. № 11. С. 150-153.

81. Підтримка відновлюваної енергетики. Презентація щодо обговорення ключових положень нової системи підтримки відновлюваної енергетики. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 2018. Презентація. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?news=7847> (дата звернення: 25.08.2018).

82. Григораш Т. Ф. Середньозважена вартість капіталу: особливості розрахунку в Україні та у світі. *Бізнес Інформ*. 2016. № 11. С. 281-286.

83. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): веб-сайт. URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (дата звернення: 18.11.2020).

84. Буратинський І. М., Нечаєва Т. П., Шульженко С. В. Оптимальна структура обладнання фотоелектричної станції за критерієм мінімальної собівартості електроенергії. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 14–15 травня 2020 р.)* – К.: Інтерсервіс, 2020. С. 265-268.

85. Bilenko M., Buratynskyi I., Leshchenko I., Nechaieva T., Shulzhenko S. (2021) Nonlinear Mathematical Model of Optimal Solar Photovoltaic Station Design. In: Zaporozhets A., Artemchuk V. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*, vol 346. Springer, Cham. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_3)

86. Frontline Systems, Inc. (2022). Excel Solver Help: веб-сайт. URL: <https://www.solver.com/excel-solver-online-help> (дата звернення: 28.09.2021).

87. Solar radiation data (SoDa). HelioClim-3 Archives service: веб-сайт. URL: <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free> (дата звернення: 18.08.2021).

88. Buratynskiy I., Nechaieva T., Shulzhenko S., Ivanenko N. The Optimization of PV-plant's DC/AC Equipment Ratio Using the Non-linear Least-cost Model. 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2021. Pp. 358-362, DOI: <https://doi.org/10.1109/UKRCON53503.2021.9575720>

89. Погодинне навантаження СЕС та ВЕС ОЕС України за 2019 рік. Київ: НЕК «УКРЕНЕРГО» (Інформація надана у відповідь на запит здобувача).

90. Microsoft. (2022). Getting started with Visual Basic for Applications (VBA) in Office: веб-сайт. URL: <https://learn.microsoft.com/en-us/office/vba/library-reference/concepts/getting-started-with-vba-in-office> (дата звернення: 28.09.2021).

91. ДСТУ 8635:2016 Площини для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи. – Київ. – «УкрНДНЦ», 2017, 22 с.

92. Буратинський І. М. Оцінка оптимальної структури обладнання сонячних електростанцій по областях України. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*: матеріали XXII міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 20–21 травня 2021 р.) – К.: Інтерсервіс, 2021. С. 449-452.

93. Buratynskiy I., Nechaieva T. The least-cost optimization of PV-station's DC/AC equipment using battery energy storage systems. *Latvian journal of physics and technical sciences*. 2022. No 1. Pp. 53-62. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2022-0006>

94. Vartiainen E., Masson G., Breyer C., Moser D., Román Medina E. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Prog Photovolt Res Appl*. 2019. No 28. Pp. 439-453. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

95. Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh. Bloomberg NEF, 2020. URL: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (дата звернення: 01.05.2021).

96. Лук'янов М. О., Вербицький Є. В., Блінов А. Система акумулювання сонячної електростанції. *Мікросистеми, Електроніка та Акустика*. 2021. Том 26, № 2(118). DOI: <https://doi.org/10.20535/2523-4455.me.236748>

97. Буратинський І. М., Нечаєва Т. П. Моделювання сукупної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумулювання електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 3(62). С. 30-36. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030>

98. Буратинський І. М. Техніко-економічна оцінка використання системи акумулювання для стабілізації роботи сонячної електростанції. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 70-79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.070>

99. Буратинський І. М. Шляхи забезпечення стабільності роботи фотоелектричної сонячної електростанції. Матеріали V-ї Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики». – Херсон: ПП «Резнік», 2020. С. 121-122.

100. Саух С. Є. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. — К.: «Три К», 2020. — 340 с. ISBN 978-966-7690-56-4.

101. Дерій В. О., Згуровець О. В. Дослідження графіків електричних навантажень енергосистеми для визначення можливостей їх ущільнення шляхом використання електричних теплогенераторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. № 4(51). С. 52-60. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2017.04.052>

102. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій у задачі забезпечення балансової надійності. *Наукові праці ВНТУ*. 2016. № 2. С. 1-8. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471/469>

103. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*.

*Серія: Нові рішення у сучасних технологіях.* 2016. № 42(1214). С. 69-75. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2016.42.11>

104. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Добровольська Л. Н., Повстянко К. О. Відносне оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Вінницького політехнічного інституту.* 2022. № 3(156). С. 24-30. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>

105. Кузнецов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Оптимальне регулювання локальної енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ».* Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність.* 2021. № 1(2). С. 52-61. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.01.08>

106. Погодинний баланс потужності ОЕС України. Єдиний державний веб-портал відкритих даних. Київ: Міністерство цифрової трансформації України, 2021. (дата звернення: 01.10.2020).

107. Буратинський І.М. Моделювання використання системи акумулювання для перенесення надлишкової електричної енергії сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики.* 2021. № 1(64). С. 38-44. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.038>

108. Шульженко С. В., Тюрютіков О. І., Тарасенко П. В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики.* 2019. № 4(59). С. 13-23. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>

109. Шульженко С. В., Тюрютіков О. І., Іваненко Н. П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіка

електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 1(60). С. 14-23. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>

110. Шульженко С. В., Нечаєва Т. П., Буратинський І. М. Оптимальне завантаження генеруючих потужностей енергосистеми за умови експлуатації сонячних електростанцій із системами акумулювання. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. № 4(67). С. 4-12. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.004>

111. Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8.11.2017 № 796-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-%D1%80#Text> (дата звернення: 07.04.2021).

112. Тучинський Б. Г., Кудря С. О., Точений В. А., Іванченко І. В. Математична модель аналізу чутливості економічної ефективності інвестиційного проекту вітрової електростанції. *Відновлювана енергетика*. 2020. № 3. С. 42-50. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.3\(62\).42-50](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.3(62).42-50)

113. Погуда Н. В. Внутрішня норма прибутковості у системі інструментів державного управління інвестиційно-інноваційною діяльністю. *Інвестиції: практика та досвід*. 2011. № 2. С. 14-18.

114. Роз'яснення щодо розрахунків прогнозованих показників ефективності інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення: Роз'яснення Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг від 28.06.2013 № 798. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/n0079866-13#Text> (дата звернення: 11.12.2021).

115. Яшкіна Н. В. Прийняття інвестиційних рішень: методи оцінки та основні критерії. *Інвестиції: практика та досвід*. 2010. № 10. С. 6-8.

116. Кожем'яко В. П., Домбровський О. Г., Маліновський В. І. Оптимізація проектів будівництва сонячних електростанцій із врахуванням базових техніко-економічних показників. *Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології*. 2015. № 2. С. 66-81.

117. Кудін Т. В., Саяпін С. П. Стратегія розвитку відновлюваної енергетики з позицій суспільного добробуту. *Бізнес Інформ*. 2020. № 4. С. 163-171. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2020-4-163-171>

118. Буратинський І. М., Нечаєва Т. П. Оцінка рентабельності спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії в умовах ринку. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 19–20 травня 2022 р.) – К.: Інтерсервіс, 2022. С. 145-147.

119. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 21.07.2020 № 810-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#n70> (дата звернення: 07.04.2022).

120. Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії за 2021 рік. Київ: АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ», 2021. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr> (дата звернення: 01.04.2022).

**ДОДАТОК А**  
**СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ**

***В яких опубліковані основні наукові результати дисертації:***

1. **Буратинський І. М.** Аналіз застосування систем акумулювання електроенергії в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 4(59). С. 63-67. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063> (**фахове видання**).

2. **Буратинський І. М.,** Нечаєва Т. П., Шульженко С. В. Оптимізація структури обладнання фотоелектричної сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 2(61). С. 17-22. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.017> (**фахове видання**) (Здобувачем визначено вплив зміни співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів сонячної електростанції на середньозважену собівартість виробництва електроенергії).

3. **Буратинський І. М.,** Нечаєва Т. П. Моделювання сукупної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумулювання електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 3(62). С. 30-36. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030> (**фахове видання**) (Здобувачем розроблено математичну модель визначення оптимального режиму спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії, виходячи із графіка електричного навантаження в енергосистемі).

4. **Bilenko M., Buratynskiy I.,** Leshchenko I., Nechaieva T., Shulzhenko S. (2021) Nonlinear Mathematical Model of Optimal Solar Photovoltaic Station Design. In: Zaporozhets A., Artemchuk V. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*, vol 346, Springer, Cham, Pp. 53-62. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_3) (**Scopus, Q4**) (Здобувачем розроблено нелінійну математичну модель оптимізації параметрів обладнання сонячної фотоелектричної електростанції за критерієм мінімізації добової

собівартості виробництва електроенергії з урахування зміни інтенсивності сонячного випромінювання).

5. **Буратинський І. М.** Моделювання використання системи акумулювання для перенесення надлишкової електричної енергії сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. № 1(64). С. 38-44. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.038> (**фахове видання**).

6. Шульженко С. В., Нечаєва Т. П., **Буратинський І. М.** Оптимальне завантаження генеруючих потужностей енергосистеми за умови експлуатації сонячних електростанцій із системами акумулювання. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. № 4(67). С. 4-12. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.004> (**фахове видання**) (Здобувачем розроблено та сформовано режими спільної роботи сонячних електростанцій та систем акумулювання електроенергії з перенесенням надлишкової електроенергії фотоелектричних модулів у добовому покритті графіка електричного навантаження, проведено модельні розрахунки оптимальної диспетчеризації потужностей енергосистеми протягом року).

7. **Buratynskyi I.**, Nechaieva T. The least-cost optimization of PV-station's DC/AC equipment using battery energy storage systems. *Latvian journal of physics and technical sciences*. 2022. No 1. Pp. 53-62. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2022-0006> (**Web of Science Core Collection та Scopus, Q3**) (Здобувачем розроблено нелінійну математичну модель оптимізації структури обладнання гібридної сонячної електростанції, до складу якої входить система акумулювання електроенергії, за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії).

8. **Буратинський І. М.** Техніко-економічна оцінка використання системи акумулювання для стабілізації роботи сонячної електростанції. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 70-79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.070> (**Scopus, Q3**).

***Які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:***

9. **Буратинський І. М.,** Нечаєва Т. П., Шульженко С. В. Оптимальна структура обладнання фотоелектричної станції за критерієм мінімальної собівартості електроенергії. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції* (Київ, 14–15 травня 2020 р.) – К.: Інтерсервіс, 2020. С. 265-268. (Здобувачем визначено оптимальну структуру обладнання сонячної фотоелектричної електростанції при різних співвідношеннях встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів).

10. **Буратинський І. М.** Шляхи забезпечення стабільності роботи фотоелектричної сонячної електростанції. Матеріали V-ї Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики». – Херсон: ПП «Резнік», 2020. С. 121-122.

11. **Буратинський І. М.** Оцінка оптимальної структури обладнання сонячних електростанцій по областях України. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXII Міжнародної науково-практичної конференції* (Київ, 20–21 травня 2021 р.) – К.: Інтерсервіс, 2021. С. 449-452. DOI: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.20-21.05.2021>

12. **Buratynskyi I.,** Nechaieva T., Shulzhenko S., Ivanenko N. The Optimization of PV-plant's DC/AC Equipment Ratio Using the Non-linear Least-cost Model. 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2021. Pp. 358-362, DOI: <https://doi.org/10.1109/UKRCON53503.2021.9575720> (**Scopus**) (Здобувачем на основі статистичного аналізу визначено оптимальне співвідношення встановленої потужності фотоелектричних модулів та інверторів сонячних електростанцій, за критерієм мінімізації добової собівартості виробництва електроенергії протягом року).

13. **Буратинський І. М.,** Нечаєва Т. П. Оцінка рентабельності спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії в умовах ринку. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 19–20 травня 2022 р.)* – К.: Інтерсервіс, 2022. С. 145-147. (Здобувачем розвинуто метод економічної оцінки впровадження інвестиційних проєктів гібридних сонячних електростанцій, до складу яких входить система акумулювання електроенергії з визначенням і формуванням режимів використання вільної ємності акумуляторних батарей в умовах конкурентного ринку електричної енергії).

**ДОДАТОК Б**  
**МАТЕРІАЛИ ЩОДО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ**  
**ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ**



# УТР

## Українські технологічні продукти

Постачальник послуг комерційного обліку електроенергії  
 | Оператор засобів комерційного обліку | Оператор зчитування даних з лічильників | Оператор даних комерційного обліку |

м. Вінниця, пров. Станіславського, 16 |  
 e-mail: utpv@ukr.net |  
 Тел.. (0432) 53-97-77 |  
 ЄДРПОУ 25498828 |  
 https://utp.vn.ua |



### ДОВІДКА

14 грудня 2022 р.  
про впровадження результатів  
дисертаційної роботи

м. Вінниця

З метою підвищення якості пропозицій щодо схем видачі потужності розосереджених джерел електроенергії (сонячних електростанцій), а також якості проектування та реалізації автоматизованих систем керування їх режимами, на підприємстві «Українські технологічні продукти» впроваджено результати наукових досліджень:

- метод визначення оптимальної структури обладнання сонячних електростанцій, в частині співвідношення встановленої потужності інверторів та фотоелектричних модулів;
- метод визначення необхідних технічних параметрів та режимів спільної роботи систем акумулювання електроенергії, яка входить у структуру гібридної сонячної електростанції;
- метод техніко-економічної оцінки впровадження інвестиційних проектів гібридних сонячних електростанцій.

Зазначені результати отримані в дисертаційній роботі Буратинського Ігоря Михайловича "Моделювання спільної роботи сонячної електростанції та акумуляційної системи зберігання енергії в умовах підвищення стабільності та економічної ефективності їх функціонування в енергосистемі".

Використання результатів наукових досліджень дозволяє більш обґрунтовано приймати проектні рішення щодо спорудження сонячних електростанцій з системами акумулювання електроенергії, а також оснащення таких комплексів розосередженого генерування засобами автоматичного керування.

Очікується, що використання отриманих у роботі результатів дозволить зменшити собівартість виробництва електричної енергії на сонячних електричних станціях без погіршення їх експлуатаційних показників на 1-2%.

Заступник директора  
 ТОВ «Українські технологічні продукти»

С.В. Підгорець

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ  
ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИвул. Антоновича (Горького), 172, м. Київ, 03150  
тел.: (044) 294-67-01, тел./факс: (044) 294-67-02,  
Ідентифікаційний код 04589627  
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua

NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE

GENERAL ENERGY  
INSTITUTE172, Antonovycha str., Kyiv, 03150, Ukraine  
tel.: (044) 294-67-01, tel./fax: (044) 294-67-02,  
Identification code 04589627  
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua31.01.2023 № 268/35-1  
На № від

## ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи Буратинського І.М.  
«Моделювання спільної роботи сонячної електростанції та акумуляційної  
системи зберігання енергії в умовах підвищення стабільності та економічної  
ефективності їх функціонування в енергосистемі»

Надана Буратинському І. М. про те, що результати його дисертаційної роботи було використано при підготовці інформаційно-аналітичних матеріалів до круглого столу «Реалізація вимог Оновленого національно визначеного внеску України до Паризької угоди», який відбувся 20.10.2021 (відповідно до листа Комітету Верховної Ради України з питань екологічної політики та природокористування від 14.09.2021 № 04-15/12-2021/285355), до протокольної робочої наради НЕК «Укренерго» «Перспективи розвитку відновлюваної енергетики» (лист НЕК «Укренерго» від 20.07.21 № 013895) та до громадських обговорень проекту «Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2021 році», підготовленого НЕК «Укренерго» (електронний лист начальника відділу оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей НЕК «Укренерго» від 16.11.2021).

Заст. директора з наукової роботи  
Інституту загальної енергетики НАН України  
канд. техн. наук, ст. наук. співр.



Сергій ШУЛЬЖЕНКО

23075