

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Факультет менеджменту та маркетингу
Кафедра економічної кібернетики**

ДО ЗАХИСТУ ДОПУЩЕНО

Завідувач кафедри

_____ Катерина БОЯРИНОВА

«_____» червня 2026 р.

**ДИПЛОМНА РОБОТА
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо–професійною програмою
«Економічна аналітика»
спеціальності 051 «Економіка»**

**на тему: «Економіко-аналітичне обґрунтування розвитку підприємств
сонячної енергетики в забезпеченні резильєнтності регіональних
енергетичних систем»**

Виконала:

студентка IV курсу, групи УА–22

КИЛИМНИК Аліна Григорівна

Керівник:

доцент кафедри економічної кібернетики, к.ф.-м.н., доц.

Єрешко Юлія Олександрівна

Рецензент:

завідувач кафедри менеджменту підприємств, д.е.н., проф.

ДЕРГАЧОВА Вікторія Вікторівна

Засвідчую, що у цій дипломній роботі немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань

Студентка _____

Київ – 2026

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет менеджменту та маркетингу

Кафедра економічної кібернетики

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 051 Економіка

Освітньо-професійна програма «Економічна аналітика»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Катерина БОЯРИНОВА

«06» лютого 2026 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТЦІ**

КИЛИМНИК Аліні Григорівні

1. Тема роботи: «Економіко-аналітичне обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики в забезпеченні резильєнтності регіональних енергетичних систем»,

керівник роботи **ЄРЕШКО Юлія Олександрівна**, д-р екон. наук, проф.,
затверджена наказом по університету від 29.05.2026 р № 2003-с.

2. Термін подання студентом роботи: 08.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: Законодавчі та нормативні акти України у сфері енергетики, річні звіти НКРЕКП за 2022-2024 рр., аналітичні матеріали Міжнародного енергетичного агентства (IEA), Міжнародного агентства з відновлювальної енергетики (IRENA), статистичні дані Державної служби статистики України, дані фінансової звітності ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр., дані аналітичної онлайн-системи YouControl.

4. Зміст дипломної роботи (перелік завдань, які потрібно розробити):

а) теоретична частина:

- розкрити теоретичні засади резильєнтності регіональних енергетичних систем та ролі підприємств сонячної енергетики у її формуванні;
- систематизувати методичний інструментарій економічної аналітики внеску підприємств сонячної енергетики у регіональну резильєнтність;

б) аналітична частина:

- провести економічне оцінювання фінансово-господарської діяльності ТОВ «БТС» як бази дослідження з виявленням фінансових обмежень;
- здійснити економетричний аналіз впливу розподіленої сонячної генерації на надійність розподільних електромереж України на основі множинної регресійної моделі та провести сценарне прогнозування SAIDI для Київщини;
- провести причинно-наслідкову аналітику обмеженого внеску ТОВ «БТС» у регіональну резильєнтність методами факторного та Гар-аналізу, формалізувати спеціалізовану задачу як задачу лінійного програмування;

в) рекомендаційна частина:

- здійснити прогностично-аналітичне обґрунтування оптимального інвестиційного портфеля СЕС-проектів через побудову Cash Flow-моделей та розв'язання задачі лінійного програмування у середовищі MS Excel;
- надати практичні рекомендації щодо реалізації базового сценарію розвитку ТОВ «БТС» шляхом розрахунку VOLL для Вишгородського водоканалу та оцінити їх економічну ефективність з трьох площин впливу.

5. Перелік ілюстративного матеріалу

1. Концептуальна рамка резилієнтності регіональної енергосистеми як економічної категорії.
2. Аналітика SAIDI з вини компанії по 22 областях України за 2022-2024 рр.
3. Регресійна модель залежності SAIDI від кількості СЕС-об'єктів у регіонах України.
4. Сценарне прогнозування SAIDI для Київщини на 2027 р. (три сценарії розвитку).
5. Гар-аналіз поточного стану ТОВ «БТС» відносно цільового резилієнтного рівня.
6. Оптимальне рішення задачі ЛП інвестиційного портфеля СЕС.
9. Аналітика Value of Lost Load (VOLL) для Вишгородського водоканалу.
10. Підсумковий економічний ефект за трьома площинами (NPV, VOLL, SAIDI) та Benefit-Cost Ratio.

6. Дата видачі завдання: «05» лютого 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Термін виконання етапів	Примітка
1.	Збір необхідної інформації теоретичного, методичного та практичного змісту, вивчення та аналіз літературних джерел щодо економіко-аналітичного обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики в забезпеченні резильєнтності регіональних енергетичних систем	06.02.2026 – 22.02.2026	
2.	Розгляд теоретико-методичних засад дослідження резильєнтності регіональних енергетичних систем та методів економічної аналітики (Розділ 1 дипломної роботи)	23.02.2026 – 22.03.2026	
3.	Вибір підприємства ТОВ «БТС» для дослідження та постановка спеціалізованих завдань дослідження	23.03.2026 – 01.04.2026	
4.	Економічне оцінювання ефективності функціонування ТОВ «БТС» (підрозділ 2.1)	02.04.2026 – 10.04.2026	
5.	Економетричний аналіз впливу розподіленої сонячної генерації на SAIDI регіональних енергосистем (підрозділ 2.2)	11.04.2026 – 25.04.2026	
6.	Причинно-наслідкова аналітика прояву обмеженого внеску ТОВ «БТС» у регіональну резильєнтність (підрозділ 2.3)	26.04.2026 – 03.05.2026	
7.	Прогностично-аналітичне обґрунтування напрямів реалізації оптимального інвестиційного портфеля СЕС (підрозділ 3.1)	04.05.2026 – 18.05.2026	
8.	Практичні рекомендації щодо реалізації базового сценарію та оцінка їх ефективності з розрахунком VOLL (підрозділ 3.2)	19.05.2026 – 24.05.2026	
9.	Оформлення дипломної роботи першого (бакалаврського) рівня вищої освіти	25.05.2026 – 01.06.2026	

Студентка

Аліна КИЛИМНИК

Керівник роботи

Юлія ЄРЕШКО

РЕФЕРАТ

Дипломна робота на тему: «Економіко-аналітичне обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики в забезпеченні резильєнтності регіональних енергетичних систем» містить 100 сторінок, 30 таблиць, 8 рисунків, 5 додатків. Список використаних джерел налічує 55 найменувань.

Метою роботи є розгляд теоретичних засад і методичних положень економічної аналітики резильєнтності регіональних енергетичних систем, проведення економіко-аналітичного оцінювання впливу розподіленої сонячної генерації на надійність електропостачання, побудова оптимізаційної моделі портфеля СЕС-проектів та формування аналітично обґрунтованих практичних рекомендацій ТОВ «БТС» щодо реалізації резильєнтнісних інвестицій з доведенням їх економічної ефективності.

Об'єкт дослідження – процеси економіко-аналітичної підтримки інвестиційних рішень підприємств сонячної енергетики у формуванні резильєнтності регіональних енергетичних систем.

Предмет дослідження – теоретичні, методичні положення та методи економічної аналітики (діагностичної, прогностичної, рекомендаційної) щодо оцінювання внеску підприємств сонячної енергетики у регіональну резильєнтність, економіко-математичне моделювання оптимального портфеля СЕС-проектів та практичні рекомендації щодо вибору і реалізації інвестиційних рішень з доведенням їх економічної ефективності.

Методи дослідження. У роботі застосовано методи фінансово-економічного аналізу (показники ліквідності, фінансової стійкості, ділової активності та рентабельності), кореляційно-регресійний аналіз (множинна регресія типу pooled cross-section), факторний та Гар-аналіз, сценарне моделювання, оптимізаційні методи (лінійне програмування, симплекс-метод) з аналізом чутливості, методи оцінки інвестиційної ефективності (NPV, IRR, DPP, LCOE), концепцію Value of Lost Load (VOLL) та Cost-Benefit Analysis. Розрахунки виконано в середовищі MS Excel з надбудовами «Аналіз даних» і «Розв'язувач задач» (Solver) на основі даних YouControl, DiXi Group, Energy Map UA.

Результати роботи. Запропоновано базовий сценарій розвитку ТОВ «БТС» з реалізацією гібридної СЕС потужністю 178 кВт з BESS 356 кВт·год на Вишгородському водоканалі, обґрунтований через задачу лінійного програмування та оцінений з трьох площин ефекту: для підприємства (NPV +5,1 млн грн), для замовника (VOLL-економія 18,6 млн грн) і для регіональної енергосистеми (76,6 млн грн). Сумарний ефект – 100,3 млн грн, Benefit-Cost Ratio 3,53. Регресійна модель на даних 22 областей × 3 роки підтвердила обернений зв'язок між кількістю СЕС і SAIDI ($\beta_1 = -1,07$).

Рекомендації щодо використання результатів роботи. Результати виконання дипломної роботи можуть бути використані ТОВ «БТС» - для прийняття рішення про реалізацію базового сценарію, формування заявок на грантове фінансування ЄБРР/USAID, побудови переговорної позиції з КП «Вишгородводоканал»; іншими підприємствами сонячної енергетики Київщини - як методичний інструментарій оцінювання резильєнтнісних інвестицій; органами місцевого самоврядування - для розробки програм підвищення резильєнтності комунальної інфраструктури; науковими установами - як приклад комплексного застосування методів економіко-математичного моделювання, регресійного аналізу та VOLL-аналізу до проектів регіональної резильєнтності.

Ключові слова: регіональна енергетична резильєнтність, розподілена сонячна генерація, система накопичення енергії, оптимізація інвестиційного портфеля, лінійне програмування, Value of Lost Load.

ABSTRACT

The thesis of the first (bachelor's) level of higher education on «Economic and Analytical Substantiation of Solar Energy Enterprise Development in Ensuring Regional Energy System Resilience» contains 100 pages, 30 tables, 8 figures, and 5 appendices. The list of references consists of 55 items.

The objective is to explore the theoretical foundations and methodological frameworks of economic analysis of regional energy system resilience. It aims to assess the economic impact of distributed solar generation on the reliability of electricity supply. Additionally, the study will develop an optimization model for a portfolio of solar power plant projects. Finally, it will provide analytically substantiated practical recommendations for BTS LLC on implementing resilience investments, ensuring proof of their economic efficiency.

The thesis's object is the processes of economic-analytical support for investment decisions of solar energy enterprises in shaping the resilience of regional energy systems.

The thesis's subject is the theoretical, methodological provisions, and methods of economic analytics (diagnostic, prognostic, prescriptive) for assessing the contribution of solar energy enterprises to regional resilience, economic-mathematical modelling of the optimal solar power plant project portfolio, and practical recommendations for selecting and implementing investment decisions with proof of their economic efficiency.

Research methods. The thesis applies methods of financial-economic analysis (liquidity, financial stability, business activity, and profitability indicators), correlation-regression analysis (pooled cross-section multiple regression), factor and Gap-analysis, scenario modelling, optimization methods (linear programming, simplex method) with sensitivity analysis, methods of investment efficiency assessment (NPV, IRR, DPP, LCOE), the Value of Lost Load (VOLL) concept, and Cost-Benefit Analysis. Calculations were performed in MS Excel with «Data Analysis» and «Solver» add-ins based on data from YouControl, DiXi Group, and Energy Map UA.

Results. A baseline development scenario for LLC «BTS» is proposed – a hybrid solar power plant with 178 kW capacity and a 356 kWh battery energy storage system at Vyshhorod Water Utility, justified through a linear programming problem and evaluated across three dimensions of effect: for the enterprise (NPV +5.1 million UAH), for the customer (VOLL savings of 18.6 million UAH), and for the regional energy system (76.6 million UAH). Total effect – 100.3 million UAH, Benefit-Cost Ratio 3.53. A regression model based on data from 22 regions $\times$ 3 years confirmed an inverse relationship between the number of solar power plants and SAIDI ($\beta_1 = -1.07$).

Recommendations for the application of outcomes. The findings of this thesis can be utilized by BTS LLC to make informed decisions regarding the implementation of the baseline development scenario, prepare grant funding applications to EBRD and USAID, and strengthen their negotiating position with the Vyshhorod Water Utility. Additionally, other solar energy companies in the Kyiv Region can use this thesis as a methodological toolkit for assessing resilience investments. Local self-government bodies can benefit from it by developing programs aimed at enhancing the resilience of communal infrastructure. Lastly, academic institutions can refer to this thesis as an example of the comprehensive application of economic-mathematical modeling, regression analysis, and Value of Lost Load (VOLL) analysis methods in regional resilience projects.

Keywords: regional energy resilience, distributed solar generation, battery energy storage system, investment portfolio optimization, linear programming, Value of Lost Load.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	7
ВСТУП	11
1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ЕКОНОМІЧНОЇ АНАЛІТИКИ РОЛІ ПІДПРИЄМСТВ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ У ФОРМУВАННІ РЕЗИЛЬЄНТНОСТІ РЕГІОНАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	14
1.1 Сутність та економічний зміст резильєнтності регіональних енергетичних систем.....	14
1.2 Методичний інструментарій економічної аналітики обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики у забезпеченні резильєнтності	23
Висновки до першого розділу	36
2 АНАЛІТИКА СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПІДПРИЄМСТВА СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТІ РЕЗИЛЬЄНТНОСТІ КИЇВСЬКОЇ РЕГІОНАЛЬНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ... 37	37
2.1 Економічний аналіз функціонування ТОВ «БТС» як бази дослідження	37
2.2 Економіко-аналітичне оцінювання надійності розподільних електромереж України та позиція Київської регіональної енергосистеми у контексті розвитку розподіленої сонячної генерації.....	44
2.3 Причинно-наслідкова аналітика обмеженого внеску ТОВ «БТС» у резильєнтність Київської регіональної енергосистеми та постановка спеціалізованої задачі.....	56
Висновки до другого розділу	65
3 ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПОРТФЕЛЯ СЕС-ПРОЄКТІВ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОМЕНДАЦІЙ ДЛЯ ТОВ «БТС»	67
3.1 Економіко-математичне моделювання оптимального розподілу інвестицій у портфель СЕС-проєктів.....	67
3.2 Рекомендаційна аналітика та розрахунок підсумкового економічного ефекту	77
Висновки до третього розділу	86
ВИСНОВКИ.....	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90
ДОДАТКИ.....	96

ВСТУП

Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення стійкості регіональних енергосистем України в умовах постійних атак на енергетичну інфраструктуру та втрати значної частини генеруючих потужностей. Практична проблема роботи полягає в економіко-аналітичному обґрунтуванні напрямів розвитку підприємств сонячної енергетики з урахуванням стійкості регіональної енергосистеми. Питання резилієнтності енергетичних систем досліджували М. Panteli, Р. Mancarella, J. P. Carvallo, Т. Schröder.

Метою дипломної роботи є узагальнення теоретико-методичних засад резилієнтності регіональних енергетичних систем, економіко-аналітичне обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики в забезпеченні резилієнтності регіональних енергосистем та розроблення практичних рекомендацій для ТОВ «БТС» з доведенням їх економічної ефективності.

Відповідно до поставленої мети було вирішено такі завдання:

- узагальнено теоретичні засади резильєнтності регіональних енергетичних систем та значення розвитку підприємств сонячної енергетики у її забезпеченні;
- систематизовано методичний інструментарій економіко-аналітичного обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики у забезпеченні регіональної резильєнтності;
- проведено економічний аналіз діяльності ТОВ «БТС» як бази дослідження;
- здійснено оцінювання впливу розподіленої сонячної генерації на показники надійності електропостачання за допомогою регресійної моделі;
- визначено основні чинники, які обмежують внесок ТОВ «БТС» у підвищення регіональної резильєнтності;
- побудовано оптимізаційну модель розподілу інвестицій у портфель СЕС-проектів;
- розраховано економічну ефективність обраного сценарію за показниками NPV, VOLL та Benefit-Cost Ratio;

- сформовано практичні рекомендації щодо реалізації інвестиційного сценарію для ТОВ «БТС».

Об'єктом дослідження є процеси економіко-аналітичної підтримки інвестиційних рішень підприємств сонячної енергетики у формуванні резилієнтності регіональних енергетичних систем. **Предметом дослідження** є теоретичні положення, методичні підходи та методи економічної аналітики щодо оцінювання внеску підприємств сонячної енергетики у регіональну резильєнтність, економіко-математичного моделювання оптимального портфеля СЕС-проектів, а також розроблення практичних рекомендацій щодо вибору і реалізації інвестиційних рішень з обґрунтуванням їх економічної ефективності. **Базою дослідження** є Товариство з обмеженою відповідальністю «Будівництво Технології Системи» (ТОВ «БТС»), яке працює у сфері сонячної енергетики.

Інформаційно-аналітичну базу дослідження становлять законодавчі та нормативні акти України у сфері енергетики, річні звіти НКРЕКП за 2022-2024 рр., аналітичні матеріали Міжнародного енергетичного агентства (IEA), Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA), Європейського банку реконструкції та розвитку (ЄБРР), дані Реєстру об'єктів електроенергетики НКРЕКП, фінансова звітність ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр., дані аналітичної системи YouControl.

Методи дослідження: Для узагальнення теоретико-методичних засад використано методи аналізу та систематизації наукової літератури; для оцінювання стану ТОВ «БТС» – фінансово-економічний аналіз; для визначення впливу розподіленої сонячної генерації на SAIDI – трендовий, кореляційно-регресійний та індикаторний аналіз; для виявлення проблемних зон – факторний і Гар-аналіз; для оптимізації інвестиційного портфеля – лінійне програмування та аналіз чутливості; для оцінювання економічної ефективності сценарію - методи NPV, IRR, DPP, LCOE, VOLL і Cost-Benefit Analysis. Розрахунки, моделювання, візуалізацію даних виконано в Microsoft Excel.

У результаті виконання дипломної роботи побудовано регресійну модель впливу кількості СЕС-об'єктів на SAIDI, сформовано оптимальний портфель

інвестиційних СЕС-проектів для ТОВ «БТС», розраховано економічний ефект від реалізації базового сценарію та обґрунтовано практичні рекомендації щодо його впровадження.

Рекомендації щодо використання результатів роботи. Практична значущість результатів полягає у використанні запропонованого інструментарію для обґрунтування інвестицій у СЕС-проекти та вибору рішень, що підвищують стійкість регіональної енергосистеми. Результати можуть бути застосовані ТОВ «БТС» та іншими підприємствами сонячної енергетики.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ЕКОНОМІЧНОЇ АНАЛІТИКИ РОЛІ ПІДПРИЄМСТВ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ У ФОРМУВАННІ РЕЗИЛЬЄНТНОСТІ РЕГІОНАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

1.1 Сутність та економічний зміст резильєнтності регіональних енергетичних систем

Поняття резильєнтності, яке походить від англійського слова *resilience*, почали активно використовувати в енергетичній сфері, щоб пояснити не тільки здатність енергосистем витримувати нові загрози, але й швидко відновлюватися після збоїв і продовжувати стабільно працювати навіть у складних, нестабільних умовах.

Якщо традиційне поняття надійності (англ. *reliability*) здебільшого пов'язане з передбачуваними відмовами обладнання, то резильєнтність охоплює здатність системи протистояти рідкісним, складно передбачуваним подіям високої руйнівної сили: кібератакам, екстремальним погодним явищам та збройним нападам на критичну інфраструктуру [1; 2]. У такому підході резильєнтність розглядається як послідовний і цілісний процес.

Він починається з підготовки системи до можливих загроз, тобто завчасного виявлення ризиків і створення умов для зменшення їхніх наслідків. Наступним етапом є здатність системи витримати негативний вплив, зберегти основні функції та не допустити повного припинення роботи. Після цього важливою є адаптація до нових умов, коли система змінює режим роботи відповідно до ситуації. Завершальним етапом є відновлення, тобто повернення енергосистеми до стабільного функціонування після кризи.

У науковій літературі немає єдиного підходу до трактування резильєнтності енергетичних систем. Деякі автори розглядають її переважно як технічну здатність системи витримувати екстремальні події та швидко відновлюватися після них, інші

підходи більше акцентують увагу на безперервності енергопостачання в умовах криз, а також на економічних наслідках перерв у електропостачанні.

Для цієї дипломної роботи важливим є поєднання цих підходів, оскільки резильєнтність регіональної енергосистеми потрібно оцінювати як з технічної, так і з економічної позиції. Узагальнення основних підходів наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Підходи до трактування резильєнтності енергетичних систем

Автор / джерело	Підхід до трактування резильєнтності	Значення для теми дипломної роботи
M. Panteli, P. Mancarella	Резильєнтність розглядається як здатність енергосистеми витримувати екстремальні події, адаптуватися до них і швидко відновлювати роботу	Формує основу для розгляду стійкості енергосистем до шоківих подій
IEA	Резильєнтність пов'язується із забезпеченням безперервності енергопостачання в умовах криз і пошкоджень інфраструктури	Дає підстави для розгляду резильєнтності в умовах воєнних загроз для України
J. P. Carvallo	Акцент робиться на оцінюванні економічних наслідків відключень і переваг інвестицій у підвищення стійкості	Дозволяє пов'язати технічну стійкість із економічним обґрунтуванням інвестицій
T. Schröder	Резильєнтність оцінюється через економічні втрати від перерв електропостачання, зокрема за допомогою VOLL	Обґрунтовує використання економічних показників для оцінки ефекту СЕС-проектів

Джерело: складено автором на основі [1; 3; 6; 7; 11]

Таким чином, у роботі резильєнтність регіональної енергосистеми розглядається як здатність зберігати роботу під час шоків, швидко відновлювати електропостачання та зменшувати економічні втрати споживачів.

На відміну від надійності, яку зазвичай оцінюють за показниками тривалості та частоти планових і непланових перерв, зокрема SAIDI, SAIFI та CAIDI, резильєнтність розглядається як багатовимірна якість системи, що проявляється у відповідь на події з низькою імовірністю та високим наслідками (low-probability high-impact events) [4]. При цьому SAIDI відображає середню тривалість перерв електропостачання для одного споживача, SAIFI - середню частоту таких перерв, а CAIDI – середню тривалість одного відключення. У сучасній науковій літературі резильєнтність енергосистеми пояснюють через три пов'язані між собою характеристики, а саме: стійкість системи до шоків, тобто здатність продовжувати роботу під час кризової ситуації без втрати ключових функцій; відновлюваність, тобто швидкість повернення до нормального режиму після шоку; та адаптивність,

тобто здатність системи навчатися й змінюватися для зменшення вразливості до майбутніх шоків [5].

Економічний зміст резильєнтності полягає в тому, що вона також є економічним благом, яке створює специфічну вартість для всіх учасників ринку. По-перше, резильєнтність зменшує очікувані втрати від перерв електропостачання, які кількісно оцінюються через метрику Value of Lost Load (VOLL) - питому вартість недопоставленої електроенергії в грошовому вираженні [6; 7].

По-друге, резильєнтність створює опційну вартість, оскільки збереження працездатності критичної інфраструктури під час шоку дозволяє уникнути каскадних збитків у суміжних секторах економіки [8].

По-третє, резильєнтність є чинником інвестиційної привабливості території, оскільки впливає на рішення про розміщення промислових об'єктів і житлову забудову [9]. У ширшому контексті резильєнтність регіональної енергосистеми є складовою сталого розвитку території, оскільки забезпечує безперервність економічних процесів та сприяє формуванню ключового інноваційного ресурсу регіону [10]. Відмінності між традиційним поняттям надійності та ширшим поняттям резильєнтності енергосистеми наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Порівняння надійності та резильєнтності енергосистеми

Ознака	Надійність енергосистеми	Резильєнтність енергосистеми
Основний фокус	Мінімізація тривлості та частоти перерв електропостачання	Здатність системи витримувати шоки, адаптуватися та відновлюватися
Тип подій	Часті або статистично прогнозовані відмови	Рідкісні події з високими наслідками
Основні загрози	Аварії обладнання, технічні збої, перевантаження мережі	Воєнні атаки, кібератаки, екстремальні погодні явища, масштабні пошкодження інфраструктури
Основні показники	SAIDI, SAIFI, CAIDI	SAIDI, SAIFI, EENS, VOLL, час відновлення
Економічне значення	Зменшення втрат від звичайних перебоїв електропостачання	Зменшення прямих і каскадних збитків від кризових подій
Роль розподіленої СЕС	Локальне покращення якості електропостачання	Підвищення автономності, децентралізації та стійкості регіональної системи

Джерело: складено автором на основі [4; 6; 7; 13; 24; 25]

Наведене порівняння показує, що резильєнтність є ширшим поняттям, ніж надійність, оскільки охоплює не лише кількість і тривалість перерв, а й здатність енергосистеми функціонувати в умовах масштабних кризових впливів.

Після 24 лютого 2022 року українська енергосистема стала реальним прикладом того, як енергетика може витримувати прямі воєнні загрози та продовжувати працювати. Систематичне ураження російськими силами української енергетичної інфраструктури призвело до безпрецедентних збитків: за оцінками IEA (International Energy Agency – Міжнародне енергетичне агентство), лише у 2024 році Україна втратила 9 ГВт генеруючих потужностей, що еквівалентно половині пікового зимового споживання [11]. Загальна пропускна здатність магістральної мережі зменшилася з 56 ГВт до приблизно 9 ГВт станом на кінець 2024 р. [12]. У 2025 році українські домогосподарства провели близько 1951 години у режимі планових і аварійних відключень, що становить близько 20% усього року [10]. За цих умов IEA та провідні аналітичні центри визначили децентралізацію енергосистеми та розвиток розподілених енергетичних ресурсів як ключовий стратегічний напрям підвищення національної резильєнтності [3; 13].

Концепція резильєнтності регіональної енергетичної системи має самостійне теоретичне значення, відмінне від резильєнтності національної енергосистеми [14]. Регіональна енергосистема визначається як сукупність генеруючих, передавальних і розподільних об'єктів, що обслуговують споживачів окремої адміністративно-територіальної одиниці, та оператора (або операторів) системи розподілу [15]. У контексті України регіональний рівень обслуговується операторами систем розподілу (ОСР) - для Київської регіональної енергосистеми це ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» (місто Київ) та АТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі» (Київська область).

Регіональна резильєнтність – це характеристика, що формується на стику централізованого магістрального транспорту електроенергії (лінії електропередачі високої напруги, магістральні підстанції), розподільних мереж (місцеві електромережі, трансформаторні підстанції) та локальних джерел генерації (сонячні електростанції, малі вітрові установки, акумуляторні системи), і саме на

цьому рівні розподілена сонячна генерація може чинити найбільш помітний кількісно вимірюваний вплив [4; 13; 14].

Розподілена генерація як концепція протиставляється централізованій моделі, в якій електроенергія виробляється на великих об'єктах і передається на значні відстані. Розподілені енергетичні ресурси (Distributed Energy Resources, DER) включають широкий спектр технологій: сонячні фотоелектричні установки, малі вітрові електростанції, мінітурбіни на газі, акумуляторні системи накопичення енергії (Battery Energy Storage Systems, BESS) [13].

Важлива перевага DER для резильєнтності полягає в їхньому розосередженому розміщенні: якщо один об'єкт буде пошкоджений або вийде з ладу, це не спричинить масштабного блекауту всієї системи, оскільки локальні джерела продовжують працювати на власне навантаження або в режимі ізольованих мікромереж, тобто окремих ділянок енергосистеми, які можуть тимчасово працювати автономно без підключення до загальної мережі [17; 18].

Сонячна фотоелектрична генерація має особливості, які роблять її важливою для підвищення стійкості енергосистеми під час війни.

По-перше, об'єкти СЕС є технологічно децентралізованими: установка одиничної потужності 30-500 кВт займає відносно невелику площу, не потребує складної інфраструктури охолодження чи постачання палива, що мінімізує її як ціль ракетного ураження [13].

По-друге, у поєднанні з акумуляторними системами BESS гібридні станції здатні забезпечувати автономне живлення критичних споживачів у режимі ізольованої роботи (off-grid), тобто незалежно від зовнішньої електромережі. У цьому випадку СЕС і накопичувач електроенергії працюють як локальне джерело живлення: фотоелектричні модулі генерують електроенергію, а BESS накопичує її надлишок і забезпечує подачу у періоди недостатньої сонячної генерації або відсутності напруги в мережі. Завдяки цьому критичні споживачі можуть продовжувати роботу під час аварійних відключень, пошкодження мережевої інфраструктури чи інших перерв централізованого електропостачання. [19]. По-третє, технологічна модульність дозволяє реалізовувати інвестиції поетапно:

спочатку встановити меншу потужність, а з часом розширювати систему, що відповідає обмеженій інвестиційній спроможності та загалом фінансовим можливостям українських муніципалітетів і малих та середніх підприємств у воєнний період [20].

Водночас потрібно враховувати, що сонячна генерація має певні обмеження для підвищення стійкості енергосистеми [14]. Перше обмеження – нестабільність виробництва: сонячні електростанції виробляють електроенергію лише вдень, а найбільший обсяг генерації зазвичай припадає не на ранкові та вечірні години, коли споживання є найвищим [3].

Друге обмеження – сезонна нерівномірність: у центральних регіонах України взимку сонячні електростанції виробляють у 3-4 рази менше електроенергії, ніж влітку. [21], тобто саме тоді, коли резильєнтність критично потрібна через підвищене навантаження опалювального сезону, виробничий потенціал СЕС найменший.

Третє обмеження полягає в тому, що без BESS мережева СЕС автоматично вимикається, коли зникає напруга в загальній мережі. Це відбувається через вимоги безпеки anti-islanding (захист від роботи станції окремо від загальної мережі). У такому випадку станція не може жити будинок або підприємство під час відключення електроенергії [19]. Усі ці обмеження частково знімаються через впровадження гібридних рішень з BESS, але це суттєво підвищує капітальні витрати - оціночно у 2,5-3 рази порівняно з мережевою СЕС тієї ж потужності [22].

Підприємства сонячної енергетики відіграють подвійну роль у підвищенні стійкості регіональної енергосистеми. По-перше, вони можуть самі інвестувати у сонячні електростанції та керувати ними, збільшуючи частку розподіленої генерації в регіоні.

По-друге, на українському ринку такі компанії часто працюють як підрядники: проєктують і встановлюють сонячні електростанції для різних замовників, зокрема комунальних підприємств, лікарень, ОСББ та промислових споживачів [23]. Для теми резильєнтності особливо важливою є саме друга роль. Підрядник не просто встановлює сонячні електростанції, а фактично збільшує

доступну потужність у регіоні. Крім того, він впливає на якість цієї стійкості через вибір технологій, наприклад мережевої СЕС або гібридної СЕС із BESS, через тип об'єктів, для яких встановлюються станції, зокрема бізнес чи критична інфраструктура, а також через їхнє розміщення в різних громадах [13]. Логіку впливу розвитку підприємств сонячної енергетики на забезпечення резильєнтності регіональної енергосистеми узагальнено на рис. 1.1.



Рисунок 1.1 – Логіка впливу підприємств сонячної енергетики на резильєнтність регіональної енергосистеми

Джерело: складено автором на основі [7; 12; 17; 18; 20]

Отже, внесок підприємств сонячної енергетики у резильєнтність регіональної енергосистеми проявляється не лише у збільшенні встановленої потужності СЕС, а й у виборі технологічних рішень, типів об'єктів і територіального розміщення проектів. Для економіко-аналітичного обґрунтування напрямів розвитку підприємств сонячної енергетики у забезпеченні резильєнтності використовується система взаємодоповнювальних показників.

Перший рівень – індикатори надійності електропостачання: SAIDI (System Average Interruption Duration Index, середня тривалість перерв на одного споживача за період) та SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, середня частота перерв) [24; 25]. Ці показники збираються операторами розподілу й публікуються НКРЕКП (Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг) на рівні регіональних енергосистем; вони чутливі до впливу розподіленої генерації, оскільки локальні джерела зменшують тривалість і частоту вимушених відключень [24; 26].

Другий рівень становлять структурні показники. Вони показують, наскільки розвинена розподілена сонячна генерація в конкретному регіоні та яке місце вона займає в місцевій енергосистемі. До таких показників належать: встановлена потужність розподілених СЕС у регіоні, яка вимірюється в МВт; частка відновлюваних джерел енергії у загальному регіональному генераційному міксі (тобто у загальній структурі виробництва електроенергії в регіоні за різними джерелами: сонячними, вітровими, тепловими, гідроелектростанціями тощо), що виражається у відсотках; а також щільність розподіленої генерації на одиницю території, тобто скільки кВт сонячної потужності припадає на 1 км² площі регіону [27].

Третій рівень становлять економічні показники: VOLL (грн/кВт·год), Expected Energy Not Supplied (EENS, кВт·год/рік), вартість запобігнутих збитків (млн грн/рік) [6; 7]. Показник Expected Energy Not Supplied (EENS) означає очікуваний обсяг електроенергії, який не буде подано споживачам протягом року через аварії, дефіцит генерації або перебої в роботі мережі. Він вимірюється у кВт·год/рік і дає змогу оцінити, наскільки серйозними можуть бути наслідки ненадійного електропостачання. Вартість запобігнутих збитків показує, яку суму економічних втрат можна уникнути завдяки роботі розподіленої генерації, наприклад СЕС із накопичувачами, оскільки вони зменшують тривалість відключень і кількість недоотриманої електроенергії. Систему показників оцінювання внеску підприємств сонячної енергетики у регіональну резильєнтність наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Показники оцінювання внеску підприємств сонячної енергетики у регіональну резильєнтність

Група показників	Показники	Економічний зміст
Показники надійності електропостачання	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Характеризують тривалість і частоту перерв електропостачання для споживачів
Структурні показники регіональної генерації	Встановлена потужність СЕС, частка ВДЕ, щільність розподіленої генерації	Відображають рівень децентралізації та насиченості регіону локальними джерелами енергії
Економічні показники резильєнтності	VOLL, EENS, вартість запобігнутах збитків	Дають змогу оцінити економічні втрати від перерв електропостачання та ефект від їх зменшення
Інвестиційні показники	NPV, IRR, DPP, Benefit-Cost Ratio, LCOE	Дозволяють обґрунтувати економічну доцільність реалізації СЕС-проектів

Джерело: складено автором на основі [6; 7; 22; 23; 25]

Таким чином, оцінювання внеску СЕС-проектів у резильєнтність має поєднувати технічні, структурні, економічні та інвестиційні показники, що дає змогу обґрунтовувати енергетичний й економічний ефект таких проектів.

Підсумовуючи розглянуті теоретичні положення, можна зробити кілька основних висновків. По-перше, резильєнтність регіональної енергетичної системи є складним поняттям, яке охоплює стійкість до шоків, здатність швидко відновлюватися та вміння адаптуватися до нових умов.

По-друге, у воєнних умовах України розподілена сонячна генерація розглядається як стратегічний інструмент підвищення резильєнтності, що підтверджено офіційною позицією ІЕА, ЄС та урядом України.

По-третє, саме через рішення підприємств сонячної енергетики енергосистема поступово переходить від централізованої моделі до більш децентралізованої.

Ще один важливий висновок полягає в тому, що кількісне оцінювання внеску таких підприємств у резильєнтність потребує системи показників на трьох рівнях: індикаторів надійності, структурних параметрів регіональної генерації та економічних показників запобігнутах збитків.

1.2 Методичний інструментарій економічної аналітики обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики у забезпеченні резильєнтності

Методичний інструментарій економічної аналітики, що застосовується для економіко-аналітичного обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики у забезпеченні резильєнтності регіональної енергосистеми, охоплює чотири взаємодоповнювальні групи методів: методи фінансово-економічного аналізу господарської діяльності підприємства; економетричні методи кількісного оцінювання впливу розподіленої генерації на показники надійності; оптимізаційні методи економіко-математичного моделювання розподілу інвестицій; методи розрахунку економічної ефективності інвестицій у генеруючі активи, включаючи концепцію VOLL [28; 29]. Усі чотири групи пов'язані між собою і формують послідовну логіку дослідження.

На першому етапі аналізується початковий стан досліджуваної бази, тобто оцінюються основні характеристики підприємств сонячної енергетики, їхня встановлена потужність, фінансові показники та роль у регіональній енергосистемі. Далі визначається, як саме діяльність СЕС впливає на резильєнтність регіону, зокрема чи сприяє вона зменшенню кількості та тривалості відключень електроенергії. Після цього формується задача оптимізації інвестиційного портфеля, тобто обираються такі напрями вкладення коштів, які можуть дати найбільший позитивний ефект для енергосистеми. На завершальному етапі оцінюється економічний результат запропонованого рішення: визначається, наскільки інвестиції є доцільними, які збитки можна зменшити або запобігти, а також який загальний ефект це може мати для регіону.

Методи фінансово-економічного аналізу підприємства, що використовуються у першому методичному блоці, є класичним інструментарієм економічної аналітики [30; 31]. Аналіз фінансового стану підприємства є основою для формування його фінансової політики, що визначає типи стратегічних рішень у процесі її реалізації [32]. Аналіз будується на основі статутної фінансової звітності (Форма 1-м «Баланс» та Форма 2-м «Звіт про фінансові результати») і

охоплює чотири системи показників: ліквідності (коефіцієнти поточної, швидкої та абсолютної ліквідності), фінансової стійкості (коефіцієнт автономії, коефіцієнт фінансової залежності, співвідношення позикового і власного капіталу D/E , коефіцієнт маневреності власного капіталу), ділової активності (оборотність активів, оборотність власного капіталу, тривалість обороту) та рентабельності (ROA , ROE , валова маржа, чиста маржа, ROS) [30]. Кожен показник аналізується у двох напрямках: статичному та динамічному. По-перше, його порівнюють із нормативним або рекомендованим значенням, щоб зрозуміти, чи перебуває підприємство у нормальному фінансовому стані. По-друге, розглядають зміну цього показника в часі, тобто порівнюють його з попереднім періодом або базовим роком. Такий підхід дає змогу побачити, чи фінансовий стан підприємства покращується, погіршується або залишається стабільним [31].

У цій дипломній роботі фінансово-економічний аналіз потрібен для того, щоб визначити, які інвестиційні можливості та обмеження має підприємство, і використати ці дані в подальшому моделюванні. Зокрема, показники фінансової стійкості (D/E , обсяг власного капіталу) визначають максимальний обсяг капіталу, який підприємство здатне залучити без надмірного зростання ризику неплатоспроможності, а показники рентабельності формують економічно обґрунтовану ставку дисконтування для оцінки інвестиційних проєктів [33]. Вибір типу фінансової політики підприємства безпосередньо впливає на доступний обсяг інвестиційних ресурсів та структуру їх залучення [32].

Окремо варто врахувати поділ діяльності підприємства за напрямками: якщо підприємство веде діяльність у кількох сегментах, як у випадку ТОВ «БТС», що поєднує СЕС-діяльність та інженерні мережі, то загальна фінансова звітність не дозволяє точно визначити економічні показники окремого напрямку. Через це в моделюванні доцільно аналізувати не підприємство загалом, а окремі проєкти [29].

Другий методичний блок – економетричні методи кількісного оцінювання впливу розподіленої сонячної генерації на показники надійності регіональної енергосистеми. Базовим інструментом тут є множинна регресія, що дозволяє ізолювати чистий вплив однієї змінної (рівня розвитку розподіленої сонячної

генерації у регіоні) на залежну змінну (SAIDI з вини компанії) за умови контролю за іншими факторами впливу [34]. У контексті українського ринку 2022-2025 рр. застосування множинної регресії має суттєву методологічну специфіку, що пов'язана з обмеженнями доступу до даних. Згідно з постановою НКРЕКП №349 від 26.03.2022 «Про деякі питання діяльності суб'єктів господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг в умовах воєнного стану», помісячні дані SAIDI/SAIFI по регіонах та регіональний розподіл встановленої потужності СЕС у МВт не публікуються у відкритому доступі з міркувань захисту критичної інфраструктури [35]. У зв'язку з цим у дослідженні застосовано адаптовану модельну специфікацію, що враховує реальну доступність даних. Загальна специфікація моделі має вигляд (формула 1.1):

$$SAIDI_{it} = \beta^0 + \beta^1 \cdot N_{CEC_i} + \beta^2 \cdot FRONT_i + \beta^3 \cdot D2023_t + \beta^4 \cdot D2024_t + \varepsilon_{it} \quad (1.1)$$

де $SAIDI_{it}$ – рівень SAIDI з вини компанії в i -й області в період t (хв, річні дані);
 N_{CEC_i} – кількість СЕС-об'єктів у регіоні i за Реєстром НКРЕКП (одиниць) як проксі-змінна (тобто замінний показник, який використовується через відсутність повних даних про встановлену потужність СЕС у регіонах (у межах цього дослідження кількість СЕС-об'єктів є найбільш доступним індикатором рівня розвитку розподіленої сонячної генерації);

$FRONT_i$ – фіктивна (дамі) змінна (тобто змінна, яка набуває значення 1, якщо певна ознака є, і 0, якщо її немає).

У цій моделі вона використовується для того, щоб окремо врахувати вплив розташування області: прифронтові регіони мають більший ризик пошкодження мереж і, відповідно, можуть мати вищий рівень SAIDI), що дорівнює одиниці для прифронтових областей та нулю для тилиових; $D2023_t$ і $D2024_t$ – фіктивні змінні відповідних років (базовий рік – 2022);

ε_{it} – випадкова похибка [36].

Для побудови економетричної моделі в роботі використовується підхід *pooled cross-section*. *Pooled cross-section* – це такий тип даних, коли в одну спільну таблицю об'єднуються спостереження за різними об'єктами у різні періоди часу. У

цьому дослідженні такими об'єктами є області України, а періодами часу – 2022, 2023 і 2024 роки. Тобто кожна область у кожному окремому році розглядається як окреме спостереження. Наприклад, Київська область у 2022 році, Київська область у 2023 році та Київська область у 2024 році – це три різні рядки в базі даних. Так само окремими спостереженнями є й інші області за відповідні роки. У результаті дані по 22 областях за 3 роки об'єднуються в один масив, що дає 65 спостережень. Такий підхід дозволяє одночасно врахувати як відмінності між регіонами, так і зміни показників у часі.

Методологічний вибір моделі типу *pooled cross-section* (на 22 областях $\times$ 3 роки = 65 спостережень) замість традиційної регресії часового ряду на місячних даних по одному регіону обґрунтовується трьома аргументами.

По-перше, відкритість і верифікованість даних: річні значення SAIDI по областях України публікуються НКРЕКП у річних звітах [34; 35], а кількість СЕС-об'єктів – у Реєстрі НКРЕКП, опрацьованому аналітичним центром DiXi Group українським аналітичним центром, який досліджує питання енергетики, енергетичної безпеки, кліматичної політики та прозорості енергетичного сектору) [39].

По-друге, статистична потужність моделі: 65 спостережень дозволяють побудувати множинну регресію з кількома пояснювальними змінними та перевірити всі стандартні тести якості, тоді як часова регресія на 4-5 річних точках по одному регіону методологічно не валідна (оскільки така кількість спостережень є занадто малою для побудови надійної регресійної моделі, оцінки впливу кількох факторів і перевірки статистичної значущості результатів)..

По-третє, відповідність темі дослідження: тема дипломної роботи стосується регіональних енергосистем, тому міжрегіональний підхід дає змогу проаналізувати показники SAIDI на рівні областей України та визначити регіональні чинники, які можуть на них впливати. Хоча основний практичний акцент дослідження зосереджений на Київській області, використання даних по всіх областях України є доцільним через обмеженість відкритих статистичних даних саме для одного регіону. Такий підхід дозволяє не звужувати аналіз лише до неповної інформації

про Київську область, а використати ширшу базу даних для отримання більш обґрунтованих результатів.

Введення фіктивних змінних років D2023 і D2024 у модель потрібне для того, щоб окремо врахувати вплив кожного року на показник SAIDI. Це важливо, оскільки у 2022-2024 рр. українська енергосистема працювала в різних умовах воєнного навантаження: найбільший удар по інфраструктурі припав на жовтень–грудень 2022 р., у 2023 р. ситуація була відносно стабільнішою, а навесні 2024 р. знову відбувся пік ураження енергетичної інфраструктури. Якщо не врахувати вплив року, модель може неправильно пояснити зростання SAIDI. Наприклад, підвищення SAIDI могло бути спричинене загальними воєнними шоками конкретного року, а модель помилково віднесла б цей вплив до кількості СЕС, прифронтового статусу області або інших змінних. Це призвело б до викривлення результатів оцінювання [34].

Оскільки повні дані про встановлену потужність СЕС у регіонах є недоступними, у дослідженні замість цього використовується кількість СЕС-об'єктів як проксі-змінна. Проксі-характер змінної означає, що оцінений коефіцієнт β_1 відображає вплив кількості СЕС-станцій, а не їх сумарної встановленої потужності у МВт. Тим не менш, кількість і потужність сильно корелюють на регіональному рівні, що робить проксі академічно валідною [38]. Подібний підхід застосовується у міжнародних дослідженнях, коли дані про точні значення потужності недоступні з причин конфіденційності або захисту інфраструктури.

Якість побудованої регресійної моделі перевіряється за стандартним набором тестів: коефіцієнт детермінації R^2 та скоригований R^2 (пояснювальна сила моделі), F-статистика (значущість моделі в цілому), t-статистики та p-values окремих коефіцієнтів (значущість кожного фактора), тест Дарбіна-Уотсона на автокореляцію залишків, VIF (Variance Inflation Factor) на мультиколінеарність факторів [42].

У цьому дослідженні як допустимий рівень статистичної значущості використовується $\alpha = 10\%$. Такий вибір пояснюється специфікою досліджуваної

теми та обмеженнями доступної інформаційної бази. У класичних економетричних дослідженнях часто застосовується рівень значущості 5%, однак для регіональних соціально-економічних моделей, побудованих на обмеженій кількості спостережень, також може використовуватися рівень 10%. Це особливо актуально в умовах воєнного періоду, коли значна частина даних про енергетичну інфраструктуру є неповною, закритою або конфіденційною з міркувань безпеки. Через це у дослідженні неможливо повністю використати всі бажані показники, зокрема точну встановлену потужність СЕС у кожному регіоні чи детальні помісячні дані щодо надійності електропостачання.

Саме тому модель має дослідницький і прикладний характер. На цьому етапі її головне завдання полягає в оцінюванні впливу розподіленої сонячної генерації на показники надійності електропостачання, зокрема у визначенні загального напрямку та сили зв'язку між кількістю СЕС-об'єктів і рівнем SAIDI. Використання проксі-змінних, дамі-змінних років і змінної прифронтового статусу дозволяє частково врахувати обмеженість відкритих даних та неоднорідність умов між регіонами. У такому контексті рівень значущості $\alpha = 10\%$ не розглядається як зниження якості моделі, а є обґрунтованим компромісом між статистичною строгістю та реальними обмеженнями доступної інформації. Він дає змогу не відкидати потенційно важливі зв'язки, які можуть бути суттєвими для пояснення резильєнтності енергосистеми, але не завжди проявляються на рівні 5% через малий обсяг вибірки та високу варіативність даних [34].

Після перевірки якості побудована модель використовується для сценарного прогнозування залежної змінної на майбутні періоди. Для цього у модель підставляються прогнозні значення незалежних змінних у трьох сценаріях розвитку. Такий підхід дозволяє оцінити можливі зміни показника SAIDI залежно від різних варіантів розвитку розподіленої сонячної генерації та умов функціонування регіональних енергосистем. Надалі результати прогнозування можуть бути використані для побудови оптимізаційної моделі розподілу інвестицій у портфель СЕС-проектів, розрахунку економічної ефективності за показниками

NPV, VOLL та Benefit-Cost Ratio, а також для формування практичних рекомендацій для ТОВ «БТС» [34; 37].

Емпіричні дослідження зарубіжних авторів підтверджують доцільність такого підходу. Зокрема, у роботі Prettico G. та ін. (2022), що базувалася на даних 96 європейських ОСР, методом множинної регресії було встановлено, що збільшення частки підземних кабелів на 10% знижує SAIDI на 15-35% залежно від типу мережі, а інтеграція розподіленої генерації покращує надійність розподільних мереж за рахунок зменшення тривалості локальних відключень [13].

У дослідженні Adefarati T. та Bansal R. C. (2017) методом Монте-Карло-симуляції було кількісно показано, що інтеграція сонячних фотоелектричних установок у тестову систему RBTS Bus 2 знижує SAIDI на 12-25% залежно від місця розміщення джерел [26]. Ці результати створюють емпіричне очікування, що для українських регіональних мереж в умовах 2022-2025 рр. вплив розподіленої СЕС на SAIDI також повинен бути статистично значущим і від'ємним за знаком (на практиці це означає, що зі збільшенням кількості або рівня розвитку розподілених СЕС у регіоні показник SAIDI має зменшуватися, тобто середня тривалість відключень електроенергії для споживачів повинна ставати нижчою).

Третій методичний блок – оптимізаційні методи економіко-математичного моделювання, серед яких базовим інструментом обрано лінійне програмування (ЛП). Класична задача ЛП у термінах теми дослідження формулюється так: знайти розподіл інвестиційного капіталу між альтернативними типами СЕС-проектів (мережеві та гібридні з BESS на водоканалах, лікарнях, ОСББ), що дає змогу обрати такий варіант розподілу коштів, за якого підприємство отримає найбільший сумарний економічний ефект у майбутньому з урахуванням дисконтування (тобто перерахунку майбутніх вигід у поточну вартість, щоб можна було коректно порівняти витрати сьогодні та очікуваний економічний ефект у майбутньому).

При цьому модель враховує наявні обмеження: підприємство не може перевищити доступний інвестиційний бюджет, має обмежену кількість працівників і технічних ресурсів для реалізації проєктів, а також повинно забезпечити

мінімальне покриття об'єктів критичної інфраструктури, наприклад водоканалів, лікарень або житлових об'єднань [40; 41].

Формальна модель має вигляд (формула 1.2):

$$\max Z = \sum_i NPV_i \cdot x_i \text{ за умов } \sum_i CAPEX_i \cdot x_i \leq B, \sum_i x_i \leq Q, \sum_i \in C \ x_i \geq Cmin, x_i \geq 0 \quad (1.2)$$

де x_i – обсяг встановлення проєкту типу i у кВт;

NPV_i – питома чиста приведена вартість одного кВт проєкту типу i (тобто очікуваний економічний результат від 1 кВт встановленої потужності з урахуванням майбутніх доходів, витрат і дисконтування; цей показник дає змогу порівняти, який тип проєкту є вигіднішим);

$CAPEX_i$ – питомі капітальні витрати на встановлення одного кВт проєкту типу i (тобто скільки коштів потрібно витратити на встановлення 1 кВт потужності певного типу СЕС-проєкту, включаючи обладнання, монтаж та інші початкові інвестиційні витрати);

B – доступний інвестиційний бюджет;

Q – максимальна кадрова спроможність встановлення на рік (тобто найбільший обсяг потужності, який підприємство реально може встановити протягом року з урахуванням кількості працівників, монтажних бригад, технічних можливостей і часу виконання робіт);

C – множина проєктів на об'єктах критичної інфраструктури;

$Cmin$ – мінімальна потужність на критичних об'єктах (тобто найменший обсяг СЕС-потужності, який потрібно обов'язково спрямувати на лікарні, водоканали, об'єкти теплопостачання або інші важливі об'єкти для забезпечення їхньої енергетичної стійкості) [40].

Лінійне програмування є класичним інструментом дослідження операцій, що в галузі сонячної енергетики застосовувався в роботах Mehleri E. D. та ін. (2013), де було розроблено інструмент оптимізації інвестицій та операційних рішень для комбінованих сонячно-акумуляторних систем у житловому секторі [37], а також у роботах Tervo E. та ін. (2018) – для оптимізації розміщення сонячних установок і BESS на рівні енергетичних спільнот [41]. Перевагою методу ЛП для цієї роботи є його простота, доступність розв'язання через стандартні програмні засоби

(надбудова Solver в Microsoft Excel) і автоматична генерація звіту про чутливість (sensitivity report), що містить тіньові ціни обмежень та діапазони стабільності коефіцієнтів цільової функції [42].

Аналіз чутливості доповнює оптимізаційну модель, оскільки показує, наскільки отримане оптимальне рішення залишається стійким за зміни основних вхідних параметрів. До таких параметрів належать тариф на електроенергію, вартість обладнання, питома вироблення електроенергії, ставка дисконтування та курс гривні до іноземних валют.

Крім того, аналіз чутливості дає змогу визначити «вузькі місця» оптимізаційної задачі, тобто ті обмеження, зміна яких може найбільше вплинути на результат моделі [29]. У роботі цей аналіз використовується у двох формах. Перша форма - автоматичний звіт Solver про чутливість, який показує межі, у яких оптимальне рішення залишається стабільним. Друга форма – сценарний аналіз, коли один із ключових параметрів, наприклад, бюджет, послідовно змінюється, після чого оптимізаційна модель запускається повторно. Це дозволяє порівняти різні варіанти та оцінити, як зміна параметра впливає на оптимальний портфель СЕС-проектів.

Четвертий методичний блок – методи розрахунку економічної ефективності інвестицій у сонячні фотоелектричні проекти. Базовим показником є чиста приведена вартість (Net Present Value, NPV), що визначається як сума дисконтованих чистих грошових потоків проекту за весь розрахунковий період мінус початкові капітальні витрати(формула 1.3):

$$NPV = \sum_t \frac{CF_t}{(1 + r)^t} - CAPEX^0 \quad (1.3)$$

де CF_t – чистий грошовий потік року t ;

r – ставка дисконтування;

t – рік [43].

Для сонячних проектів стандартним розрахунковим періодом є 10-25 років залежно від технічного ресурсу обладнання. Крім NPV, для оцінювання ефективності проектів використовують додаткові показники. Внутрішня норма

прибутковості (Internal Rate of Return, IRR) показує, за якої ставки дисконтування проєкт стає беззбитковим, тобто NPV дорівнює нулю. Дисконтований період окупності (Discounted Payback Period, DPP) показує, через скільки років інвестиції повертаються з урахуванням вартості грошей у часі. Індекс прибутковості (Profitability Index, $PI = NPV/CAPEX_0 + 1$) показує, скільки економічного ефекту припадає на одну гривню вкладених інвестицій [43; 44].

Фотоелектричні проєкти мають свої особливості, які потрібно враховувати під час розрахунку грошового потоку. По-перше, сонячні панелі з часом поступово втрачають частину потужності. Для якісних монокристалічних панелей це приблизно 0,5% на рік, тому обсяг виробленої електроенергії та виручка поступово зменшуються [44].

По-друге, окремі елементи СЕС мають обмежений строк служби. Наприклад, інвертори зазвичай потрібно замінювати на 8-10 році експлуатації, а їхня вартість може становити близько 7-10% від початкових капітальних витрат. Якщо проєкт передбачає використання BESS, то акумуляторні модулі також можуть потребувати заміни на 8-10 році, орієнтовно на рівні 30% від вартості BESS [45].

По-третє, щороку виникають операційні витрати на технічне обслуговування, страхування та моніторинг роботи станції. Зазвичай вони становлять близько 1,5-2% від CAPEX на рік [44]. Тому врахування деградації панелей, зпміни обладнання та операційних витрат є необхідним для реалістичного розрахунку NPV проєкту.

Для проєктів сонячної енергетики важливим показником є нормована вартість електроенергії (Levelized Cost of Electricity, LCOE). Він показує, скільки в середньому коштує виробництво 1 кВт·год електроенергії протягом усього строку роботи проєкту. Для цього враховують усі витрати за життєвий цикл проєкту: капітальні витрати на будівництво, операційні витрати на обслуговування, а також фінансові витрати. Ці витрати порівнюють із загальним обсягом електроенергії, який станція виробить за весь період експлуатації. Формально показник розраховується так (формула 1.4):

$$LCOE = \frac{\sum_t \left(\frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_t \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (1.4)$$

де $CAPEX_t$ – капітальні витрати у році t ;

$OPEX_t$ – операційні витрати у році t ;

E_t – обсяг виробленої електроенергії у році t ;

r – ставка дисконтування;

t – рік реалізації проєкту;

T – загальний строк експлуатації проєкту [46]

Перевага LCOE полягає в тому, що він дозволяє порівнювати різні енергетичні проєкти між собою, навіть якщо вони мають різний строк роботи, різні витрати або різну структуру фінансування [43]. Для проєктів із накопичувачами енергії використовують подібний показник LCOS (Levelized Cost of Storage). Він показує середню вартість накопичення 1 одиниці електроенергії з урахуванням витрат на BESS. За даними Ember (2025), у світі LCOS для великих літій-іонних BESS становить близько 65 дол. США/МВт·год, що робить сонячно-акумуляторні рішення економічно привабливішими [47].

Ставка дисконтування для сонячних проєктів в Україні у 2026 р. має враховувати підвищені ризики, пов'язані з війною, нестабільністю ринку та доступом до фінансування. Орієнтиром для її визначення може бути середньозважена вартість капіталу (WACC), тобто середня вартість залучення власних і позикових коштів для реалізації проєкту. Для енергетичних проєктів в Україні через військові ризики та обмежений доступ до пільгового фінансування WACC оцінюється на рівні 16-22% [21].

Інший підхід полягає у формуванні ставки дисконтування на основі безризикової ставки, наприклад облікової ставки НБУ або дохідності ОВДП (облігації внутрішньої державної позики), до якої додається премія за країновий і проєктний ризик. У цій роботі використання діапазону 15-22% є доцільним, оскільки він враховує підвищені ризики реалізації сонячних проєктів в Україні та

дозволяє провести аналіз чутливості оптимального інвестиційного портфеля до зміни ставки дисконтування.

П'ятим методичним компонентом є показник Value of Lost Load (VOLL), який використовується для оцінювання економічної цінності підвищення резильєнтності енергосистеми. VOLL показує, скільки коштує для споживача 1 кВт·год електроенергії, яку він не отримав через відключення [6; 7; 48]. Тобто цей показник відображає не ринкову ціну електроенергії, а можливі збитки від її відсутності. До таких збитків можуть належати зупинка виробництва, втрата продукції, простій обладнання, порушення роботи бізнесу або критичних об'єктів. Саме тому для різних груп споживачів значення VOLL відрізняється. Для домогосподарств він зазвичай нижчий і становить близько 5-10 євро/кВт·год, для малих і середніх комерційних споживачів приблизно 10-40 євро/кВт·год, а для великих промислових споживачів і критичної інфраструктури – від 20 до 100 і більше євро/кВт·год [7; 48]. У дослідженнях Європейського Союзу VOLL для різних країн оцінюється в межах від 1500 до 23000 євро/МВт·год [48].

Методи розрахунку VOLL поділяють на чотири групи. Метод декларованих переваг (stated preference) ґрунтується на опитуваннях споживачів про їх готовність платити за уникнення відключень або готовність отримати компенсацію за відключення певної тривалості [7]. Метод виявлених переваг (revealed preference) досліджує фактичну поведінку споживачів – наприклад, інвестиції в резервне живлення (генератори, UPS, BESS) як показник їх внутрішньої оцінки VOLL [49]. Прямий метод оцінки збитків ґрунтується на розрахунку фактичних втрат від конкретних перерв: для виробничих підприємств – вартість недовиробленої продукції, простоїв працівників, псування сировини у незавершеному виробництві; для комунальних підприємств – недоотримані тарифні платежі, штрафні санкції, витрати на перезапуск обладнання [6]. Макроекономічний метод ґрунтується на співвідношенні річного ВВП країни/регіону до річного споживання електроенергії й дає узагальнену оцінку VOLL для всієї економіки [48].

Для оцінки VOLL у разі застосування BESS на об'єктах критичної комунальної інфраструктури (зокрема, для Вишгородського водоканалу як

ключового об'єкта дослідження) найбільш доцільним є прямий метод оцінки збитків, що враховує: (а) прямі втрати самого комунального підприємства – недоотримані тарифні платежі за час простою насосного обладнання, штрафи від регулятора за порушення безперервності постачання послуги, витрати на запуск та перезапуск обладнання; (б) вторинні збитки споживачів водоканалу - для лікарень-споживачів врахування витрат на роботу резервних генераторів, ризик зриву операцій і стерилізації; для домогосподарств – оцінка дискомфорту та компенсаційних виплат [6; 7]. Щоб оцінити річну економію від використання BESS, показник VOLL у грн/кВт·год множать на середню кількість годин відключень за рік і на потужність, яку може забезпечити BESS. Отриманий результат показує суму збитків, яких замовник може уникнути завдяки резервному живленню. Такий ефект є додатковим до фінансового результату самого СЕС-проєкту, який оцінюється через NPV.

Усі чотири методичні блоки інтегруються у дипломній роботі в єдину дослідницьку логіку, що відповідає вимогам ОПП «Економічна аналітика» та методичних рекомендацій до дипломної роботи [29]. Фінансово-економічний аналіз бази дослідження (Розділ 2.1) формує систему інвестиційних обмежень. Множинна регресія SAIDI на місячних даних двох ОСР (операторів системи розподілу) Київщини за 2022-2025 рр. (Розділ 2.2) кількісно обґрунтовує гіпотезу про вплив розподіленої СЕС на регіональну резильєнтність та формує прогноз показника надійності за різних сценаріїв. Оптимізаційна модель ЛПІ з аналізом чутливості (Розділ 3.1) дає математично обґрунтований оптимальний інвестиційний портфель СЕС-проєктів для ТОВ «БТС». Розрахунок NPV та VOLL для обраного сценарію (Розділ 3.2) формує підсумкову економічну оцінку, що поєднує ефект для проєкту (NPV), для замовника (VOLL-економія) та для регіональної енергосистеми (внесок у зниження SAIDI).

Для проведення розрахунків, моделювання та візуалізації результатів у роботі використано Microsoft Excel з надбудовами «Аналіз даних» та «Розв'язувач задач» (Solver). Надбудова «Аналіз даних» використовується для побудови регресійної моделі, розрахунку статистичних показників і перевірки якості

залежності між розвитком розподіленої сонячної генерації та показником SAIDI. Надбудова Solver застосовується для розв'язання оптимізаційної задачі – вибору портфеля СЕС-проектів із найкращим результатом за обмежень бюджету, потужності та очікуваного ефекту.

Висновки до першого розділу

1. Резильєнтність регіональної енергетичної системи означає її здатність підготуватися до загроз, витримати їхній вплив, адаптуватися та відновити роботу після криз. На відміну від надійності, вона охоплює не лише тривалість і частоту відключень, а й реакцію системи на масштабні та малоймовірні загрози, що є особливо актуальним для України після 2022 року.

2. Розподілена сонячна генерація, особливо гібридні СЕС із BESS, є важливим інструментом підвищення стійкості регіональної енергосистеми. Такі об'єкти можна розміщувати в різних місцях, поступово масштабувати та використовувати для автономного живлення під час перебоїв електропостачання.

3. Підприємства сонячної енергетики як підрядники впливають на регіональну резильєнтність та безпосередньо формують структуру розподіленої генерації регіону через вибір технологій, типів об'єктів і місць розміщення СЕС.

4. Кількісне оцінювання внеску підприємств сонячної енергетики у регіональну резильєнтність здійснюється на трьох рівнях показників: індикатори надійності (SAIDI, SAIFI, CAIDI), структурні параметри розподіленої генерації (встановлена потужність, частка ВДЕ), економічні показники запобігнутих збитків (VOLL, EENS).

5. Методичний інструментарій економічної аналітики, що буде застосований у подальших розділах дипломної роботи, включає чотири взаємодоповнювальні групи методів: фінансово-економічний аналіз бази дослідження; множинна регресія для кількісної оцінки впливу розподіленої СЕС на показники надійності; лінійне програмування з аналізом чутливості для оптимізації інвестиційного портфеля; розрахунок NPV та VOLL для обґрунтування економічної ефективності обраного сценарію.

2 АНАЛІТИКА СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПІДПРИЄМСТВА СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТІ РЕЗИЛЬЄНТНОСТІ КИЇВСЬКОЇ РЕГІОНАЛЬНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

2.1 Економічний аналіз функціонування ТОВ «БТС» як бази дослідження

Базою дослідження обрано ТОВ «Будівництво Технології Системи» (ТОВ «БТС», код ЄДРПОУ 35645596), зареєстроване 19 грудня 2007 р. у м. Києві. Підприємство здійснює будівельно-монтажні роботи, входить до корпоративної групи «Група Сергія Костирка», має статутний капітал 4 000 000 грн, а його єдиним учасником є ТОВ «Група Компаній «Сінерджи».

Керівництво підприємством здійснює директор Сторожук М.С.; станом на 31.12.2025 р. облікова чисельність працівників – 30 осіб. Організаційна структура є лінійно-функціональною, а окремі функції (бухгалтерія, HR, правове забезпечення) передані на аутсорсинг через управляючу компанію групи. Схематичне зображення організаційної структури підприємства наведене на рис. 2.1.



Рисунок 2.1 – Організаційна структура ТОВ «Будівництво Технології Системи»

Джерело: складено автором на основі внутрішніх даних ТОВ «БТС»

Основним видом діяльності ТОВ «БТС» за КВЕД є монтаж інженерних мереж (43.22), додатковими – електромонтажні роботи (43.21), спеціалізовані

будівельні роботи (43.99) та оптова торгівля будівельними матеріалами й обладнанням (46.74, 46.90). Монтаж СЕС здійснюється в межах цих кодів. Підприємство працює у двох напрямках: інженерні мережі та сонячна енергетика. СЕС-напрямок охоплює проєктування, монтаж і сервісне обслуговування станцій для комунальних об'єктів, ОСББ та промислових споживачів. ТОВ «БТС» належить до малих підприємств і значною мірою працює через державні закупівлі. У 2025 р. через Prozorro отримано 33,0 млн грн із 46,0 млн грн загального доходу, тобто 71,6% (Додаток А).

Інформаційне забезпечення діяльності ТОВ «БТС» базується на використанні кількох програмних інструментів. Бухгалтерський і податковий облік ведеться в 1С, фінансові розрахунки та кошториси – у Microsoft Excel, а робота з клієнтами й договорами – через CRM-систему Bitrix24. Для моніторингу роботи СЕС застосовуються Solarman і Deye Cloud, які відстежують генерацію, стан обладнання та технічні відхилення. Контрагенти перевіряються через YouControl, а галузеві й макроекономічні дані – за відкритими джерелами Держстату.

За 2023-2025 роки ТОВ «БТС» реалізувало 20 проєктів у сфері СЕС: у 2023 році здано 4 об'єкти загальною потужністю 105 кВт, у 2024 та 2025 роках – по 8 об'єктів щорічно з потужністю 565 кВт та 530 кВт відповідно. Середня потужність одного об'єкта зросла з 26,3 до 66-71 кВт, а загальна встановлена потужність СЕС за три роки досягла 1200 кВт. Через Solarman підприємство моніторить 7 СЕС потужністю 332 кВт (Додаток В), інші об'єкти – через інші платформи. Діяльність ТОВ «БТС» зосереджена переважно в Київській агломерації: близько 90% робіт припадає на м. Київ і 8% – на Київську область, що обґрунтовує вибір Київської регіональної енергосистеми як просторової рамки дослідження.

Основними замовниками є державні структури, комунальні підприємства та приватний бізнес, зокрема лікарні, ОСББ і промислові підприємства; постійними партнерами виступають КМДА та ТОВ «КиївЕСКО». Ціноутворення підприємства базується на кошторисному підході: мережеві СЕС коштують 25-40 тис. грн/кВт, а гібридні СЕС із BESS 80-85 тис. грн/кВт, тобто у 2-3 рази дорожче. Для подальшого моделювання використано питомі CAPEX 32,5 тис. грн/кВт для мережевих СЕС і

82,5 тис. грн/кВт для гібридних СЕС із BESS. Фінансові результати підприємства мають змішану динаміку: чистий дохід за 2023-2025 рр. зріс на 173,2%, але собівартість збільшилася швидше – на 185,9%, через що валова маржа знизилася з 11,9% до 7,8%. Водночас чистий прибуток зріс у 3,9 раза – з 153,5 до 601,7 тис. грн, що пов'язано зі скороченням інших операційних витрат у 2025 р. (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Зведена таблиця фінансових результатів ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр., тис. грн

Показник	2023	2024	2025	Зміна 2023-2025
Чистий дохід від реалізації	16 844,8	34 342,2	46 018,5	+173,2%
Собівартість реалізації	14 836,2	30 567,2	42 419,0	+185,9%
Валовий прибуток	2 008,6	3 775,0	3 599,5	+79,2%
Валова маржа, %	11,9	11,0	7,8	-4,1 п.п.
ЕВІТ	187,2	496,3	733,8	+292,3%
Податок на прибуток	33,7	89,3	132,1	+292,0%
Чистий прибуток	153,5	407,0	601,7	+292,0%
Чиста маржа, %	0,9	1,2	1,3	+0,4 п.п.

Джерело: складено автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 2-м) за 2023-2025 рр.

Особливу увагу привертає динаміка показників маржинальності – валової та чистої маржі (рис. 2.2). Тоді як валова маржа стабільно знижується через випереджуюче зростання собівартості, чиста маржа має повільну висхідну тенденцію за рахунок скорочення інших операційних витрат, проте її абсолютне значення (1,3% у 2025 р.) залишається на критично низькому рівні.

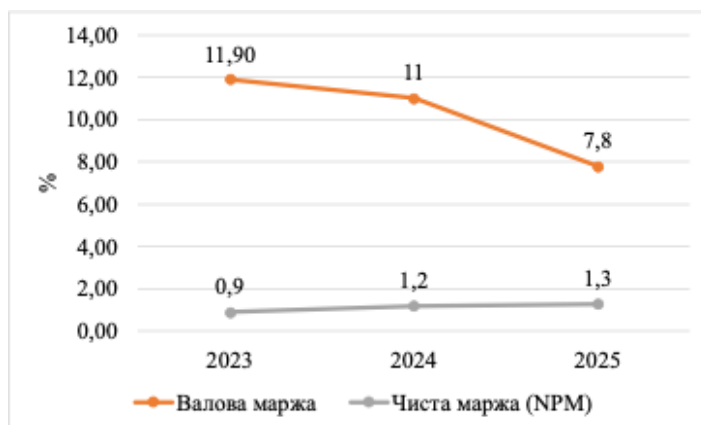


Рисунок 2.2 – Динаміка валової та чистої маржі ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Джерело: побудовано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 2-м) за 2023-2025 рр.

Валюта балансу ТОВ «БТС» зросла з 21 325,3 тис. грн у 2023 р. до 38 702,5 тис. грн у 2025 р. (+81,5%). В активах підприємства переважають оборотні активи понад 98%, з яких 41-49% становить інша поточна дебіторська заборгованість. У пасивах частка власного капіталу знизилася з 40,5% до 24,9%, а поточні зобов'язання зросли з 59,1% до 73,8%, переважно через збільшення кредиторської заборгованості постачальникам з 36,5% до 57,6% (Додаток Б). Підприємство зберігає короткострокову платоспроможність: коефіцієнт поточної ліквідності перевищує норматив, хоча знизився зі 166,2% до 135,2%. Швидка ліквідність у 2025 р. відновилася до 95,7%, абсолютна ліквідність досягла 23,9%, а робочий капітал зріс з 8 339,9 до 10 060,1 тис. грн (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Показники ліквідності ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Показник	2023	2024	2025	Норматив
Коефіцієнт поточної ліквідності, %	166,2	142,6	135,2	≥ 100
Коефіцієнт швидкої ліквідності, %	139,7	88,6	95,7	≥ 80
Коефіцієнт абсолютної ліквідності, %	15,9	14,0	23,9	≥ 20
Робочий капітал, тис. грн	8 339,9	9 045,6	10 060,1	—

Джерело: розраховано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 1-м) за 2023-2025 рр.

Фінансова стійкість є найбільш проблемною групою показників. Коефіцієнт автономії знизився до 24,9% у 2025 р. при нормативі $\geq 50\%$, що свідчить про залежність від залучених коштів. Боргове навантаження D/E зросло з 1,47 до 3,01, тобто на 1 грн власного капіталу припадає 3 грн зобов'язань. Висока маневреність власних оборотних коштів 99,2% за низької автономії свідчить про структурну фінансову вразливість підприємства (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Показники фінансової стійкості ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Показник	2023	2024	2025	Норматив
Коефіцієнт автономії, %	40,5	29,7	24,9	≥ 50
Забезпеченість власними ОК, %	39,5	29,4	24,8	≥ 10
Маневреність власних ОК, %	95,6	98,4	99,2	≥ 50
Коефіцієнт боргового навантаження (D/E)	1,47	2,36	3,01	≤ 1

Джерело: розраховано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 1-м) за 2023-2025 рр.

Подолання такого стану потребує перегляду фінансової політики підприємства у напрямі збалансування власних і залучених джерел фінансування [32]. Ділова активність підприємства покращилася: оборотність активів зросла з 0,79 до 1,19 разів, а період погашення дебіторської заборгованості скоротився вдвічі. Кредиторський цикл у 233 дні перевищує дебіторський у 156 днів, що є типовим для підрядних компаній з авансовим фінансуванням. Оборотність запасів після погіршення у 2024 р. відновилася у 2025 р. (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Показники ділової активності ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Показник	2023	2024	2025
Оборотність загальних активів, разів	0,79	1,13	1,19
Оборотність власного капіталу, разів	1,95	3,79	4,77
Оборотність дебіторської заборгованості, разів	1,16	2,37	2,33
Період погашення ДЗ, днів	316	154	157
Оборотність кредиторської заборгованості, разів	1,20	1,47	1,57
Період погашення КЗ, днів	304	248	233
Оборотність запасів, днів	82	137	97
Оборотність робочого капіталу, разів	2,02	3,80	4,57

Джерело: розраховано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 1-м, № 2-м) за 2023-2025 рр.

Попри зростання доходів і прибутку, рентабельність залишається низькою. Чиста маржа у 2025 р. становить лише 1,3%, ROA – 1,6%, тоді як ROE зріс з 1,8% до 6,2%, частково через збільшення боргового навантаження. Основним негативним сигналом є зниження валової маржі з 11,9% до 7,8%, що свідчить про швидше зростання собівартості порівняно з виручкою (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Показники рентабельності ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Показник	2023	2024	2025
ROA, %	0,7	1,3	1,6
ROE, %	1,8	4,5	6,2
NPM (чиста маржа), %	0,9	1,2	1,3
Валова маржа, %	11,9	11,0	7,8
ROTA, %	0,9	1,6	1,9
Рентабельність витрат, %	0,9	1,2	1,3

Джерело: розраховано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 1-м, № 2-м) за 2023-2025 рр.

Первісна вартість основних засобів ТОВ «БТС» зросла з 2 328,7 тис. грн на початок 2024 р. до 2 426,8 тис. грн на кінець 2025 р., тобто капітальні інвестиції за

два роки становили лише 98,1 тис. грн. Це свідчить про мінімальне оновлення інструментів та обладнання. Банківські кредити на балансі відсутні, а довгострокові зобов'язання зросли з 134,0 до 488,1 тис. грн і пов'язані з внутрішньогруповими позиками.

Для оцінки динаміки підприємства за 2023-2025 рр. розраховано ланцюгові та базисні темпи приросту фінансових показників. Чистий дохід зріс на 103,9% у 2024 р. та на 34,0% у 2025 р., загалом на 173,2% за два роки. Водночас собівартість збільшувалася швидше – на 185,9%, що призвело до зниження валової маржі з 11,9% до 7,8%. Чистий прибуток зріс на 292,0%, однак низька й нестабільна маржинальність свідчить про тиск витрат на фінансовий результат (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Ланцюгові та базисні темпи приросту фінансових результатів ТОВ «БТС»

Показник	2023	2024	2025	Δ 23–24, %	Δ 24–25, %	Δ 23–25, %
Чистий дохід, тис. грн	16 844,8	34 342,2	46 018,5	103,9	34,0	173,2
Собівартість, тис. грн	14 836,2	30 567,2	42 419,0	106,0	38,8	185,9
Валовий прибуток, тис. грн	2 008,6	3 775,0	3 599,5	87,9	-4,6	79,2
Валова маржа, %	11,9	11,0	7,8	-7,6	-29,1	-34,5
Чистий прибуток, тис. грн	153,5	407,0	601,7	165,1	47,8	292,0
Чиста маржа, %	0,9	1,2	1,3	33,3	8,3	44,4

Джерело: розраховано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 2-м) за 2023-2025 рр.

Показники ліквідності мають різноспрямовану динаміку. Поточна ліквідність знизилася зі 166,2% до 135,2%, але залишилася вищою за норматив 100%. Швидка ліквідність після падіння у 2024 р. відновилася до 95,7% у 2025 р., а абсолютна ліквідність зросла на 70,7% і перевищила норматив 20%. Робочий капітал збільшився з 8 339,9 до 10 060,1 тис. грн, тобто на 20,6%. Фінансова стійкість залишається найбільш проблемною групою показників. Коефіцієнт автономії знизився з 40,5% до 24,9%, тобто на 38,5%, що свідчить про зростання залежності від залучених коштів. Боргове навантаження D/E збільшилося з 1,47 до 3,01, або на 104,8%. Маневреність власних оборотних коштів зросла до 99,2%, однак за низького рівня власного капіталу це вказує на структурну фінансову вразливість. Ділова активність підприємства покращилася. Період погашення

дебіторської заборгованості скоротився з 316 до 156 днів, тобто на 50,6%, а оборотність активів зросла з 0,79 до 1,19 разів, або на 50,6%. ROE збільшився з 1,8% до 6,2%, тобто на 244,4%, але частково це пов'язано зі зростанням боргового навантаження (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Зведена таблиця ланцюгових і базисних темпів приросту показників діяльності ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Показник	2023	2024	2025	Δ 2023-2024, %	Δ 2024-2025, %	Δ 2023-2025, %
Поточна ліквідність, %	166,2	142,6	135,2	-14,2	-5,2	-18,7
Швидка ліквідність, %	139,7	88,6	95,7	-36,6	8,0	-31,5
Абсолютна ліквідність, %	15,9	14,0	23,9	-11,9	70,7	50,3
Робочий капітал, тис. грн	8 339,9	9 045,6	10 060,1	8,5	11,2	20,6
Коефіцієнт автономії, %	40,5	29,7	24,9	-26,7	-16,2	-38,5
Забезпеченість власними ОК, %	39,5	29,4	24,8	-25,5	-15,7	-37,2
Маневреність власних ОК, %	95,6	98,4	99,2	3,0	0,8	3,7
D/E, борг/власний капітал	1,47	2,36	3,01	60,5	27,5	104,8
Оборотність активів, разів	0,79	1,13	1,19	43,0	5,3	50,6
Оборотність власного капіталу, разів	1,95	3,79	4,77	94,4	25,9	144,6
Оборотність ДЗ, разів	1,16	2,37	2,33	104,3	-1,7	100,9
Період погашення ДЗ, днів	316	154	156	-51,3	1,3	-50,6
Період погашення КЗ, днів	304	248	233	-18,2	-6,0	-23,1
Період обороту запасів, днів	82	137	97	67,1	-29,2	18,3
ROA, %	0,7	1,3	1,6	85,7	23,1	128,6
ROE, %	1,8	4,5	6,2	150,0	37,8	244,4
Кількість зданих об'єктів, од.	4	8	8	100,0	0,0	100,0
Встановлена потужність СЕС, кВт	105	565	530	438,1	-6,2	404,8
Середня потужність на об'єкт, кВт	26,3	70,6	66,3	168,4	-6,1	152,1

Джерело: розраховано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 2-м) за 2023-2025 рр.

Операційна динаміка у сфері СЕС є найсильнішою: встановлена потужність зросла зі 105 кВт у 2023 р. до 565 кВт у 2024 р. (+438,1%) і становила 530 кВт у 2025 р. Загальний приріст за два роки склав 404,8%, а середня потужність одного

об'єкта збільшилася з 26,3 кВт до 66-70 кВт, що свідчить про перехід до більших комерційних і промислових замовлень (рис. 2.3).

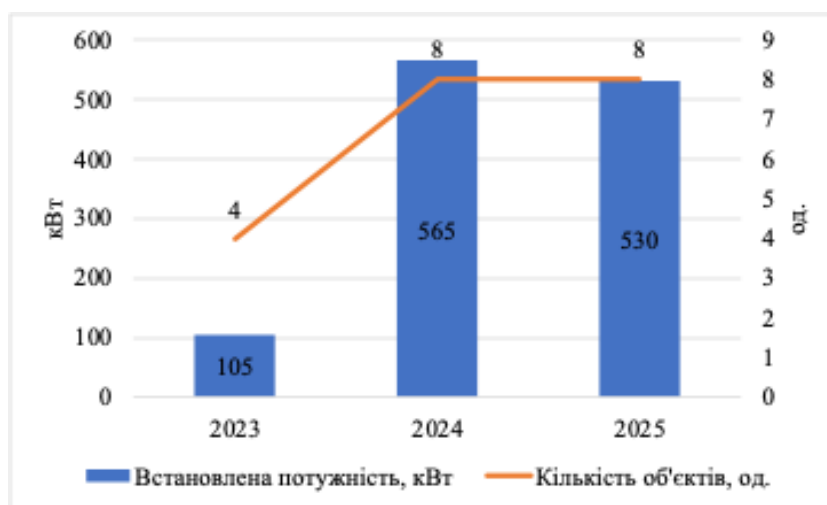


Рисунок 2.3 – Динаміка встановленої потужності СЕС та кількості об'єктів ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр.

Джерело: побудовано автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 2-м) за 2023-2025 рр.

Зведена індикаторна оцінка внеску ТОВ «БТС» у резильєнтність регіональної енергосистеми за технічними, соціально-економічними та фінансово-операційними індикаторами наведена у Додатку Г. Ця таблиця слугує проміжним містком між характеристикою бази дослідження у поточному підрозділі та поглибленим економетричним оцінюванням впливу розподіленої сонячної генерації на показники надійності Київської регіональної енергосистеми, що буде здійснене у підрозділі 2.2.

2.2 Економіко-аналітичне оцінювання надійності розподільних електромереж України та позиція Київської регіональної енергосистеми у контексті розвитку розподіленої сонячної генерації

Підрозділ присвячено кількісному оцінюванню стану надійності розподільних електромереж України та позиції Київської регіональної енергосистеми у міжрегіональному рейтингу з акцентом на роль розподіленої сонячної генерації як одного з детермінант регіональної резильєнтності. Хоча об'єктом дослідження дипломної роботи є Київська регіональна енергосистема, для

коректного оцінювання її стану та виявлення детермінант надійності застосовано міжрегіональний підхід – аналіз 22 областей України дозволяє побудувати статистично обґрунтовану регресійну модель та визначити позицію Київщини в загальному регіональному рейтингу. Такий методологічний прийом є стандартним для емпіричних економіко-аналітичних досліджень регіональних систем та відповідає вимогам методичних рекомендацій до бакалаврської роботи [29; 50].

Аналітика побудована за чотирма рівнями: загальнодержавна динаміка показників надійності SAIDI/SAIFI; регіональний зріз 22 областей України з ранжуванням за рівнем SAIDI; множинна регресійна модель оцінювання впливу розподіленої сонячної генерації на регіональну надійність; сценарне прогнозування SAIDI для Київщини під різні сценарії розвитку ТОВ «БТС». У межах підрозділу необхідно з'ясувати, чи впливає розвиток розподіленої сонячної генерації в регіоні на надійність електропостачання, а також кількісно оцінити цей вплив для прогнозування результатів реалізації портфеля СЕС-проектів ТОВ «БТС».

Принципово важливим методологічним обмеженням є недостатній доступ до даних про встановлену потужність СЕС за регіонами України у воєнний період. Згідно з постановою НКРЕКП №349 від 26.03.2022, доступ до частини регіональної енергетичної інформації обмежений з міркувань захисту критичної інфраструктури [35]. Зокрема, Реєстр об'єктів електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії, у публічній версії містить інформацію про географічне розташування об'єктів за областями, проте не оприлюднює встановлену потужність у МВт по регіонах [39]. У зв'язку з цим у даному дослідженні як проксі-змінну для рівня розвитку розподіленої сонячної генерації по регіонах України використано кількість СЕС-об'єктів у Реєстрі НКРЕКП станом на 24 квітня 2024 р. (відкриті дані Реєстру, опрацьовані аналітичним центром DiXi Group у рамках проекту USAID «Прозорість енергетичного сектору» [39]). Кількість об'єктів є валідною проксі-змінною, оскільки сильно корелює з сумарною встановленою потужністю на рівні регіону – більше встановлених об'єктів свідчить про вищу інвестиційну активність та більше залучених приватних, комерційних і муніципальних споживачів у сегмент розподіленої сонячної генерації.

Аналіз загальнодержавної динаміки SAIDI/SAIFI за 2022-2024 рр. свідчить про неоднорідну картину змін. За даними річних звітів НКРЕКП [37; 38; 43], SAIDI з вини компанії демонструє стійку тенденцію зниження: з 603 хв у 2022 р. до 502 хв у 2024 р., тобто скорочення на 16,8% за два роки. Це позитивний індикатор підвищення інвестиційно-операційної ефективності розподільних компаній попри воєнні умови. SAIFI з вини компанії знизилася з 5,62 до 5,27 відключень на рік. Водночас планові перерви демонструють зворотну динаміку: SAIDI планових перерв зросла з 344 хв до 597 хв (+73,5%), що свідчить про масштабні роботи з підсилення інфраструктури між атаками. Найсуттєвішим є показник форс-мажорних перерв: SAIDI форс-мажор/вина інших осіб коливався від 18 747 хв (2022) до 12 389 хв (2023) і знов зріс до 29 210 хв у 2024 р. – піковий показник за весь період спостереження (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Загальнодержавна динаміка показників надійності SAIDI/SAIFI у 2022-2024 рр.

Показник	2022	2023	2024	Δ 2022–2024, %
SAIDI з вини компанії, хв	603	536	502	-16,8
SAIDI планові перерви, хв	344	549	597	+73,5
SAIDI форс-мажор, хв	18 747	12 389	29 210	+55,8
SAIFI з вини компанії, відкл.	5,62	5,64	5,27	-6,2
SAIFI планові, відкл.	1,55	2,40	2,57	+65,8
SAIFI форс-мажор, відкл.	76,40	58,76	162,78	+113,1

Джерело: складено автором на основі річних звітів НКРЕКП за 2022-2024 рр. [37; 38; 43]

Сумарний SAIDI 2024 р. становив 30 309 хв, з яких лише 1,7% припадає на вину розподільної компанії, 2,0% на планові перерви і 96,3% на форс-мажорні обставини (рис. 2.4). У воєнний період звичайні показники якості роботи ОЕР уже не можуть повністю відображати надійність електропостачання, оскільки основний вплив мають не внутрішні збої компанії, а масштабні зовнішні загрози, зокрема атаки на енергетичну інфраструктуру. Це методологічно обґрунтовує необхідність шукати інші важелі підвищення регіональної резильєнтності, серед яких децентралізація генерації через розвиток розподілених ВДЕ є стратегічним напрямом [3; 11].

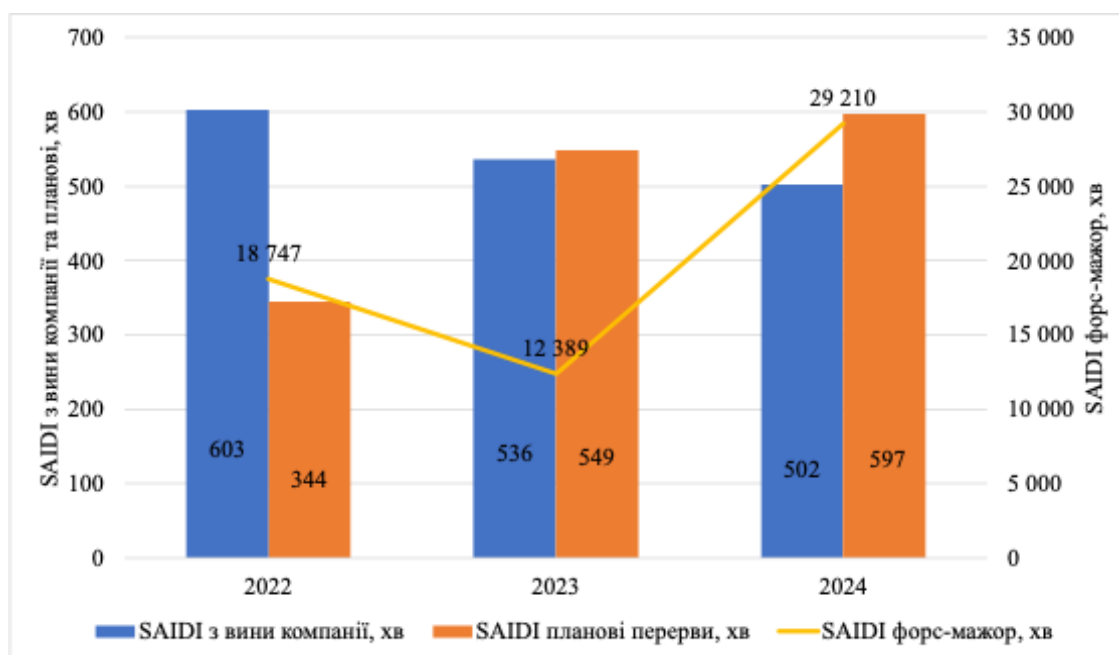


Рисунок 2.4 – Динаміка SAIDI за категоріями причин в Україні у 2022-2024 рр.

Джерело: побудовано автором на основі річних звітів НКРЕКП [5; 6; 7]

Регіональний зріз SAIDI з вини компанії за 2022-2024 рр. дозволяє виявити структурні відмінності в надійності між областями України. Зведені дані по 22 областях (без Луганської та Херсонської областей, дані по яких НКРЕКП не публікує у зв'язку з фактичною неможливістю збору статистики на тимчасово окупованих територіях) порівняно з кількістю СЕС-об'єктів у Реєстрі НКРЕКП станом на 24.04.2024 (табл. 2.9).

Кількість СЕС-об'єктів у таблиці подано у двох категоріях. Позначка «точно» використовується для тих регіонів, щодо яких DiXi Group опублікувала підтверджені дані з Реєстру НКРЕКП [4]. Позначка «оцінка» застосовується для регіонів, де точні дані не були оприлюднені. У таких випадках кількість СЕС-об'єктів визначено орієнтовно на основі загальної кількості об'єктів у Реєстрі – 1369, а також з урахуванням відомого розподілу між регіонами з найбільшою та найменшою кількістю СЕС. Такий підхід дозволяє сформувати повнішу картину регіонального розподілу сонячної генерації, але отримані оцінки слід розглядати як наближені (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Показники надійності SAIDI (хв) та кількість СЕС-об'єктів за регіонами України

Область	SAIDI 2022	SAIDI 2023	SAIDI 2024	N_СЕС станом на 04.2024	Категорія
Вінницька	496	558	514	122	точно
Волинська	1 074	862	927	20	оцінка
Дніпропетровська	363	344	350	134	точно
Донецька	н/д	748	833	2	точно
Житомирська	517	430	421	50	оцінка
Закарпатська	623	613	584	60	оцінка
Запорізька	546	450	363	85	оцінка
Івано- Франківська	490	496	474	142	точно
Київська	474	471	450	107	точно
Кіровоградська	620	513	494	80	оцінка
Львівська	802	761	605	75	оцінка
Миколаївська	606	548	472	92	точно
Одеська	906	937	905	70	оцінка
Полтавська	422	387	308	7	точно
Рівненська	318	274	347	45	оцінка
Сумська	666	583	619	5	точно
Тернопільська	485	464	406	60	оцінка
Харківська	955	681	642	35	оцінка
Хмельницька	941	799	776	107	точно
Черкаська	498	355	238	50	оцінка
Чернівецька	697	679	696	17	оцінка
Чернігівська	796	593	464	30	оцінка

Примітка: Категорія «точно» – підтверджені дані з Реєстру; «оцінка» – авторська орієнтовна оцінка.

Джерело: складено автором на основі річних звітів НКРЕКП [37; 38; 43], реєстру об'єктів електроенергетики НКРЕКП, DiXi Group [29]

Описова статистика регіонального розподілу SAIDI 2024 р. свідчить про значну варіацію надійності між областями: середнє значення 540 хв при стандартному відхиленні 193 хв, мінімум 238 хв (Черкаська область), максимум 927 хв (Волинська область). Найнадійнішими у 2024 р. виявилися Черкаська (238 хв), Полтавська (308 хв), Рівненська (347 хв), Дніпропетровська (350 хв) та Запорізька (363 хв) області. Цікаво, що серед цих п'яти областей є дві прифронтові – Дніпропетровська та Запорізька.

Попри близькість до зони бойових дій, оператори розподілу в цих регіонах змогли забезпечити вищий рівень технічної надійності, ніж у середньому по

Україні. Це пояснюється посиленням системи захисту критично важливих об'єктів у цих регіонах: укриття підстанцій, дублювання ліній, концентрація аварійних бригад. Найменш надійними виявилися Волинська (927 хв), Одеська (905 хв), Донецька (833 хв), Хмельницька (776 хв), Чернівецька (696 хв). Київська область посідає 8-ме місце з найнижчим SAIDI з 22 областей (450 хв у 2024 р.), що нижче середнього по Україні на 16,7% (рис. 2.5).

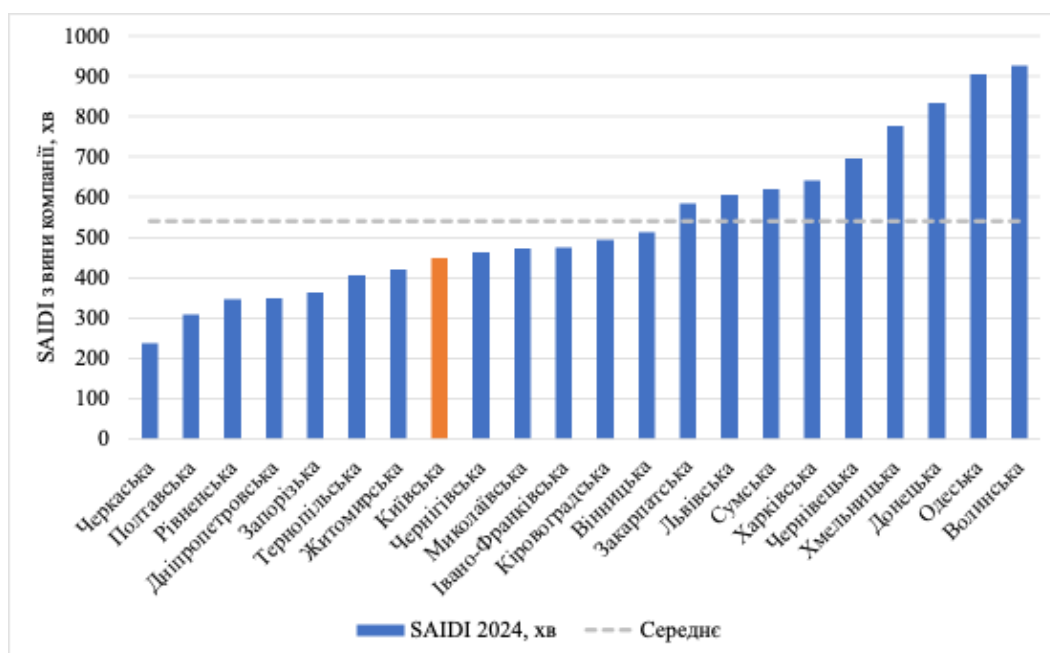


Рисунок 2.5 – Регіональний розподіл SAIDI з вини компанії за 2024 р., хв

Джерело: побудовано автором на основі звіту НКРЕКП за 2024 р. [43]

Розподіл регіонів за кількістю СЕС-об'єктів має іншу структуру. Лідерами розвитку розподіленої сонячної генерації є Івано-Франківська область (142 об'єкти), Дніпропетровська (134), Вінницька (122), Хмельницька і Київська (по 107). Найнижча кількість СЕС у Донецькій і Луганській областях (по 2 об'єкти) – переважна частина об'єктів цих регіонів розміщена на тимчасово окупованих територіях і не функціонує у складі ОЕС України [39]. Київська область входить до групи лідерів сонячної генерації і займає 4 місце за кількістю СЕС-об'єктів (Київщина і Хмельницька поділяють 4-те місце) (рис. 2.6).

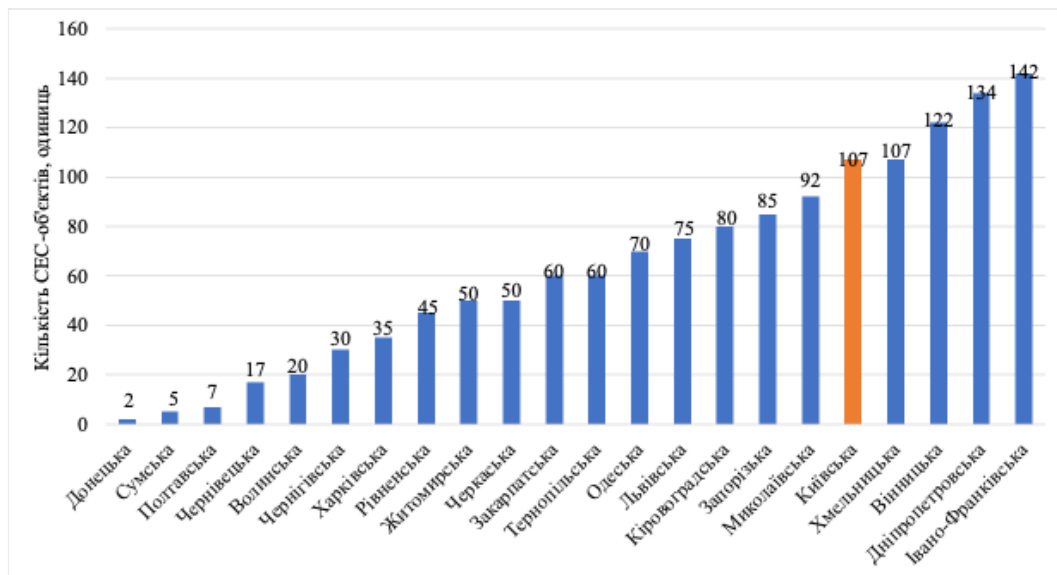


Рисунок 2.6 – Кількість СЕС-об'єктів за регіонами України станом на 24.04.2024, одиниць

Джерело: побудовано автором на основі Реєстру НКРЕКП [39]

Важливо перевірити, чи зберігається схожа динаміка SAIDI в регіонах у різні роки. Розраховано коефіцієнт кореляції Пірсона між значеннями SAIDI 2022 р. і 2024 р. за 21 регіоном (виключено Донецьку область через відсутність даних 2022 р.) (формула 2.1):

$$r(\text{SAIDI}^{2022}, \text{SAIDI}^{2024}) = 0,861 \quad (p < 0,0001, n = 21) \quad 2.1$$

Сильна позитивна кореляція ($r = 0,861$) показує, що регіони з вищим або нижчим рівнем SAIDI загалом зберігають свої позиції в різні роки. Це дає підстави використовувати моделі типу pooled cross-section, а саме об'єднану регіональну модель для оцінювання впливу окремих факторів на SAIDI без побудови складніших динамічних моделей часових рядів

Для кількісної оцінки впливу розвитку розподіленої сонячної генерації на рівень SAIDI у регіонах України побудовано множинну регресійну модель типу pooled cross-section за специфікацією (формула 2.2):

$$\text{SAIDI}_{it} = \beta^0 + \beta^1 \cdot N_{\text{CEC}_i} + \beta^2 \cdot \text{FRONT}_i + \beta^3 \cdot \text{D2023}_t + \beta^4 \cdot \text{D2024}_t + \varepsilon_{it} \quad (2.2)$$

де SAIDI_{it} - рівень SAIDI з вини компанії в i -й області в період t (хв);

N_CEC_i – кількість СЕС-об'єктів у регіоні i за Реєстром НКРЕКП станом на 24.04.2024 (одиниць, проксі-змінна для рівня розвитку розподіленої сонячної генерації);

$FRONT_i$ – фіктивна змінна, що дорівнює 1 для прифронтових областей (Донецька, Запорізька, Дніпропетровська, Харківська, Миколаївська, Сумська, Чернігівська) та 0 для інших;

$D2023_t$ і $D2024_t$ – фіктивні змінні відповідних років (базовий рік 2022);

ε_{it} – випадкова похибка.

Вибірка – 65 спостережень (22 області $\times$ 3 роки, мінус 1 пропущена точка по Донецькій області за 2022 р.). Оцінювання здійснено методом найменших квадратів (МНК) у середовищі MS Excel із застосуванням надбудови «Аналіз даних».

Перед оцінюванням повної моделі побудовано просту парну регресійну модель для перевірки прямого зв'язку (формула 2.3):

$$SAIDI_{it} = 649,29 - 1,0698 \cdot N_{CEC_i} + \varepsilon_{it} \quad (2.3)$$

$$R^2 = 0,0514; F = 3,42; t(N_CEC) = -1,85; p = 0,069; n = 65$$

Коефіцієнт кореляції Пірсона між кількістю СЕС-об'єктів та SAIDI становить $r = -0,227$ ($p = 0,069$) табл. 2.14. Від'ємний знак коефіцієнта при N_CEC підтверджує гіпотезу про обернений зв'язок між розвитком розподіленої сонячної генерації та рівнем SAIDI: регіони з більшою кількістю СЕС демонструють нижчі (тобто кращі) значення SAIDI (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Результати оцінювання множинної регресійної моделі SAIDI

Змінна	Коефіцієнт β	Ст. похибка	t-стат.	p-value
Константа	708,95	59,71	11,87	0,0000***
N_CEC, проксі для P_CEC	-1,111	0,583	-1,90	0,0617*
FRONT, прифронтowa обл.	-7,60	51,46	-0,15	0,8831
D2023	-65,82	58,05	-1,13	0,2614
D2024	-95,73	58,05	-1,65	0,1044

Примітка. Позначення: *** - значущість при $\alpha = 1\%$; ** - $\alpha = 5\%$; * - $\alpha = 10\%$.

Джерело: розраховано автором у середовищі MS Excel на основі даних табл. 2.9

Коефіцієнт є значущим на рівні $\alpha = 10\%$ ($p = 0,069$), що для дослідницьких даних соціально-економічної природи є прийнятним рівнем статистичної значущості [34]. Інтерпретація економічного змісту: збільшення кількості СЕС-об'єктів у регіоні на одну одиницю асоціюється зі зниженням SAIDI з вини компанії у середньому на 1,07 хвилини на рік.

Підставивши отримані коефіцієнти у вихідну специфікацію, остаточне регресійне рівняння повної моделі набуває вигляду (формула 2.4):

$$SAIDI_{it} = 708,95 - 1,111 \cdot N_{CEC_i} - 7,60 \cdot FRONT_i - 65,82 \cdot D2023_t - 95,73 \cdot D2024_t \quad (2.4)$$

Це рівняння є робочим інструментом для сценарного прогнозування SAIDI: підстановкою прогнозних значень незалежних змінних можна отримати очікуваний рівень надійності за різних умов розвитку регіональної енергосистеми. Загальні характеристики моделі: $R^2 = 0,0947$; скоригований $R^2 = 0,0344$; F-статистика = 1,57 ($p = 0,194$); стандартна похибка залишків = 195,0 хв; статистика Дарбіна-Уотсона = 0,947.

Отримані результати показують, що кількість СЕС-об'єктів має обернений зв'язок із показником SAIDI. Коефіцієнт для змінної N_{CEC} становить -1,11 і є статистично значущим на рівні 10% ($p = 0,0617$). Це означає, що за збільшення кількості СЕС-об'єктів у регіоні показник SAIDI, тобто середня тривалість відключень з вини компанії, має тенденцію до зниження. Такий результат зберігається навіть після додавання контрольних змінних, тому він підтверджує основний висновок парної регресії.

Водночас змінні $FRONT$, $D2023$ і $D2024$ не є статистично значущими. Це свідчить, що в межах цієї моделі прифронтний статус області та рік спостереження не мають такого помітного впливу на SAIDI, як рівень розвитку розподіленої сонячної генерації. Невисокі значення R^2 , близько 9%, є очікуваними для регіональних соціально-економічних даних, оскільки на SAIDI впливає багато інших чинників, зокрема технічний стан мереж, інвестиційні рішення та операційна діяльність окремих ОСР, які не були безпосередньо включені до моделі.

Водночас отримана модель має певні обмеження, які потрібно враховувати під час інтерпретації результатів. По-перше, за допомогою статистики Дарбіна-

Уотсона було перевірено залишки регресійної моделі. Значення $DW = 0,947$ свідчить про наявність позитивної автокореляції залишків. Це означає, що помилки моделі частково пов'язані між собою, що є типовим для даних, де спостереження повторюються за тими самими регіонами у різні роки. Тому результати моделі слід розглядати обережно, з урахуванням цієї особливості.

По-друге, змінна N_CEC використовується як наближений показник розвитку сонячної генерації. Вона показує кількість СЕС-об'єктів у регіоні, але не враховує їхню сумарну встановлену потужність у МВт. Тому коефіцієнт β_1 відображає вплив саме кількості об'єктів, а не реального обсягу сонячної генерації. Для точнішої моделі потрібні детальні регіональні дані про встановлену потужність СЕС, які у відкритому доступі відсутні.

Разом із цим було перевірено мультиколінеарність між незалежними змінними. Матриця кореляцій показала, що між основними регресорами немає надмірного зв'язку: для пар $N_CEC/FRONT$, $N_CEC/рік$ та $FRONT/рік$ значення $|r|$ є меншим за 0,3. Між дамі-змінними років $D2023$ і $D2024$ спостерігається технічна кореляція близько -0,5, але це є нормальним наслідком їх кодування, оскільки одна змінна дорівнює 1 лише тоді, коли інша дорівнює 0. Додатково розрахований показник VIF для N_CEC становить близько 1,03, що підтверджує відсутність проблеми мультиколінеарності для ключової змінної моделі.

По-третє, рівень статистичної значущості змінної N_CEC є граничним: p -value становить приблизно 0,06-0,07. Це означає, що результат не можна вважати остаточним статистичним доказом і отримані оцінки слід інтерпретувати з урахуванням обмежень вибірки та доступності даних, але його можна розглядати як обґрунтовану гіпотезу про наявність потенційного позитивного впливу розвитку СЕС на зниження SAIDI. Водночас, отриманий ефект має економічний зміст, відповідає логіці дослідження та узгоджується з теоретичними підходами й результатами міжнародних досліджень [13; 26].

Побудована регресійна модель дає змогу сформулювати сценарний прогноз SAIDI для Київської регіональної енергосистеми на 2026-2027 рр. Прогноз розроблено для трьох сценаріїв розвитку ТОВ «БТС»: консервативного, базового

та агресивного. В основу сценаріїв покладено фактичну динаміку діяльності підприємства у 2023-2025 рр., коли кількість зданих об'єктів зростає з 4 у 2023 р. до 8 об'єктів щороку у 2024-2025 рр. Також враховано різний рівень інвестиційної активності та можливості залучення зовнішнього фінансування.

Консервативний сценарій передбачає збереження обережного темпу розвитку без істотної зміни структури проєктів. У цьому випадку підприємство переважно продовжує встановлювати мережеві СЕС для державних замовників через тендери Prozorro і не здійснює значних інвестицій у гібридні системи з BESS. За цим сценарієм у 2026-2027 рр. ТОВ «БТС» може ввести в експлуатацію близько 10 нових СЕС-об'єктів, тобто по 5 об'єктів на рік. Сукупна нова потужність становитиме близько 400 кВт, а орієнтовний CAPEX - близько 13 млн грн. Джерелами фінансування можуть бути власні кошти та аванси за тендерними договорами.

Базовий сценарій передбачає збереження фактичних темпів 2024-2025 рр. із поступовим переходом до більш стійких технологічних рішень. У цьому варіанті ТОВ «БТС» не лише реалізує звичайні мережеві СЕС, а й додає пілотний гібридний проєкт із BESS на об'єкті критичної комунальної інфраструктури.

За базовим сценарієм у 2026-2027 рр. підприємство може ввести 20 нових об'єктів, тобто по 10 на рік. Загальна нова потужність становитиме близько 600 кВт, з яких 178 кВт припадає на гібридну СЕС із BESS ємністю 356 кВт·год для Вишгородського водоканалу. Орієнтовний CAPEX становить 28,4 млн грн. Рекомендована структура фінансування: 50% – грант ЄБРР, 30% – пільговий кредит, 10% – власні кошти, 10% – ESCO-механізм (фінансування проєкту за рахунок майбутньої економії витрат на енергоресурси).

Агресивний сценарій передбачає прискорене зростання підприємства та масштабування гібридних рішень із BESS одразу на кілька об'єктів критичної інфраструктури, зокрема медичні заклади, водоканали та школи. За цим сценарієм у 2026-2027 рр. ТОВ «БТС» може реалізувати 30 нових об'єктів, тобто по 15 на рік. Сукупна нова потужність становитиме близько 1200 кВт, з яких орієнтовно 500 кВт – гібридні системи з BESS. Орієнтовний CAPEX становить близько 64 млн грн.

Такий сценарій потребує залучення кількох джерел зовнішнього фінансування, наприклад ЄБРР, USAID і GIZ, а також несе вищі організаційні ризики через потребу в розширенні кадрових і технічних можливостей підприємства.

Логіка прогнозу базується на двох складових. Перша – це загальне зростання ринку СЕС у Київській області, яке відбувається незалежно від ТОВ «БТС»: за рахунок приватних домогосподарств, інших компаній-інтеграторів і комерційних замовників. За оцінкою, з квітня 2024 р. до 2027 р. кількість СЕС-об'єктів у регіоні може збільшитися приблизно на 32 об'єкти, що відповідає середньорічному приросту близько 10%.

Друга складова – це внесок самого ТОВ «БТС», який залежить від обраного сценарію і становить 10, 20 або 30 нових об'єктів. Тому прогнозна кількість СЕС-об'єктів у Київській області у 2027 р. визначається як сума базового рівня на квітень 2024 р. - 107 об'єктів, очікуваного органічного приросту ринку – 32 об'єкти, та внеску ТОВ «БТС» за відповідним сценарієм (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Сценарний прогноз SAIDI для Київської регіональної енергосистеми на 2027 р.

Сценарій	N_СЕС у Київщині	Прогноз SAIDI, хв	Скорочення від 2024, хв
Поточний стан, 2024	107	494,4	-
Консервативний, 2027	149	447,7	-46,7
Базовий, 2027	159	436,6	-57,8
Агресивний, 2027	169	425,5	-68,9

Джерело: розраховано автором на основі регресійної моделі (табл. 2.10) і сценаріїв розвитку ТОВ «БТС»

За результатами прогнозу, реалізація базового сценарію ТОВ «БТС» разом із загальним зростанням ринку СЕС у Київській області може зменшити SAIDI з вини компанії з 494,4 до 436,6 хв до 2027 р. Тобто очікуване скорочення становить 57,8 хв, або близько 11,7% поліпшення надійності електропостачання.

Агресивний сценарій дає ще більший ефект – додаткове скорочення приблизно на 11 хв порівняно з базовим сценарієм. Водночас цей прогноз слід розглядати як орієнтовний, оскільки він базується на припущенні, що структура регіональної енергосистеми суттєво не зміниться, не буде нових масштабних

зовнішніх шоків, а кількість СЕС-об'єктів використовується як наближений показник розвитку сонячної генерації.

2.3 Причинно-наслідкова аналітика обмеженого внеску ТОВ «БТС» у резильєнтність Київської регіональної енергосистеми та постановка спеціалізованої задачі

Підрозділ присвячено логічному продовженню аналітики попередніх частин Розділу 2 – переходу від констатації стану (підрозділи 2.1, 2.2) до причинно-наслідкового виявлення чинників, що формують виявлену проблему, та формалізованої постановки спеціалізованої задачі для подальшого моделювання. Логіка викладу побудована послідовно: спочатку уточнюється суть проблеми на основі попередніх висновків, далі визначаються основні чинники її виникнення, після цього порівнюється поточний стан із бажаним рівнем резильєнтності, а наприкінці формулюється оптимізаційна задача, яка буде розв'язана у розділі 3.

Узагальнення висновків підрозділів 2.1 та 2.2 дозволяє сформулювати конкретну практичну проблему: невідповідність між наявним потенціалом ТОВ «БТС» як суб'єкта розподіленої сонячної генерації Київщини та його фактичним внеском у регіональну резильєнтність.

Ця невідповідність має кількісно вимірюваний прояв у трьох вимірах. По-перше, з технічного боку – частка ТОВ «БТС» у регіональній встановленій потужності СЕС Київщини становитиме лише 0,5% (1,2 МВт з ~220–250 МВт), що означає мінімальний прямий внесок у регіональний баланс розподіленої генерації.

По-друге, з точки зору резильєнтності – з 1200 кВт встановленої потужності лише ~100 кВт (8,3%) припадає на гібридні СЕС з BESS, причому всі вони розташовані на об'єктах ОСББ, а не на критичній інфраструктурі: жоден із 5 об'єктів (що перебувають під моніторингом) комунальної (Вишгородський водоканал) та медичної інфраструктури (КМКЛ №4, СКМУ) не має систем накопичення енергії, необхідних для забезпечення автономної роботи під час перерв централізованого електропостачання.

По-третє, з фінансово-операційного боку – попри стрімке зростання обсягів діяльності (тендерний дохід зріс з 4,8 до 33,0 млн грн за 2023-2025 рр., встановлена потужність – у 5 разів), валова маржа підприємства знизилась з 11,9% до 7,8%, а коефіцієнт автономії – з 40,5% до 24,9%, що свідчить про вичерпання моделі органічного зростання, тобто розвитку переважно за рахунок власних ресурсів, поточних доходів і авансів за договорами без значного залучення зовнішнього фінансування.

Сформульована проблема має важливе економіко-аналітичне значення. По-перше, вона є суспільно важливою, оскільки стійкість комунальної та медичної критичної інфраструктури Київщини безпосередньо пов'язана з безпекою в умовах атак на енергетичні об'єкти [11].

По-друге, вона має комерційне значення для ТОВ «БТС», адже розвиток гібридних СЕС із BESS на об'єктах критичної інфраструктури може відкрити для підприємства новий ринковий сегмент із вищою маржинальністю та довшими договорами.

По-третє, цю проблему можна кількісно оцінити через грошові показники, потужність СЕС і BESS, обсяг виробленої електроенергії та зміну SAIDI. Тому її доцільно розглядати як задачу оптимізації.

Для виявлення причин, які обмежують внесок ТОВ «БТС» у підвищення регіональної резилієнтності, використано факторний аналіз. Його суть полягає в тому, щоб не розглядати проблему загалом, а розкласти її на окремі групи чинників і зрозуміти, які саме з них найбільше впливають на результат. У роботі ці чинники згруповано за чотирма напрямками: технологічними, фінансовими, маркетингово-операційними та структурно-ринковими.

Для кожного чинника визначено його кількісну характеристику, тобто показник, яким його можна виміряти; пояснено механізм впливу на резилієнтність; а також оцінено його відносну вагомість у загальній структурі проблеми (табл. 2.12). Такий підхід дозволяє чіткіше визначити, які обмеження є найбільш суттєвими та мають бути враховані під час розроблення інвестиційних рішень у розділі 3.

Таблиця 2.12 – Факторний аналіз чинників обмеженого внеску ТОВ «БТС» у регіональну резильєнтність

Фактор	Кількісна характеристика	Механізм впливу	Вага, %
Технологічний	Частка гібридних СЕС із BESS у портфелі - 8,3%; близько 100 кВт із 1200 кВт; 0 об'єктів критичної інфраструктури з BESS	Без BESS мережеві СЕС автоматично вимикаються при зникненні напруги в мережі, тому не забезпечують автономне живлення під час відключень	35
Фінансовий	Власний капітал - 9,7 млн грн; D/E = 3,01; ROE - 6,2%; банківські кредити відсутні	Обмежує обсяг власних інвестицій; реалізація сценаріїв із CAPEX понад 10 млн грн потребує зовнішнього фінансування: банку, гранту або ESCO	30
Маркетингово-операційний	Тендерний дохід - 71,6% загального доходу; географічна концентрація - 90% обсягу робіт у м. Київ; залежність від 2–3 ключових замовників	Підвищує залежність від тендерного циклу та обмежує диверсифікацію за типами замовників і географією	20
Структурно-ринковий	Валова маржа знизилася з 11,9% до 7,8% у 2023–2025 рр.; зростання собівартості випереджає зростання виручки на 12,7 п.п.	Знижує прибутковість мережевих СЕС-проектів і обмежує можливості внутрішнього накопичення капіталу	15

Примітка. Вага визначена експертно на основі прямого внеску фактора у формування проблеми.

Джерело: складено автором за результатами економічного аналізу ТОВ «БТС» (підрозділ 2.1) та контекстної аналітики (підрозділ 2.2)

Технологічний фактор є найвагомішим – 35%, адже він визначає, чи забезпечують встановлені СЕС реальний внесок у підвищення стійкості енергосистеми. Мережева СЕС без BESS під час зникнення напруги в загальній мережі автоматично відключається через антиострівний захист. Це потрібно для безпеки, щоб станція не працювала окремо від мережі та не створювала ризик для обладнання й працівників, які ремонтують лінії електропередачі [19]. Це означає, що під час відключень мережі – саме тоді, коли резильєнтність критична для замовника - встановлені ТОВ «БТС» 1100 кВт мережевих станцій фактично не функціонують. Резильєнтнісний ефект формують виключно гібридні системи з BESS, частка яких у портфелі підприємства становить лише 8,3%, причому всі вони розташовані на ОСББ.

Фінансовий фактор (30%) визначає максимальну межу масштабування діяльності у напрямі резилієнтнісних рішень. Структура балансу ТОВ «БТС» на 31.12.2025 р. свідчить про принципову обмеженість власних інвестиційних ресурсів: власний капітал 9,7 млн грн, при цьому коефіцієнт автономії 24,9% (норматив $\geq 50\%$), $D/E = 3,01$ (норматив ≤ 1).

Це означає, що навіть реалізація базового сценарію розвитку, що потребує 28,4 млн грн інвестицій у нові СЕС-проекти (з них 14,7 млн грн на гібридну СЕС з BESS для Вишгородського водоканалу), не може бути забезпечена власними ресурсами підприємства.

Підприємство змушене залучати зовнішнє фінансування - банківські кредити, грантові кошти міжнародних донорів (USAID, ЄБРР, ЄС), або ESCO-моделі через спеціалізовані енергосервісні компанії [20].

Маркетингово-операційний фактор (20%) пояснює структурну вразливість підприємства до коливань тендерного циклу та залежність від обмеженого кола замовників. 71,6% доходу ТОВ «БТС» у 2025 р. сформовано через тендери Prozorro, переважно з державними та комунальними замовниками. У поєднанні з географічною концентрацією (90% обсягу у м. Києві, ще 8% – у Київській області) це обмежує диверсифікацію бізнес-моделі. Водночас саме ця концентрація створює сприятливі умови для перепрофілювання у бік резилієнтнісних рішень: основні замовники ТОВ «БТС» (КМДА, ТОВ «КиївЕСКО», комунальні підприємства Київщини) одночасно є потенційними замовниками гібридних СЕС з BESS для критичної інфраструктури.

Структурно-ринковий фактор (15%) відображає тиск на маржинальність бізнесу, що знижує здатність до внутрішнього накопичення капіталу. Валова маржа знизилась з 11,9% (2023) до 7,8% (2025) внаслідок випереджального зростання собівартості (+185,9%) над виручкою (+173,2%). Це пов'язано з декількома факторами: ринковим тиском у тендерному сегменті, де виграш контракту визначається переважно ціною; зростанням вартості імпортного обладнання через курсові коливання; та посиленням конкуренції за державні замовлення у сегменті мережевих СЕС. Перехід у сегмент гібридних СЕС з BESS може частково

розв'язати цю проблему, оскільки маржинальність складніших технологічних рішень історично вища за просту мережеву СЕС.

Факторний аналіз показав, що проблема має кілька причин, але найбільший вплив мають технологічний і фінансовий фактори – разом 65%. Це означає, що основний шлях її вирішення полягає у переході від звичайних мережевих СЕС до гібридних СЕС із BESS на об'єктах критичної інфраструктури, а також у залученні зовнішнього фінансування (рис. 2.7).



Рисунок 2.7 – Структура чинників обмеженого внеску ТОВ «БТС» у регіональну резильєнтність Київщини, %»

Джерело: побудовано автором за даними табл. 2.12

Маркетингово-операційні та структурно-ринкові обмеження мають меншу вагу – 35% і можуть частково зменшитися після виходу підприємства в сегмент гібридних рішень для критичної інфраструктури.

Для визначення різниці між поточним і цільовим станом ТОВ «БТС» застосовано Гар-аналіз. Він передбачає порівняння фактичних показників підприємства з цільовими значеннями, які відповідають достатньому рівню внеску в резильєнтність регіональної енергосистеми. Цільові значення сформовано на основі базового сценарію розвитку та міжнародних практик використання розподіленої сонячної генерації для критичної інфраструктури [9; 51]. Результати Гар-аналізу подано за п'ятьма групами показників (табл. 2.13).

Таблиця 2.13 – Gap-аналіз поточного стану ТОВ «БТС» відносно цільового резильєнтнісного рівня

Група показників	Поточний стан, 2025	Цільовий стан, 2027	Gap, розрив
Технічні характеристики портфеля			
Встановлена потужність СЕС, кВт	1 200	1 800	+600 (+50%)
Потужність гібридних СЕС із BESS, кВт	~100	~278	+178 (+178%)
Ємність BESS, кВт·год	~200	556	+356 (+178%)
Об'єкти критичної інфраструктури з BESS	0	≥1, водоканал	+1
Внесок у регіональну резильєнтність			
Частка у регіональній СЕС Київщини, %	<0,6	0,77	+0,17 п.п.
Річне вироблення, МВт·год	~206	~814	+608 (+295%)
Економія електроенергії замовників, тис. грн/рік	~889	2 628	+1 739 (+196%)
Фінансово-економічні показники			
Власний капітал, млн грн	9,7	≥15	+5,3 (+55%)
Коефіцієнт автономії, %	24,9	≥40	+15,1 п.п.
Валова маржа, %	7,8	≥10	+2,2 п.п.
Доступ до зовнішнього фінансування	Відсутній	Грант + банк	Якісний gap

Джерело: складено автором на основі підрозділу 2.1 (поточний стан) та бенчмарків міжнародних практик [9; 51]

Найбільш значущим у Gap-аналізі є технічний розрив у сфері гібридних СЕС з BESS на критичній інфраструктурі: цільовий приріст ємності BESS на 356 кВт·год (+178%) та одночасний перший в історії підприємства запуск гібридного проєкту на об'єкті комунальної критичної інфраструктури (Вишгородський водоканал, 178 кВт + 356 кВт·год BESS). Цей крок є якісним проривом, оскільки він означає вихід ТОВ «БТС» на принципово новий технологічний і ринковий рівень з потенціалом подальшого тиражування на інші об'єкти критичної комунальної інфраструктури Київщини.

У частині внеску в регіональну резильєнтність розрив є помітним, але його реально скоротити. Збільшення частки ТОВ «БТС» у СЕС Київщини з менш ніж 0,6% до 0,77% показує, що підприємство й надалі залишатиметься невеликим учасником ринку. Водночас його роль може змінитися якісно: воно зможе працювати не лише як підрядник із монтажу СЕС, а як постачальник рішень для підвищення стійкості критичних об'єктів. Річне вироблення електроенергії має зрости майже у 4 рази - з 206 до 814 МВт·год. Це пов'язано зі збільшенням встановленої потужності та розвитком гібридних СЕС із BESS.

У фінансово-економічній сфері Gap є складним і вимагає окремих заходів. Зростання власного капіталу на 5,3 млн грн до 15 млн грн є необхідною умовою для досягнення коефіцієнта автономії 40% при одночасному зростанні масштабу діяльності. Це може бути забезпечене через комбінацію реінвестування прибутку (за оптимістичної оцінки ~1,5-2 млн грн/рік за 2026-2027 рр.) та можливого додаткового внеску засновників. Зростання валової маржі з 7,8% до 10% передбачає перехід у вищу технологічну категорію проєктів (гібридні системи з BESS), де маржинальність історично вища. Ключовий якісний розрив – забезпечення доступу до зовнішнього фінансування, без якого реалізація базового сценарію неможлива (інвестиційна потреба 28,4 млн грн перевищує власний капітал у 2,9 рази).

Проведений причинно-наслідковий аналіз та Gap-аналіз дозволяють здійснити формалізовану постановку спеціалізованої задачі дипломного дослідження. Сутність задачі полягає у знаходженні оптимального розподілу інвестиційного капіталу між альтернативними типами СЕС-проєктів (мережеві та гібридні з BESS) на різних типах об'єктів (комунальна інфраструктура, медичні заклади, ОСББ) у межах Київської регіональної енергосистеми, що максимізує сумарний економічний ефект з урахуванням резильєнтнісного критерію за обмежень доступного бюджету, кадрово-операційних ресурсів ТОВ «БТС» та мінімального покриття об'єктів критичної інфраструктури.

Математично задача формулюється як задача лінійного програмування у такому вигляді (формула 2.5):

$$\max Z = \sum_i NPV_i \cdot x_i \quad (2.5)$$

за обмежень:

$$\sum_i CAPEX_i \cdot x_i \leq B$$

$$\sum_i x_i \leq Q$$

$$\sum_i \in C_r x_i \geq Cmin$$

$$\sum_i \in Bess x_i \geq Bmin$$

$$x_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, 6$$

де змінні рішення x_i – обсяги встановлення потужності проєкту типу i (кВт), що є шуканими величинами задачі:

x_1 – мережеві СЕС на водоканалах;

x_2 – гібридні СЕС з BESS на водоканалах;

x_3 – мережеві СЕС на лікарнях;

x_4 – гібридні СЕС з BESS на лікарнях;

x_5 – мережеві СЕС на ОСББ;

x_6 – гібридні СЕС з BESS на ОСББ;

Параметри задачі: NPV_i – питома чиста приведена вартість проєкту типу i на одиницю встановленої потужності (тис. грн/кВт);

$CAPEX_i$ – питомі капітальні витрати на встановлення проєкту типу i (тис. грн/кВт; для мережевих СЕС $\approx 32,5$ тис. грн/кВт, для гібридних з BESS $\approx 82,5$ тис. грн/кВт);

B – доступний інвестиційний бюджет (тис. грн);

Q – максимальна кадрово-операційна спроможність встановлення на період (кВт);

S_r – множина типів проєктів на об'єктах критичної інфраструктури (водоканали, лікарні: x_1, x_2, x_3, x_4);

S_{min} – мінімальна сумарна потужність на об'єктах критичної інфраструктури (кВт);

B_{ess} – множина типів гібридних проєктів з BESS (x_2, x_4, x_6);

B_{min} – мінімальна сумарна потужність гібридних проєктів з BESS (кВт).

У моделі враховано кілька основних обмежень. Бюджетне обмеження відображає фінансові можливості ТОВ «БТС» з урахуванням потенційного залучення зовнішнього фінансування. Кадрове обмеження показує максимальний обсяг потужності, який підприємство може встановити за рік з наявною командою з 30 працівників і мережею субпідрядників.

Резилієнтне обмеження забезпечує мінімальну частку проєктів на об'єктах критичної інфраструктури, що відповідає темі роботи. Технологічне обмеження передбачає наявність у портфелі гібридних СЕС із BESS, оскільки саме вони забезпечують найбільший внесок у стійкість енергосистеми. Також у моделі враховано умову невід'ємності змінних рішення. Для подальшого розв'язання

оптимізаційної задачі у розділі 3 визначено основні параметри моделі: бюджет, максимальну потужність, мінімальні вимоги до проєктів критичної інфраструктури, частку гібридних СЕС із BESS та питомі капітальні витрати (табл. 2.14).

Таблиця 2.14 – Параметри спеціалізованої задачі оптимізації

Параметр	Значення	Обґрунтування
В, бюджет, тис. грн	30 000	Базовий сценарій 28,4 млн грн + резерв 5,6%
Q, максимальна потужність, кВт	1 200	Технічна оцінка кадрових можливостей ТОВ «БТС»
C _{min} , критична інфраструктура, кВт	400	Не менше 2/3 від базового сценарію 600 кВт
B _{min} , з BESS, кВт	150	Не менше базового приросту BESS 178 кВт
CAPEX мережевих СЕС, тис. грн/кВт	32,5	Дані ТОВ «БТС» з підрозділу 2.1
CAPEX гібридних СЕС із BESS, тис. грн/кВт	82,5	Дані ТОВ «БТС» з підрозділу 2.1
NPV типових проєктів, тис. грн/кВт	розрах. у 3.1	На основі моделі Cash Flow на 10 років

Джерело: складено автором на основі підрозділу 2.1 та технологічно-економічних характеристик СЕС-проєктів

Можливі варіанти розв'язання задачі для подальшого модельного експерименту у підрозділі 3.1 визначаються трьома сценаріями розвитку. Вони відрізняються обсягом CAPEX, кількістю нових СЕС-проєктів, часткою гібридних рішень із BESS та рівнем внеску в резильєнтність критичної інфраструктури. Зіставлення сценаріїв з параметрами задачі подано далі (табл. 2.15).

Таблиця 2.15 – Сценарії розвитку як можливі варіанти вирішення задачі

Сценарій	CAPEX, млн грн	Загальна потужність, кВт	З них BESS, кВт	Об'єкти критичної інфраструктури
Консервативний	13,0	400	0	Ні
Базовий	28,4	600	178	Так, 1 об'єкт - водоканал
Агресивний	64,0	1 200	500	Так, ≥ 4 об'єктів

Джерело: складено автором на основі підрозділу 2.1 та даних таблиці 2.14

Сформульована задача та її три можливі варіанти вирішення задають основу для модельного експерименту у підрозділі 3.1, де буде проведено: (а) розрахунок питомих NPV для кожного з шести типів проєктів на основі Cash Flow-модельовання; (б) розв'язання задачі лінійного програмування у середовищі MS

Excel з використанням надбудови Solver; (в) порівняння оптимального рішення з трьома початковими сценаріями для визначення, який з них найближче до математичного оптимуму; (г) аналіз чутливості оптимального рішення до коливань ключових вхідних параметрів (тарифу на електроенергію, CAPEX, ставки дисконтування).

У підрозділі 3.2 на основі обраного сценарію буде розраховано економічний ефект за трьома площинами – для проєкту (NPV портфеля), для замовника (VOLL-економія від уникнення збитків внаслідок відключень) і для регіональної енергосистеми (вклад у скорочення SAIDI на основі регресійної моделі з підрозділу 2.2).

Висновки до другого розділу

У Розділі 2 проведено комплексну аналітику ТОВ «БТС» як підприємства сонячної енергетики у контексті резильєнтності Київської регіональної енергосистеми. На основі економічного аналізу, економетричного моделювання та причинно-наслідкової аналітики сформульовано такі ключові висновки.

1. ТОВ «БТС» – мале підприємство підрядного типу з двосегментною структурою (інженерні мережі та СЕС), що демонструє стрімке зростання обсягів (+173,2% доходу за 2023-2025 рр.). Портфель СЕС-проєктів поділяється на два типи: мережеві СЕС із нижчою вартістю 32,5 тис. грн/кВт та гібридні СЕС із BESS, які коштують 82,5 тис. грн/кВт. Частка гібридних СЕС у портфелі становить лише 8,3%, і такі об'єкти поки не реалізовані в критичній інфраструктурі. Фінансовий стан характеризується високою короткостроковою платоспроможністю за критично низької фінансової стійкості (коефіцієнт автономії 24,9%, D/E = 3,01), що формує інвестиційне обмеження для подальшого моделювання.

2. Економетричне оцінювання надійності розподільних мереж України на pooled cross-section вибірці 22 областей $\times$ 3 роки (65 спостережень) підтвердило статистично значущий обернений зв'язок між кількістю СЕС-об'єктів у регіоні та SAIDI з вини компанії: $\beta_1 = -1,07$ ($p = 0,069$), $r = -0,227$. Кожна додаткова СЕС-станція асоціюється зі зниженням SAIDI на 1,07 хвилини за рік. Сценарне

прогнозування для Київщини на 2027 р. показало очікуване скорочення SAIDI з 494,4 до 436,6 хв (-11,7%) за базового сценарію розвитку ТОВ «БТС».

3. Факторний аналіз і Gap-аналіз виявили чотири групи чинників обмеженого внеску підприємства у регіональну резильєнтність: технологічний (35%), фінансовий (30%), маркетингово-операційний (20%) і структурно-ринковий (15%). Ключовий розрив – відсутність гібридних СЕС з BESS на об'єктах критичної інфраструктури.

4. Спеціалізована задача формалізована як задача лінійного програмування з цільовою функцією максимізації сумарного NPV портфеля проєктів за обмежень бюджету (30 млн грн), кадрових ресурсів (1200 кВт), мінімального покриття критичної інфраструктури (400 кВт) та мінімальної потужності BESS (150 кВт). Як варіанти вирішення обрано три сценарії – консервативний, базовий і агресивний. Сукупні результати Розділу 2 створюють кількісне обґрунтування для переходу до економіко-математичного моделювання оптимального розподілу інвестицій у Розділі 3.

З ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПОРТФЕЛЯ СЕС-ПРОЄКТІВ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОМЕНДАЦІЙ ДЛЯ ТОВ «БТС»

3.1 Економіко-математичне моделювання оптимального розподілу інвестицій у портфель СЕС-проектів

Підрозділ присвячено побудові та розв'язанню оптимізаційної моделі, яка допомагає визначити, як ТОВ «БТС» доцільніше розподілити інвестиційний капітал між різними типами СЕС-проектів.

У роботі розглядаються два основні варіанти інвестування: звичайні мережеві сонячні електростанції та гібридні системи, що поєднують СЕС з акумуляторними системами зберігання енергії BESS.

Зазначені проекти аналізуються для трьох типів об'єктів: комунальної інфраструктури, медичних закладів та ОСББ. Такий підхід дає змогу порівняти потенційну ефективність різних напрямів інвестування, визначити найбільш вигідні для підприємства варіанти та оцінити їхній внесок у підвищення енергетичної стійкості регіону.

Логіка дослідження побудована у п'ять послідовних етапів. На першому етапі для кожного типового проекту формуються CashFlow-моделі, тобто розраховуються очікувані грошові потоки за роками. На основі цих розрахунків визначаються основні фінансові показники: NPV, IRR, DPP та LCOE. Вони дають змогу оцінити прибутковість проекту, строк його окупності та середню вартість виробленої електроенергії.

На другому етапі формується задача лінійного програмування. Її головна мета полягає в тому, щоб знайти такий розподіл інвестицій між різними СЕС-проектами, який забезпечить максимальне значення NPV усього портфеля.

При цьому враховуються певні обмеження, наприклад, доступний бюджет, технічні та кадрові можливості підприємства, а також потреба у фінансуванні об'єктів критичної інфраструктури.

На третьому етапі ця оптимізаційна задача розв'язується у середовищі MS Excel за допомогою надбудови Solver. Такий інструмент дозволяє автоматично підібрати найкраще співвідношення між різними типами проєктів за заданими умовами.

На четвертому етапі отримане оптимальне рішення порівнюється з трьома вихідними сценаріями: консервативним, базовим та агресивним. Це потрібно для того, щоб оцінити, наскільки оптимізаційний підхід є ефективнішим порівняно з простішими варіантами розподілу інвестицій.

На п'ятому етапі проводиться аналіз чутливості. Він показує, як змінюється оптимальне рішення у разі коливань основних вхідних параметрів: інвестиційного бюджету, ставки дисконтування та тарифу на електроенергію. Такий аналіз дає змогу зрозуміти, наскільки стійкими є результати моделі до можливих змін економічних умов.

Для оцінки економічної ефективності кожного з шести типів проєктів побудовано CashFlow-модель на горизонті 10 років. Така модель дає змогу простежити, які грошові потоки може формувати кожен проєкт протягом усього періоду аналізу: початкові інвестиційні витрати, щорічну економію або дохід від виробленої електроенергії, операційні витрати, витрати на обслуговування, а також можливі додаткові витрати на заміну обладнання. Завдяки цьому можна порівняти між собою різні типи СЕС-проєктів і визначити, які з них є більш економічно доцільними для ТОВ «БТС».

У моделі враховано технологічні, операційні та ринкові параметри. До технологічних належать питоме вироблення електроенергії, деградація сонячних модулів, строк служби інвертора та акумуляторних систем BESS.

Операційні параметри охоплюють витрати на технічне обслуговування, страхування, моніторинг і заміну окремих компонентів системи. Ринкові параметри включають тариф на електроенергію, прогноз його зростання, ставку дисконтування та умови фінансування проєктів. Сукупність цих параметрів дає змогу сформувати єдину розрахункову базу для порівняння мережевих і гібридних СЕС-проєктів за показниками економічної ефективності (табл. 3.1)

Таблиця 3.1 – Базові параметри Cash Flow-моделі типових СЕС-проектів

Параметр	Значення	Обґрунтування / джерело
Горизонт проекту Т, років	10	Базовий рівень; відповідає життєвому циклу інвертора
Ставка дисконтування r, %	12	Пільгове змішане фінансування: грант 50% + банк 50%
Питоме вироблення, кВт·год/кВт·рік(Додаток Д)	1 014	Дані ТОВ «БТС»: об'єкт-еталон, Вишгородський водоканал
Деградація модулів, %/рік	0,5	Стандартна для якісних монокристалічних панелей
Тариф для комунальних і медичних об'єктів, грн/кВт·год	7,50	Прогноз НКРЕКП на 2026 р. для непобутових споживачів
Тариф для ОСББ, грн/кВт·год	4,32	Стандартний побутовий тариф
Річне зростання тарифу, %	8,0	Середній прогноз НБУ-Мінфін на 2026-2035 рр.
ОРЕХ, % від CAPEX/рік	1,5	Технічне обслуговування, страхування, моніторинг - за стандартами IRENA
Заміна інвертора, рік / % від CAPEX	10 / 8	Стандартний життєвий цикл інвертора
Заміна модулів BESS, рік / % CAPEX BESS	10 / 30	Стандартний цикл LiFePO ₄ - 4000+ циклів
CAPEX мережевої СЕС, тис. грн/кВт	32,5	Дані ТОВ «БТС», підрозділ 2.1
CAPEX гібридної СЕС з BESS, тис. грн/кВт	82,5	Дані ТОВ «БТС», підрозділ 2.1
VOLL-бонус для водоканалів, % CAPEX	25	Орієнтовно; детальний розрахунок наведено у підрозділі 3.2
VOLL-бонус для лікарень, % CAPEX	30	Лікарні мають вищий VOLL, оскільки перерви електропостачання можуть створювати критичні ризики для надання медичних послуг

Джерело: складено автором на основі даних ТОВ «БТС», стандартів IRENA, NREL, та прогнозів НБУ-Мінфін

Розрахунок чистого грошового потоку (CF_t) для проекту типу і у році t здійснюється наступним чином (формула 3.1):

$$CF_{it} = G_i \cdot (1 - d_i)^{t-1} \cdot P_i \cdot (1 + g)^{t-1} - OPEX_i - RPL_{i,t} \quad (3.1)$$

де G_i – питоме річне вироблення проекту і (кВт·год/кВт);

d_i – деградація (0,5%);

P_i – тариф у році $t=1$;

g – зростання тарифу (8%);

$OPEX_i$ – питомі операційні витрати;

$RPL_{i,t}$ – витрати на заміну компонентів (на 10-му році). NPV проєкту і розраховується наступним чином (формула 3.2):

$$NPV_i = -CAPEX_i + \sum_{t=1}^{10} \left(\frac{CF_{it}}{(1+r)^t} \right) + V_{VOLL,i} \quad (3.2)$$

де $V_{VOLL,i}$ – вартість VOLL-економії для гібридних проєктів на критичній інфраструктурі (детально у підрозділі 3.2).

Внутрішня норма прибутковості IRR знаходиться як ставка r , за якої $NPV = 0$; дисконтований період окупності DPP – рік, у якому накопичений дисконтований грошовий потік стає додатним. Levelized Cost of Electricity (LCOE) розраховується як відношення сумарних дисконтованих витрат до сумарного дисконтованого вироблення (формула 3.3):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_t \left(\frac{OPEX_t + RPL_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_t \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (3.3)$$

На основі сформованої CashFlow-моделі було розраховано ключові економічні показники для кожного з шести типів СЕС-проєктів, що дає змогу порівняти їхню інвестиційну привабливість та ефективність (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Економічні показники шести типів СЕС-проєктів (на 1 кВт встановленої потужності)

Тип проєкту	Шифр	CAPEX, тис. грн/кВт	NPV, тис. грн/кВт	IRR, %	DPP, рік	LCOE, грн/кВт·год
Мережева СЕС на водоканалі	х ₁	32,5	+20,67	23,1	6	6,41
Мережева СЕС на лікарні	х ₂	32,5	+20,67	23,1	6	6,41
Мережева СЕС на ОСББ	х ₃	32,5	-3,40	8,2	>10	6,41
Гібридна СЕС з BESS на водоканалі	х ₄	82,5	-17,77	5,3	>10	16,91
Гібридна СЕС з BESS на лікарні	х ₅	82,5	-13,64	6,7	>10	16,91
Гібридна СЕС з BESS на ОСББ	х ₆	82,5	-62,46	-10,6 (<0)	>10	16,91

Джерело: розраховано автором за Cash Flow-моделлю на параметрах табл. 3.1.

Інтерпретація результатів дає важливі економіко-аналітичні висновки. По-перше, мережеві СЕС на критичній інфраструктурі (водоканали, лікарні) є найбільш прибутковими: $NPV = +20,67$ тис. грн/кВт, $IRR = 23,1\%$ значно перевищує ставку дисконтування 12% , $DPP = 6$ років менший за горизонт проєкту.

По-друге, мережеві СЕС на ОСББ є збитковими через нижчий побутовий тариф (4,32 проти 7,50 грн/кВт·год): $NPV = -3,40$ тис. грн/кВт, $IRR = 8,2\%$ нижчий за ставку.

По-третє, гібридні системи з BESS показують від'ємний NPV навіть з урахуванням VOLL-бонусу $25-30\%$: $LCOE$ 16,91 грн/кВт·год майже втричі перевищує діючий тариф для непобутових споживачів, що робить пряму економічну окупність неможливою без додаткового фінансування.

По-четверте, гібридні на ОСББ є найгіршим варіантом – $NPV = -62,46$ тис. грн/кВт, від'ємний IRR – це поєднання найвищого $CAPEX$ з найнижчим тарифом без VOLL-бонусу.

Висновок з Cash Flow-моделювання: чиста ринкова логіка диктує концентрацію інвестицій у мережеві СЕС на критичній інфраструктурі (x_1, x_2). Гібридні системи з BESS не окупаються через ринкові механізми, але створюють резильєнтнісну цінність, що враховується через резильєнтнісні обмеження задачі (C_{min}, B_{min}), сформульовані у підрозділі 2.3. Саме це методологічне рішення дозволяє включити резильєнтнісну логіку у економічну оптимізацію – через введення мінімальних обмежень, а не через прямі економічні стимули.

Спираючись на постановку задачі з підрозділу 2.3 та результати Cash Flow-моделювання (табл. 3.2), формалізована задача лінійного програмування набуває такого конкретного вигляду (формула 3.4):

$$\max Z = 20,67 \cdot x^1 + 20,67 \cdot x^2 - 3,40 \cdot x^3 - 17,77 \cdot x^4 - 13,64 \cdot x^5 - 62,46 \cdot x^6 \quad (3.4)$$

за обмежень:

$$32,5 \cdot x_1 + 32,5 \cdot x_2 + 32,5 \cdot x_3 + 82,5 \cdot x_4 + 82,5 \cdot x_5 + 82,5 \cdot x_6 \leq 30000$$

(бюджет)

$$x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 \leq 1\,200 \quad (\text{кадрова спроможність})$$

$$x_1 + x_2 + x_4 + x_5 \geq 400 \quad (\text{критична інфраструктура})$$

$$x_4 + x_5 + x_6 \geq 150 \quad (\text{мінімум BESS})$$

$$x_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, 6$$

Після формалізації цільової функції та системи обмежень було визначено оптимальний розподіл інвестиційного капіталу між шістьма типами СЕС-проектів. Отримане рішення показує, які саме проекти доцільно включити до інвестиційного портфеля, який обсяг потужності варто встановити за кожним напрямом, а також який внесок кожен тип проекту формує у загальний показник NPV портфеля (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Оптимальний розподіл інвестиційного капіталу за результатами розв'язання задачі ЛП

Тип проекту	x_i , кВт	CAPEX, тис. грн	NPV-вклад, тис. грн
x_1 - мережева СЕС на водоканалі	542,3	17 625,0	+11 210,9
x_2 - мережева СЕС на лікарні	0,0	0,0	0,0
x_3 - мережева СЕС на ОСББ	0,0	0,0	0,0
x_4 - гібридна СЕС з BESS на водоканалі	0,0	0,0	0,0
x_5 - гібридна СЕС з BESS на лікарні	150,0	12 375,0	-2 046,7
x_6 - гібридна СЕС з BESS на ОСББ	0,0	0,0	0,0
Разом	692,3	30 000,0	+9 164,2

Джерело: розраховано автором у середовищі MS Excel із застосуванням надбудови «Розв'язувач задач» (Simplex LP)

Отримане оптимальне рішення показує, що за бюджету 30 млн грн ТОВ «БТС» доцільно сформувати інвестиційний портфель із двох основних напрямів. Перший напрям – це встановлення 542,3 кВт мережевих СЕС на водоканалі, оскільки цей тип проекту має найкращі економічні показники. Другий напрям – це встановлення 150 кВт гібридної СЕС з BESS на лікарні. Хоча цей проєкт є менш прибутковим, він потрібен для виконання умов моделі щодо наявності акумуляторних систем і підтримки об'єктів критичної інфраструктури.

Загальна встановлена потужність портфеля становить 692,3 кВт, що дорівнює 58% від максимальної кадрової спроможності підприємства у 1200 кВт на рік. Сумарний NPV портфеля становить +9 164,2 тис. грн, тобто за заданих умов обраний портфель є економічно доцільним. Повністю використовується

інвестиційний бюджет у розмірі 30 000 тис. грн, а також виконується мінімальна вимога щодо BESS – 150 кВт.

Водночас кадрове обмеження не є критичним, оскільки підприємство використовує лише частину своєї річної монтажної спроможності. Також виконується вимога щодо критичної інфраструктури: уся встановлена потужність портфеля припадає на водоканал і лікарню, тобто на об'єкти, важливі для забезпечення життєдіяльності громади.

Аналіз тіньових цін обмежень, що автоматично генерується звітом про чутливість Solver, дає важливу аналітичну інформацію. Тіньова ціна бюджетного обмеження становить +0,636 тис. грн NPV на 1 тис. грн додаткового бюджету -це означає, що збільшення бюджету на 1 млн грн принесе додатково 636 тис. грн NPV до межі насичення; цей показник є основою для обґрунтування доцільності залучення додаткового фінансування. Тіньова ціна BESS-обмеження становить – 66,12 тис. грн на 1 кВт BESS – це «економічна вартість» резильєнтнісної вимоги: кожен кВт встановленого BESS «коштує» 66,12 тис. грн втраченого NPV порівняно з тим, що міг би бути отриманий від мережевої СЕС. Це принципово важливий висновок: резильєнтнісна цінність BESS повинна бути не меншою за 66 тис. грн/кВт, щоб виправдати її включення у портфель з суто економічних міркувань. У підрозділі 3.2 буде показано, що VOLL-економія справді перевищує цю величину для критичної комунальної інфраструктури.

Для оцінки ефективності отриманого оптимального рішення його доцільно порівняти з попередніми сценаріями розвитку інвестиційного портфеля (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Порівняння оптимального рішення з трьома сценаріями розвитку

Сценарій	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄	x ₅	x ₆	CAPEX, тис. грн	Σ NPV, тис. грн
Оптимум ЛП	542	0	0	0	150	0	30 000	+9 164
Базовий	200	200	0	178	0	0	27 685	+5 106
Консервативний	200	200	0	0	0	150	25 375	-1 100
Агресивний	200	150	0	200	150	150	52 625	-7 735

Джерело: розраховано автором. NPV – у тис. грн. Усі сценарії перевірені на допустимість за обмеженнями задачі

Аналіз показує, що базовий сценарій ТОВ «БТС» ($NPV = +5\,106$ тис. грн) дає єдиний позитивний результат серед трьох розглянутих сценаріїв розвитку і є найближчим до оптимуму ЛП (різниця 4 058 тис. грн або 56% від оптимуму). Базовий сценарій є допустимим за всіма обмеженнями задачі: $CAPEX\,27\,685 \leq 30\,000$, $\text{сума}\,578 \leq 1\,200$, критична інфраструктура $578 \geq 400$, $BESS\,178 \geq 150$. Консервативний та агресивний сценарії дають від'ємний NPV. Для консервативного це через концентрацію на ОСББ з BESS (найгірший тип проекту, $NPV = -62,46$ тис. грн/кВт), для агресивного – через перевищення доступного бюджету на 75% (52,6 млн при граничному 30 млн) та надмірну концентрацію на дорогих гібридних рішеннях, що штучно знижує економічну ефективність портфеля. Ключове практичне рішення, що впливає з порівняння: рекомендованим напрямом для ТОВ «БТС» є гібрид оптимуму та базового сценарію – реалізація гібридної СЕС з BESS на критичній інфраструктурі (відповідно до базового сценарію), але з вибором об'єкта-замовника на основі максимальної VOLL-економії. Базовий сценарій ставить акцент на Вишгородському водоканалі (x_4), оптимум – на медичному закладі (x_5). Остаточний вибір залежить від ширшого набору факторів, який буде розглянуто в підрозділі 3.2. Для оцінки стійкості оптимального рішення до коливань ключових вхідних параметрів проведено аналіз чутливості за трьома параметрами: доступним бюджетом B , тарифом на електроенергію та ставкою дисконтування r (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Аналіз чутливості оптимального рішення до бюджету

Бюджет B , тис. грн	Z^* (макс. NPV), тис. грн	x_1 - мережева СЕС на водоканалі, кВт	x_5 - гібридна СЕС з BESS на лікарні, кВт	Σ потужність, кВт
15 000	Infeasible	-	-	-
20 000	Infeasible	-	-	-
25 000	+5 984	388,5	150,0	538,5
30 000 (базовий)	+9 164	542,3	150,0	692,3
35 000	+12 345	696,2	150,0	846,2
40 000	+15 525	850,0	150,0	1 000,0
50 000	+19 659	1 050,0	150,0	1 200,0

Примітка. “Infeasible” означає, що за такого бюджету модель не може знайти допустиме рішення, яке одночасно виконує всі задані обмеження. У всіх допустимих варіантах оптимальне рішення містить тільки мережеві на водоканалі (x_1) і мінімум 150 кВт гібридної на лікарні (x_5).

Джерело: розраховано автором

Аналіз чутливості до бюджету показує кілька важливих результатів. По-перше, за бюджету 15-20 млн грн модель має статус Infeasible, тобто не може знайти допустиме рішення, яке одночасно виконує всі задані обмеження. Це пояснюється тим, що навіть мінімально необхідні умови потребують більшого фінансування: потрібно забезпечити щонайменше 150 кВт гібридної СЕС з BESS, а також мінімальну потужність для об'єктів критичної інфраструктури. Серед перевірених варіантів першим допустимим є бюджет 25 млн грн, хоча мінімальний розрахунковий поріг для виконання всіх умов становить близько 20,5 млн грн. По-друге, збільшення бюджету позитивно впливає на результат моделі. У межах від 25 до 40 млн грн кожні додаткові 5 млн грн інвестицій дають приблизно 3,2 млн грн додаткового NPV. Це означає, що на цьому етапі додаткове фінансування використовується ефективно і майже прямо збільшує економічний результат портфеля. Водночас після бюджету близько 40 млн грн приріст ефекту сповільнюється. Причина полягає в тому, що підприємство наближається до межі своєї кадрової спроможності: за бюджету 50 млн грн сумарна потужність уже досягає 1200 кВт, тобто максимального річного монтажного ресурсу. Тобто, для ТОВ «БТС» залучення додаткового фінансування понад базові 30 млн грн до рівня приблизно 35-40 млн грн є економічно доцільним, а подальше збільшення бюджету вже не дає такого самого пропорційного приросту NPV. (табл. 3.6.).

Таблиця 3.6 – Аналіз чутливості оптимального рішення до тарифу та ставки дисконтування

Сценарій	Z* (NPV), тис. грн	Зміна Z*, %
Тариф -20% - 5,98 грн/кВт·год	+1 305	-85,7
Тариф -10% - 6,75 грн/кВт·год	+5 234	-42,9
Базовий тариф - 7,50 грн/кВт·год	+9 164	0,0
Тариф +10% - 8,25 грн/кВт·год	+13 094	+42,9
Тариф +20% - 9,00 грн/кВт·год	+17 024	+85,7
Ставка дисконтування $r = 15\%$	+4 839	-47,2
Базова ставка дисконтування $r = 12\%$	+9 164	0,0
Ставка дисконтування $r = 10\%$	+12 570	+37,2

Примітка. Зміна Z* розрахована відносно базового сценарію (бюджет 30 млн грн, тариф 7,5 грн/кВт·год, $r = 12\%$).

Джерело: розраховано автором

Аналіз чутливості показує, що оптимальне рішення реагує як на зміну тарифу, так і на ставку дисконтування. Еластичність за тарифом становить близько 4,3: зміна тарифу на 10% змінює NPV приблизно на 43%. Еластичність за ставкою дисконтування становить близько 1,6: підвищення ставки на 1 п.п. знижує NPV приблизно на 16%. Зокрема, підвищення ставки з 12% до 15% зменшує NPV з +9 164 до +4 839 тис. грн, тобто на 47%. Проєкт залишається економічно доцільним, але його інвестиційна привабливість суттєво знижується. За ринкової ставки 18-22% NPV може наблизитися до нуля або стати від'ємним, тому для реалізації проєкту важливим є залучення пільгового фінансування, наприклад, грантів ЄБРР/USAID або кредитів за програмою «5-7-9%».

Узагальнюючи результати економіко-математичного моделювання, можна сформулювати такі ключові висновки. По-перше, побудована Cash Flow-модель показала, що мережеві СЕС на критичній комунальній і медичній інфраструктурі є економічно найвигіднішим типом проєкту ($NPV = +20,67$ тис. грн/кВт, $IRR = 24,3\%$), тоді як гібридні системи з BESS не окупаються ринковими механізмами без VOLL-компенсації.

По-друге, оптимальне рішення задачі ЛП при бюджеті 30 млн грн дає сумарний NPV +9,2 млн грн з потужностями 542,3 кВт мережевих на водоканалі і 150 кВт гібридної на лікарні (мінімум BESS).

По-третє, базовий сценарій ТОВ «БТС» ($NPV +5,1$ млн грн) є єдиним з трьох розглянутих сценаріїв розвитку, який дає позитивний економічний результат. Він складає 56% від оптимального NPV при повному виконанні всіх обмежень задачі.

По-четверте, аналіз чутливості показав, що ставка дисконтування суттєво впливає на економічну доцільність проєкту: її підвищення з 12% до 15% знижує NPV майже вдвічі – з 9,2 до 4,8 млн грн. За ринкової ставки 18-22% проєкти можуть наблизатися до нульової окупності, тому важливим є залучення пільгового фінансування.

По-п'яте, тіньова ціна BESS-обмеження (-66 тис. грн/кВт) визначає мінімальний рівень VOLL-економії, яку має продукувати кожен кВт BESS для його економічної виправданості – це число буде безпосередньо перевірене у підрозділі

3.2 на прикладі Вишгородського водоканалу. Розрахунок VOLL і формування підсумкових рекомендацій є предметом наступного підрозділу.

3.2 Рекомендаційна аналітика та розрахунок підсумкового економічного ефекту

Підрозділ присвячений розробці практичних рекомендацій для ТОВ «БТС» щодо реалізації оптимального інвестиційного рішення, визначеного у підрозділі 3.1. Основна увага приділяється тому, як підприємство може впровадити обраний портфель СЕС-проектів, які джерела фінансування доцільно використати, у якій послідовності реалізовувати проекти та які ризики потрібно врахувати.

Також у підрозділі розраховується підсумковий економічний ефект від запропонованого рішення. Він оцінюється у трьох напрямках. Перший – ефект для самого проекту, тобто загальний NPV інвестиційного портфеля. Другий – ефект для замовника, який проявляється у зменшенні можливих збитків від відключень електроенергії за рахунок VOLL-економії. Третій – ефект для регіональної енергосистеми, тобто можливий внесок проектів у скорочення показника SAIDI.

Структурно підрозділ складається з п'яти частин: розрахунку VOLL для Вишгородського водоканалу як важливого об'єкта критичної інфраструктури; перевірки доцільності використання BESS; формування практичних рекомендацій щодо реалізації та фінансування проектів; аналізу основних ризиків і способів їх зменшення; а також підсумкового розрахунку економічного ефекту для підприємства, замовника та регіональної енергосистеми.

Як було визначено у підрозділах 1.2 та 2.3, Value of Lost Load (VOLL) є ключовою метрикою для оцінки економічної цінності резильєнтної складової гібридних СЕС з BESS на об'єктах критичної інфраструктури. VOLL визначається як питома вартість недопоставленої електроенергії, виражена у грн/кВт·год. VOLL характеризує економічні збитки споживача від однієї години відсутності постачання. Розрахунок VOLL для Вишгородського водоканалу здійснено прямим методом оцінки збитків з урахуванням двох рівнів впливу - прямих втрат самого

водоканалу та вторинних втрат його кінцевих споживачів (лікарень, домогосподарств, малих підприємств) [6; 7]. Для подальшого розрахунку VOLL-економії та оцінки ефекту від встановлення СЕС з BESS доцільно спочатку визначити основні операційні параметри Вишгородського водоканалу (табл. 3.7).

Таблиця 3.7 — Базові операційні параметри Вишгородського водоканалу

Параметр	Значення	
Обслуговуване населення, осіб	26 000	Дані ТОВ «БТС»
Середнє споживання води, л/особу/добу	150	Норматив ДБН В.2.5-64:2012
Денний обсяг водопостачання, м³/добу	3 900	Розрахунок
Річний обсяг водопостачання, м³/рік	1 423 500	Розрахунок
Тариф на воду з ПДВ, грн/м³	25,00	НКРЕКП, орієнтовно для Київщини
Питоме споживання електроенергії, кВт·год/м³	0,60	Норматив для насосних станцій
Денне споживання електроенергії, кВт·год	2 340	Розрахунок
Встановлена потужність СЕС, 1-а + 2-а черги, кВт	178	Дані ТОВ «БТС», додаток Б
Ємність BESS, кВт·год	356	Дані ТОВ «БТС»
Автономія BESS за повного розрядження, год	2,0	Розрахунок: $356 \div 178$

Джерело: складено автором на основі даних ТОВ «БТС», норм ДБН і тарифних рішень НКРЕКП

Прямі збитки водоканалу за 1 годину відключення електропостачання складаються з трьох компонентів. По-перше, недоотриманий тариф від продажу води: за 1 годину водоканал не подає в систему 162,5 м³ води ($3900 \div 24$), що при тарифі 25 грн/м³ дає недоотриману виручку 4 062 грн.

По-друге, штрафи та компенсації споживачам за порушення безперервності водопостачання — за досвідом застосування Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018 та практики звернень споживачів орієнтовно 0,5% мешканців подають звернення на компенсацію в розмірі ~500 грн за випадок, що дає 65 000 грн на 1 годину відключення.

По-третє, технічні витрати на перезапуск обладнання, перевірку тиску в системі та усунення гідроударів, що оцінюються у 3 500 грн на одиничний перезапуск. Сумарно прямі збитки водоканалу за 1 годину відключення складають 72 562 грн.

Вторинні збитки кінцевих споживачів є кількісно значно більшими за прямі. Для оцінки прийнято таку структуру споживачів водоканалу за обсягом споживання: лікарні та інші медичні заклади (~5%), домогосподарства (~65%), малі та середні підприємства (~30%) (табл. 3.8.).

Таблиця 3.8 — Структура збитків від однієї години відключення електропостачання Вишгородського водоканалу

Категорія збитків	Розрахункова база	Збитки за 1 год, грн
А. Прямі збитки водоканалу		72 562
А.1 Недоотриманий тариф	$162,5 \text{ м}^3 \times 25 \text{ грн/м}^3$	4 062
А.2 Штрафи / компенсації споживачам	$0,5\% \times 26\,000 \times 500 \text{ грн}$	65 000
А.3 Перезапуск обладнання	Одноразові технічні витрати	3 500
Б. Вторинні збитки споживачів		256 833
Б.1 Лікарні	$250 \text{ ліжок} \times 83 \text{ грн/год}$	20 833
Б.2 Промислові підприємства	$24\text{-}26 \text{ МСП} \times 3\text{-}4 \text{ тис. грн/год}$	80 000
Б.3 Домогосподарства	$10\,400 \text{ сімей} \times 30\% \times 50 \text{ грн/год}$	156 000
Разом збитки за 1 годину		329 396

Джерело: розраховано автором на основі параметрів табл. 3.7, нормативів галузі і експертних оцінок збитків за категоріями споживачів

На основі сумарних збитків за 1 годину відключення (329 396 грн) і годинного споживання електроенергії насосним обладнанням (97,5 кВт·год) розраховано Value of Lost Load для Вишгородського водоканалу як питому вартість недопоставленої електроенергії (формула 3.5):

$$VOLL = \frac{\text{Сумарні збитки за годину}}{\text{Годинне споживання ЕЕ}} \quad (3.5)$$

$$= 329\,396 / 97,5 = 3\,378 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$$

Розрахований показник $VOLL = 3\,378 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$ становить приблизно 84 євро/кВт·год за середнім курсом і знаходиться у межах діапазону VOLL критичної інфраструктури в Європейському Союзі (20-100 євро/кВт·год). Такий показник наближається до медіанного значення для комунальних об'єктів водопостачання у містах малого і середнього розміру [48; 49]. Це підтверджує реалістичність розрахунку і дозволяє використовувати його як обґрунтовану кількісну оцінку цінності гібридної СЕС з BESS на об'єкті для резильєнтності.

Для оцінки сукупного річного ефекту від BESS на Вишгородському водоканалі необхідно визначити кількість годин відключень електропостачання, які покриваються BESS. З підрозділу 2.2 відомо, що SAIDI з вини компанії для Київщини у 2024 р. становив 450 хвилин (7,5 год/рік), а форс-мажорна складова – близько 480 годин/рік.

Однак BESS Вишгородського водоканалу має ємність 356 кВт·год при потужності розряду 178 кВт, що дає автономію близько 2 годин. Тому BESS може ефективно забезпечувати живлення водоканалу переважно під час коротких відключень тривалістю до 2 годин. До таких відключень можна віднести аварійні перерви з вини компанії, які зазвичай є короткими та непередбачуваними, а також частину форс-мажорних відключень, наприклад, короткі обмеження потужності. Для розрахунку використано обережну оцінку – 8 годин на рік, протягом яких BESS реально може замінити централізоване електропостачання та зменшити збитки від відключень.

Річна VOLL-економія від BESS Вишгородського водоканалу розраховується наступним чином (формула 3.6):

$$\begin{aligned} \text{Економія}_{\text{рік}} &= \text{Збитки}_{\text{год}} \times \text{Покриті}_{\text{години}} \\ &= 329\,396 \times 8 = 2\,635\,167 \text{ грн} \approx 2\,635 \text{ тис. грн/рік} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Дисконтована VOLL-економія за 10-річний горизонт експлуатації при ставці $r = 12\%$ і річному зростанні економії 6% (нижчому за тариф ЕЕ, бо частина збитків – фіксовані суми штрафів) (формула 3.7):

$$NPV_{VOLL} = \sum_{t=1}^{10} \left(\frac{\text{Економія}_{\text{рік}} * (1 + g)^{t-1}}{(1 + r)^t} \right) \quad (3.7)$$

Питома VOLL-економія на 1 кВт встановленої потужності гібридної СЕС (формула 3.8):

$$VOLL_{\text{питома}} = \frac{18595}{178} = 104,5 \text{ тис. грн/кВт} \quad (3.8)$$

Важливо порівняти питому VOLL-економію з тіньовою ціною BESS-обмеження, розрахованою у підрозділі 3.1 (формула 3.9):

$$VOLL_{\text{питома}} = 104,5 \text{ тис. грн/кВт} > |\text{тіньова ціна BESS}| = 66,1 \text{ тис. грн/кВт} \quad (3.9)$$

Це означає, що економія від уникнення збитків через відключення є більшою, ніж мінімальний економічний поріг, який показує оптимізаційна модель. Тобто, іншими словами, кожен 1 кВт гібридної СЕС з BESS на Вишгородському водоканалі дає більший корисний ефект, ніж вартість його включення до оптимального портфеля. Різниця становить близько 58%, тому встановлення BESS на цьому об'єкті можна вважати економічно обґрунтованим.

Такий результат показує, що гібридна СЕС з BESS потрібна не лише для формального виконання умов моделі щодо критичної інфраструктури. Вона має реальну практичну цінність для замовника, оскільки допомагає уникати збитків під час відключень електроенергії.

Крім того, сумарна дисконтована VOLL-економія за 10 років становить 18,6 млн грн, що перевищує CAPEX гібридної СЕС у розмірі 14,7 млн грн. Це означає, що проєкт може окупитися лише за рахунок зменшення збитків від відключень, навіть без урахування економії на оплаті електроенергії.

Отже, встановлення гібридної СЕС з BESS на Вишгородському водоканалі є доцільним як з економічної, так і з резильєнтної точки зору. Також цей результат підтверджує доцільність залучення грантового або іншого зовнішнього фінансування, оскільки проєкт створює значну суспільну користь для критичної інфраструктури та населення.

На основі результатів оптимізаційного моделювання (підрозділ 3.1) і VOLL-розрахунку (поточний підрозділ) є можливість сформулювати систему практичних рекомендацій ТОВ «БТС» щодо реалізації базового сценарію розвитку. Базовий сценарій (CAPEX 28,4 млн грн, додаткова потужність 600 кВт, з яких 178 кВт гібридних з BESS на Вишгородському водоканалі) обрано як економічно доцільне рішення, що поєднує економічну ефективність ($NPV = +5\,106$ тис.грн), резильєнтну цінність (VOLL-економія 18,6 млн грн), реалістичність впровадження (CAPEX в межах потенційного фінансування), а також відповідність

наявній портфельній концентрації ТОВ «БТС» у Київському регіоні (90% обсягу робіт). Перелік ключових рекомендацій наведено в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 — Перелік практичних рекомендацій ТОВ «БТС» щодо реалізації базового сценарію

Напрямок	Рекомендація	Очікуваний результат
Технологічний	Реалізація гібридної СЕС з BESS на Вишгородському водоканалі потужністю 178 кВт із накопичувачем 356 кВт·год як пілотного проєкту резильєнтного перепрофілювання портфеля	Демонстраційний об'єкт для подальшого тиражування
Фінансовий	Структурування фінансування за моделлю 50% грант + 50% пільговий кредит з гарантією державного фонду	Зниження зваженої ставки фінансування до близько 3,25% без урахування премії за ризик
Партнерський	Подання заявки на грантове фінансування ЄБРР через програму Energy Resilience for Critical Infrastructure на проєкти 2026–2027 рр.	Покриття до 50% CAPEX, тобто до 14,2 млн грн
Договірний	Укладання довгострокового енергосервісного договору ESCO з КП «Вишгородводоканал» терміном на 10 років із розподілом VOLL-економії	Стабільний грошовий потік для ТОВ «БТС»
Операційний	Розширення команди технічних спеціалістів з BESS з 2 до 5 осіб і розробка стандартизованих процедур технічного обслуговування гібридних систем	Технічна готовність до масштабування проєктів
Маркетинговий	Використання Вишгородського проєкту як референсу для просування подібних рішень на інші водоканали та комунальні підприємства Київщини, зокрема у Борисполі, Броварах і Білій Церкві	Розширення ринку та диверсифікація замовників
Інституційний	Підписання меморандуму про співпрацю з КМДА та КиївЕСКО щодо програми резильєнтного перепрофілювання комунальної інфраструктури столиці	Посилення стратегічної позиції підприємства у перспективному сегменті

Джерело: складено автором на основі результатів моделювання у підрозділі 3.1, аналізу VOLL та поточної кон'юнктури ринку грантів і пільгового фінансування

Структура фінансування базового сценарію є ключовим питанням реалізації. З урахуванням обмежень фінансової стійкості ТОВ «БТС» (власний капітал 9,7 млн грн при коефіцієнті автономії 24,9%, з підрозділу 2.1) пряме фінансування CAPEX 28,4 млн грн є неможливим – це у 2,9 раза перевищує власний капітал підприємства. Рекомендована структура фінансування – змішана модель «грант + банк + ESCO» (табл. 3.10).

Таблиця 3.10 — Рекомендована структура фінансування базового сценарію

Джерело фінансування	Частка, %	Сума, тис. грн	Умови
Грант ЄБРР, Energy Resilience	50	14 200	Безповоротне фінансування для об'єктів критичної інфраструктури
Пільговий кредит «5-7-9%» Ощадбанку	30	8 520	Ставка 7%, термін 7 років, забезпечення - обладнання
Власні кошти ТОВ «БТС»	10	2 840	Реінвестування прибутку 2026-2027 рр.
Внесок замовника за моделлю ESCO	10	2 840	Часткова попередня оплата КП «Вишгородводоканал»
Разом	100	28 400	Зважена ставка - близько 3,2%; з урахуванням премії за ризик - близько 12%

Джерело: складено автором на основі аналізу доступних програм пільгового фінансування для проєктів критичної інфраструктури в Україні 2026 р.

Реалізація базового сценарію супроводжується низкою ризиків і потребують врахування та достатнього контролю, тому на основі ризик-аналізу проєктів сонячної енергетики в українських умовах [20; 11] виділено 5 груп ризиків з оцінкою імовірності (Н – низька, С – середня, В – висока), ступеня впливу і можливих заходів мінімізації (табл. 3.11).

Таблиця 3.11 — Матриця ризиків та заходи їх мінімізації

Ризик	Імовірність	Вплив	Заходи мінімізації
Затримка отримання грантового фінансування ЄБРР	С	В	Подача заявок на 2-3 альтернативні програми, зокрема USAID і GIZ; фазовий запуск проєкту
Зростання вартості обладнання через курсові коливання	В	С	Купівля обладнання окремими траншами; укладання контрактів із фіксацією ціни в гривні
Воєнні ризики: ураження об'єкта або обладнання	С	В	Страховання військових ризиків; резервування критичних компонентів
Технічна несумісність BESS з існуючою мережею водоканалу	Н	С	Проведення технічної експертизи до закупівлі; пілотний цикл тестування
Непогашення кредиту через зниження виручки	Н	В	Грейс-період на 1 рік; страхування кредиту через гарантійний фонд
Затримка введення в експлуатацію через перебої постачання	С	С	Робота з 2-3 постачальниками; формування запасу критичних компонентів
Зміна тарифної політики НКРЕКП	С	С	Укладання договорів із фіксованою формулою індексації; диверсифікація споживачів

Джерело: складено автором на основі аналізу ризиків сонячних проєктів в Україні [20; 11] та специфіки ТОВ «БТС»

Найкритичнішими для реалізації проєкту є ризики 1, 3 і 5, а саме затримка отримання грантового фінансування, воєнні ризики та ризик непогашення кредиту. Ці ризики є важливими, оскільки можуть вплинути на строки запуску проєкту, його фінансування та очікуваний економічний ефект. Затримка грантів може відкласти закупівлю обладнання й монтаж, воєнні ризики – призвести до пошкодження об'єкта, а проблеми з кредитом – збільшити фінансове навантаження. Для мінімізації цих ризиків рекомендовано застосувати комплекс запобіжних заходів. Доцільно подавати паралельні заявки до кількох програм фінансування, зокрема ЄБРР, USAID і GIZ, що підвищить імовірність отримання грантової підтримки та зменшить залежність від одного джерела коштів. Для зниження воєнних ризиків необхідним є страхування через спеціалізовані програми для об'єктів критичної інфраструктури. Щоб зменшити навантаження за кредитом, варто домовитися з банком про відстрочку перших платежів на 12 місяців (грейс-період).

Поетапна реалізація проєкту (спочатку 89 кВт ПФ та 178 кВт·год BESS, потім друга черга) додатково знижує ризики 1 і 6 (затримка отримання грантового фінансування та затримка безпосереднього введення в експлуатацію).

Підсумковий економічний ефект від реалізації базового сценарію оцінюється у трьох напрямках. Перший напрям – це ефект для ТОВ «БТС», тобто фінансовий результат від реалізації інвестиційного портфеля, який вимірюється через NPV.

Другий напрям – це ефект для замовника, тобто Вишгородського водоканалу. Він проявляється у зменшенні можливих збитків від відключень електроенергії та розраховується через VOLL-економію.

Третій напрям – це ефект для Київського регіону загалом, оскільки розвиток розподіленої СЕС може сприяти скороченню SAIDI та зменшенню економічних втрат від перерв електропостачання.

Реалізація базового сценарію створює економічний ефект одразу на кількох рівнях. Для ТОВ «БТС» він проявляється у позитивному NPV інвестиційного портфеля, для замовника – у зменшенні потенційних збитків від відключень електроенергії, а для регіону – у скороченні втрат, пов'язаних із підвищеним рівнем SAIDI (табл. 3.12).

Таблиця 3.12 — Підсумковий економічний ефект базового сценарію з трьох площин

Площина впливу	Метрика	Розрахунок	Значення, тис. грн
1. Для ТОВ «БТС»	NPV інвестиційного портфеля	З оптимізаційної моделі	+5 106
2. Для замовника	VOLL-економія за 10 років	$329\,396 \text{ грн/год} \times 8 \text{ год/рік} \times 10 \text{ років}$, з урахуванням дисконтування	+18 595
3. Для регіону	Економія від скорочення SAIDI	$20 \text{ нових СЕС} \times 1,11 \text{ хв} \times 1,5 \text{ грн} \times 2,3 \text{ млн споживачів}$	+76 590
Разом	Сумарний економічний ефект	Сума трьох площин впливу	+100 291

Примітка. Усі значення дисконтовані за $r = 12\%$ на горизонт 10 років.

Джерело: розраховано автором на основі результатів підрозділів 2.2, 3.1 та поточного розділу

Аналіз структури сумарного економічного ефекту виявляє важливу закономірність. Більшу частину ефекту (76,4%) формує внесок у регіональну резильєнтність через скорочення SAIDI – це суспільне благо, що поширюється на 2,3 млн споживачів Київщини. Друга за вагою – VOLL-економія замовника (18,5%), що є економічною цінністю для самого Вишгородського водоканалу як головного бенефіціара BESS. NPV проєкту для ТОВ «БТС» формує лише 5,1% сумарного ефекту, що демонструє принципову характеристику резилієнтнісних проєктів: основна суспільна вигода створюється для зовнішніх стейкхолдерів, тоді як комерційна привабливість для реалізатора залишається помірною. Це підтверджує доцільність грантового фінансування, оскільки близько 76,4% загального ефекту припадає на суспільну користь: зменшення збитків для замовника та підвищення стійкості регіональної енергосистеми.

Розрахункова економічна ефективність базового сценарію за основними фінансовими показниками: NPV проєкту = +5 106 тис.грн (підрозділ 3.1); IRR проєкту $\approx 18,5\%$ (вище ставки 12% на 6,5 п.п.); DPP = 6,8 років для портфеля з 600 кВт; рентабельність інвестицій (ROI) як $\text{NPV} / \text{CAPEX} = 5\,106 / 28\,400 = 18\%$; рентабельність капіталу замовника (з урахуванням VOLL) = $(5\,106 + 18\,595) / 28\,400 = 83,5\%$. Якщо враховувати лише грошовий ефект, що безпосередньо проходить через рахунки ТОВ «БТС» (NPV + частина VOLL за ESCO-договором, наприклад, 20%), сумарна комерційна ефективність становить $5\,106 + 3\,719 = 8\,825$

тис.грн, що відповідає NPV-маржі 31,1% від CAPEX. Це робить базовий сценарій інвестиційно привабливим для підприємства, особливо за умов залучення грантового фінансування, що принципово знижує власну капітальну участь.

Підсумкова оцінка ефективності рішення також може бути проведена через індикатор Benefit-Cost Ratio (BCR) (формула 3.10):

$$BCR = \frac{\text{Сумарний ефект}}{CAPEX} = \frac{100291}{28400} = 3,53 \quad (3.10)$$

Значення $BCR = 3,53$ означає, що кожна гривня інвестицій у базовий сценарій генерує 3,53 грн сумарного дисконтованого економічного ефекту з усіх трьох площин впливу. За класифікацією Світового банку [52], проєкти з $BCR > 1,5$ вважаються економічно високопривабливими, а $BCR > 3,0$ - категорія «винятково ефективних соціально-економічних проєктів». Це підтверджує економічну доцільність реалізації базового сценарію.

Висновки до третього розділу

У Розділі 3 проведено економіко-математичне моделювання оптимального інвестиційного портфеля СЕС-проєктів ТОВ «БТС» та сформовано систему практичних рекомендацій щодо реалізації базового сценарію розвитку.

1. Cash Flow-моделювання шести типів проєктів при ставці дисконтування 12% (змішане пільгове фінансування) показало, що мережеві СЕС на критичній інфраструктурі є економічно найвигіднішими ($NPV = +20,67$ тис.грн/кВт, $IRR = 23,1\%$, $DPP = 6$ років). Тоді як гібридні системи з BESS не окупаються лише ринковими механізмами через високий LCOE (16,91 проти 7,50 грн/кВт·год) і потребують додаткової VOLL-компенсації для економічної доцільності.

2. Розв'язання задачі лінійного програмування за бюджету 30 млн грн дало оптимальне рішення з $NPV +9\,164$ тис. грн: 542,3 кВт мережевих СЕС на водоканалі та 150 кВт гібридної СЕС з BESS на лікарні. Базовий сценарій ТОВ «БТС» має $NPV +5\,106$ тис. грн, становить 56% від оптимального результату та задовольняє всі обмеження задачі. Аналіз чутливості показав, що підвищення ставки

дисконтування з 12% до 15% знижує NPV майже вдвічі – з 9,2 до 4,8 млн грн, тому пільгове фінансування є дійсно важливою умовою реалізації проєкту.

3. Розрахунок Value of Lost Load прямим методом оцінки збитків для Вишгородського водоканалу дав $VOLL = 3\,378$ грн/кВт·год (84,5 євро/кВт·год), це відповідає медіанному рівню критичної інфраструктури у Європейському Союзі. Структура збитків: 22% – прямі (недоотриманий тариф, штрафи за Постановою НКРЕКП №375, перезапуск обладнання) та 78% – вторинні (лікарні 250 ліжок, 25 підприємств, 10,4 тис. домогосподарств). Питома VOLL-економія від BESS становить 104,5 тис.грн/кВт і на 58% перевищує тіньову ціну BESS-обмеження (66,1 тис.грн/кВт), підтверджуючи економічну виправданість резилієнтної компоненти.

4. Сформовано систему практичних рекомендацій з семи напрямів (технологічного, фінансового, партнерського, договірнього, операційного, маркетингового, інституційного) та рекомендовано структуру фінансування «50% грант ЄБРР + 30% пільговий кредит + 10% власні + 10% ESCO», що забезпечує мінімізацію капітальної участі ТОВ «БТС» при збереженні економічної доцільності проєкту. Матриця ризиків з 7 категорій та плану їх мінімізації передбачає страхування військових ризиків через спеціалізовані програми ЄБРР, паралельні заявки на грантове фінансування та поетапну реалізацію.

5. Підсумковий економічний ефект базового сценарію з трьох площин становить 100,3 млн грн дисконтованого ефекту за 10-річний горизонт: 5 106 тис.грн NPV для ТОВ «БТС» (5,1%), 18 595 тис.грн VOLL-економії для Вишгородського водоканалу (18,5%) і 76 590 тис.грн економії для регіонального суспільства від скорочення SAIDI (76,4%). Така структура ефекту показує, що проєкт має користь не лише для ТОВ «БТС», а й для замовника та регіону загалом. Це підтверджує доцільність грантового фінансування. Основні показники ефективності також є позитивними: ROI становить 18%, рентабельність капіталу замовника – 83,5%, а Benefit-Cost Ratio – 3,53. Отже, базовий сценарій можна вважати економічно доцільним.

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі здійснено економіко-аналітичне обґрунтування розвитку підприємств сонячної енергетики у забезпеченні резильєнтності регіональних енергосистем на прикладі ТОВ «БТС» і Київської регіональної енергосистеми. За результатами аналізу сформовано рекомендації, підтверджено їх доцільність та сформульовано ключові висновки.

1. У роботі резильєнтність регіональної енергосистеми визначено як здатність системи витримувати шоки, відновлюватися та адаптуватися. В умовах війни розподілена сонячна генерація, особливо СЕС з BESS, є важливим інструментом підвищення стійкості енергосистеми.

2. Методичний інструментарій включає чотири групи методів: фінансово-економічний аналіз, множинну регресію, лінійне програмування та розрахунок NPV з VOLL-аналізом. Разом вони дозволяють оцінити фінансовий стан підприємства, вплив СЕС на SAIDI та ефективність інвестиційного портфеля.

3. Аналіз ТОВ «БТС» показав швидке зростання діяльності: дохід зріс на 173,2% у 2023-2025 рр., а встановлена потужність СЕС – у 5 разів. Водночас фінансова стійкість залишається низькою: коефіцієнт автономії – 24,9%, D/E – 3,01, власний капітал – 9,7 млн грн.

4. Портфель ТОВ «БТС» переважно складається з мережевих СЕС – 91,7%, тоді як гібридні системи з BESS становлять лише 8,3%. Усі BESS-проекти розміщені лише на ОСББ, а не на критичній інфраструктурі, що обмежує внесок підприємства у регіональну резильєнтність.

5. Економетрична модель на вибірці 22 області $\times$ 3 роки (65 спостережень), дає можливість обґрунтовано припускати обернений зв'язок між кількістю СЕС і SAIDI. Коефіцієнт $\beta_1 = -1,07$ хв на 1 СЕС-об'єкт, $p = 0,069$, $r = -0,227$. Для Київщини прогноз на 2027 р. показує зниження SAIDI з 494,4 до 436,6 хв, або на 11,7%.

6. Факторний і Гар-аналіз виявили чотири групи обмежень: технологічні – 35%, фінансові – 30%, маркетингово-операційні – 20% та структурно-ринкові – 15%. Головний розрив – відсутність гібридних СЕС на критичній інфраструктурі.

7. Оптимізаційна задача сформульована як модель лінійного програмування. Вона враховує бюджет 30 млн грн, кадрову спроможність 1200 кВт, мінімальне покриття критичної інфраструктури 400 кВт, мінімальну потужність BESS 150 кВт.

8. Розрахунок для шести типів СЕС-проектів показав оптимальне рішення з NPV +9 164 тис. грн. До оптимального портфеля входять 542,3 кВт мережевих СЕС на водоканалі та 150 кВт гібридної СЕС з BESS на лікарні.

9. Базовий сценарій ТОВ «БТС» має NPV +5 106 тис. грн, тобто 56% від оптимуму. Аналіз чутливості показав, що ставка дисконтування суттєво впливає на результат: її підвищення з 12% до 15% майже вдвічі знижує NPV, а за ринкової ставки 18-22% проекти можуть наблизитися до нульової окупності.

10. Для Вишгородського водоканалу розраховано VOLL = 3 378 грн/кВт·год, або 84,5 євро/кВт·год. Структура збитків складається з 22% прямих і 78% вторинних втрат. Питома VOLL-економія становить 104,5 тис. грн/кВт, що на 58% перевищує тіньову ціну BESS-обмеження.

11. Для ТОВ «БТС» запропоновано 7 напрямів рекомендацій: технологічний, фінансовий, партнерський, договірний, операційний, маркетинговий та інституційний. Рекомендована оптимальна структура фінансування: 50% – грант ЄБРР, 30% – пільговий кредит, 10% – власні кошти та 10% – ESCO.

12. Підсумковий дисконтований ефект базового сценарію за 10 років становить 100,3 млн грн. Із них NPV для ТОВ «БТС» – 5,106 млн грн, VOLL-економія для Вишгородського водоканалу – 18,595 млн грн, а економія для регіону від скорочення SAIDI – 76,590 млн грн.

13. Основна частина ефекту, близько 75%, створюється для регіону та суспільства. Це обґрунтовує доцільність грантового фінансування, оскільки проект має не лише комерційну, а й значну суспільну цінність.

14. Інтегральні показники ефективності підтверджують доцільність базового сценарію: ROI – 18%, рентабельність капіталу замовника – 83,5%, Benefit-Cost Ratio – 3,53. Отже, запропонований сценарій є економічно ефективним і практично обґрунтованим.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Panteli M., Mancarella P. The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2015. Т. 13, № 3. С. 58–66. URL: <https://doi.org/10.1109/mpe.2015.2397334> (дата звернення: 21.05.2026).
2. Hosseini S., Barker K., Ramirez-Marquez J. E. A review of definitions and measures of system resilience. *Reliability Engineering & System Safety*. 2016. Т. 145. С. 47–61. URL: <https://doi.org/10.1016/j.res.2015.08.006> (дата звернення: 21.05.2026).
3. International Energy Agency. Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System. *International Energy Agency*: вебсайт. URL: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system> (дата звернення: 21.05.2026).
4. Reliability Metrics and Indices. *Electric Power Distribution Reliability*. 2017. С. 58–123. URL: <https://doi.org/10.1201/9780849375682-9> (дата звернення: 21.05.2026).
5. Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience / Z. Bie et al. *Proceedings of the IEEE*. 2017. Т. 105, № 7. С. 1253–1266. URL: <https://doi.org/10.1109/jproc.2017.2679040> (дата звернення: 21.05.2026).
6. Leahy E., Tol R. S. J. An estimate of the value of lost load for Ireland. *Energy Policy*. 2011. Т. 39, № 3. С. 1514–1520. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.025> (дата звернення: 22.05.2026).
7. Schröder T., Kuckshinrichs W. Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review. *Frontiers in Energy Research*. 2015. Т. 3. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2015.00055> (дата звернення: 22.05.2026).
8. Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience / A. M. Stankovic et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2022. С. 1–14. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2022.3212688> (дата звернення: 22.05.2026).
9. International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Solutions for Critical Infrastructure Resilience. *International Renewable Energy Agency*: вебсайт. URL: <https://www.irena.org/Publications/2023/Nov/Renewable-energy-solutions-for-critical-infrastructure-resilience> (дата звернення: 23.05.2026).

- 10.Єрешко Ю. О., Крейдич І. М. Ключовий інноваційний ресурс сталого розвитку. *Економічний вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 2021. № 18. URL: <https://doi.org/10.20535/2307-5651.18.2021.253425> (дата звернення: 23.05.2026).
- 11.International Energy Agency. Energy System Resilience: Lessons learned from Ukraine. Paris: IEA, 2026. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2c6f2378-31e8-442a-815a-18e693167915/EnergySystemResilience.pdf> (дата звернення: 23.05.2026).
- 12.Укренерго. Звіт про функціонування ОЕС України у 2024 році. Київ: НЕК «Укренерго», 2025. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Sfery_ElektroEnergiia/Vidokremlyennya_ta_nezalezhnist/Ukrenergo-vysnovok_zvitu-2024.pdf (дата звернення: 23.05.2026).
- 13.Prettico G., Marinopoulos A., Vitiello S. Guiding electricity distribution system investments to improve service quality: A European study. *Utilities Policy*. 2022. Т. 77. С. 101381. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101381> (дата звернення: 23.05.2026).
- 14.Prokopenko, O., Koval, V., Yereshko, J., Kuzkin, O., Skibina, T., & Travin, V. (2024). Economic and Environmental Limitations of Sustainable Energy Transition in Europe. *Problemy Ekorozwoju*, 19(2), 66-80.
- 15.Про затвердження Кодексу систем розподілу : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 № 310 : станом на 1 квіт. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (дата звернення: 23.05.2026).
- 16.Distributed generation: definition, benefits and issues / G. Pepermans et al. *Energy Policy*. 2005. Т. 33, № 6. С. 787–798. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004> (дата звернення: 23.05.2026).
- 17.Meeting I. P. E. S. W. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting: Conference proceedings, 27-31 January 2002, New York, NY, USA. Piscataway, NJ : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2002.
- 18.Real-World MicroGrids-An Overview / M. Barnes et al. 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering, м. San Antonio, TX, 16–18 квіт.

- 2007 р. 2007. URL: <https://doi.org/10.1109/sysose.2007.4304255> (дата звернення: 23.05.2026).
19. Power conditioner interconnection test system of distributed resources based on IEEE 1547 standard / Y.-J. Liu et al. *2013 1st International Future Energy Electronics Conference (IFEEEC)*, м. Tainan, Taiwan, 3–6 листоп. 2013 р. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/ifeec.2013.6687623> (дата звернення: 24.05.2026).
 20. Surwillo I. Ukraine. *Energy Security Logics in Europe*. 2019. С. 141–184. URL: <https://doi.org/10.4324/9780429426117-5> (дата звернення: 24.05.2026).
 21. Damodaran. *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. Willey India, 2012.
 22. An economic analysis of residential photovoltaic systems with lithium ion battery storage in the United States / E. Tervo et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Т. 94. С. 1057–1066. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.055> (дата звернення: 24.05.2026).
 23. Сонячна генерація: змінюються масштаб та географія об'єктів. *Українська Енергетика*: вебсайт. 14.05.2024. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/tryfonivska-ses-foto-dtek> (дата звернення: 24.05.2026).
 24. Reliability Metrics and Indices. *Electric Power Distribution Reliability, Second Edition*. 2008. С. 41–105. URL: <https://doi.org/10.1201/9780849375682.ch2> (дата звернення: 24.05.2026).
 25. Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 12.06.2018 № 375 : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0375874-18#Text> (дата звернення: 24.05.2026).
 26. Adefarati T., Bansal R. C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. *Applied Energy*. 2017. Т. 185. С. 158–171. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.087> (дата звернення: 24.05.2026).
 27. Держенергоефективності України: вебсайт. URL: <https://saee.gov.ua> (дата звернення: 24.05.2026).
 28. Мних Є. В. Економічний аналіз : Підручник. Київ : Центр навч. літ., 2003. 412 с.

29. *Дипломна робота бакалавра: рекомендації до виконання та змісту для спеціальностей 051 «Економіка», 073 «Менеджмент», 075 «Маркетинг».* Київ: КПП ім. Ігоря Сікорського, 2026. 96 с.
30. Мец В. О. Економічний аналіз фінансових результатів та фінансового стану підприємства : Навч. посіб. Київ : КНЕУ, 1999. 132 с.
31. Brigham/Houston. *MindTap for Brigham/Houston's Fundamentals of Financial Management, Concise Edition.* Cengage Learning US, 2019. 504 с.
32. Kreidych, I., Yereshko, J., & Tovmasian, V. (2020). Types of the Enterprise Financial Policy in the Process of Its Implementation. *EUREKA: Social and Humanities*, (5), 9-16. <https://doi.org/10.21303/2504-5571.2020.001442> (дата звернення: 24.05.2026).
33. Lane D. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment: a refinement. *Applied Economics Letters*. 2009. Т. 16, № 10. С. 1017–1019. URL: <https://doi.org/10.1080/17446540802345448> (дата звернення: 25.05.2026).
34. Satchell S. Introductory Econometrics for Finance. *The Economic Journal*. 2003. Т. 113, № 488. С. F397–F398. URL: <https://doi.org/10.1111/1468-0297.13911> (дата звернення: 25.05.2026).
35. Про внесення змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 26 листопада 2015 року № 2868 : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 22.03.2018 № 349 : станом на 15 листоп. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0349874-18#Text> (дата звернення: 26.05.2026).
36. Chorny O. Econometrics: Interdisciplinary Character of the Academic Discipline. *Central Ukrainian Scientific Bulletin. Economic Sciences*. 2018. № 1(34). С. 243–249. URL: [https://doi.org/10.32515/2663-1636.2018.1\(34\).243-249](https://doi.org/10.32515/2663-1636.2018.1(34).243-249) (дата звернення: 26.05.2026).
37. *Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2022 році* / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ: НКРЕКП, 2023. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_z_vitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2022.pdf (дата звернення: 26.05.2026).

38. *Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2023 році* / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ: НКРЕКП, 2024. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2023.pdf (дата звернення: 26.05.2026).
39. Експерти DiXi Group долучилися до створення Реєстру виробників електроенергії з альтернативних джерел. *DiXi Group*: вебсайт. 29.03.2024. URL: <https://dixigroup.org/eksperty-dixi-group-doluchylsya-do-stvorenniya-reyestru-vyrobnykiv-elektroenergiyi-z-alternatyvnyh-dzherel/> (дата звернення: 26.05.2026).
40. Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to Greek residential sector / E. D. Mehleri et al. *Renewable Energy*. 2013. Т. 51. С. 331–342. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.009> (дата звернення: 27.05.2026).
41. An economic analysis of residential photovoltaic systems with lithium ion battery storage in the United States / E. Tervo et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Т. 94. С. 1057–1066. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.055> (дата звернення: 27.05.2026).
42. Weibel K. J. H. Stock, M. W. Watson: Introduction to Econometrics. *Statistical Papers*. 2009. Т. 52, № 1. С. 251–252. URL: <https://doi.org/10.1007/s00362-009-0230-z> (дата звернення: 10.06.2026).
43. *Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2024 році* / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ: НКРЕКП, 2025. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2024.pdf (дата звернення: 27.05.2026).
44. FY 2009 National Renewable Energy Laboratory (NREL) Annual Report: A Year of Energy Transformation. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2010. URL: <https://doi.org/10.2172/972513> (дата звернення: 27.05.2026).
45. Keiber M. “Battery pack prices need to fall to 75 US dollars per kilowatt hour”. *ATZextra worldwide*. 2024. Т. 29, S1. С. 10–13. URL: <https://doi.org/10.1007/s40111-024-1206-7> (дата звернення: 27.05.2026).

46. Cost causation based allocations of power regulation costs / Y. Meng et al. *12th International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2023)*, м. Shanghai, China. 2023. URL: <https://doi.org/10.1049/icp.2023.2501> (дата звернення: 27.05.2026).
47. Umniyati Y. Preliminary experiments on potential use of salt-water battery 4 for cheap electric storage: Work in progress. *Jurnal Ilmu dan Inovasi Fisika*. 2021. Т. 5, № 1. С. 74–81. URL: <https://doi.org/10.24198/jiif.v5i1.31282> (дата звернення: 27.05.2026).
48. The Value of Lost Load (VoLL) in European Electricity Markets: Uses, Methodologies, Future Directions / Swinand et al. *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, м. Ljubljana, Slovenia, 18–20 верес. 2019 р. 2019. URL: <https://doi.org/10.1109/eem.2019.8916400> (дата звернення: 27.05.2026).
49. Gorman W. The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages. *The Electricity Journal*. 2022. Т. 35, № 8. С. 107187. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107187> (дата звернення: 28.05.2026).
50. *Робоча програма переддипломної практики та виконання дипломної роботи бакалавра ОПП «Економічна аналітика», спеціальність 051 «Економіка»*. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. 48 с.
51. Hossain M. L., Shapna K. J., Li J. Solar energy brightens lives and strengthens the resilience of geographically challenged communities in Bangladesh. *Energy for Sustainable Development*. 2023. Т. 74. С. 79–90. URL: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.03.016> (дата звернення: 28.05.2026).
52. Cost-Benefit Analysis in World Bank Projects. Washington, DC: World Bank, 2010. URL: <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-8578-4> (дата звернення: 28.05.2026).

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Участь ТОВ «БТС» у державних закупівлях (Prozorro) за 2023-2025 рр

Таблиця А.1 - Участь у державних закупівлях (Prozorro) за 2023-2025 рр.

Рік	Загальний дохід, грн	Дохід від тендерів, грн	Частка тендерів, %
2023	16 845 500	17 866 318	~100%
2024	34 346 300	30 191 931	87,9%
2025	46 018 500	32 950 295	71,6%

Примітка: у 2023 році тендерний дохід перевищує задекларований у звітності - розбіжність може пояснюватися перехідними платежами між звітними періодами

Джерело: складено автором на основі даних платформи Prozorro та фінансової звітності підприємства (Форма № 2-м) за 2023-2025 рр.

ДОДАТОК Б

Структура необоротних активів ТОВ «БТС» за 2023-2025 рр

Таблиця Б.1 - Структура необоротних активів ТОВ «БТС» на кінець звітного року, тис. грн

Стаття	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025
Нематеріальні активи (залишкова вартість)	0,0	0,0	0,0
- первісна вартість	43,2	43,2	43,2
- накопичена амортизація	43,2	43,2	43,2
Основні засоби (залишкова вартість)	382,1	139,9	81,2
- первісна вартість	2 328,7	2 351,7	2 426,8
- знос	1 946,6	2 211,8	2 345,6
Довгострокові фінансові інвестиції	0,7	0,5	0,5
Усього необоротні активи	382,8	140,4	81,7
Усього активів	21 325,3	30 443,9	38 702,5
Частка необоротних активів у балансі, %	1,8%	0,5%	0,2%

Джерело: складено автором на основі фінансової звітності підприємства (Форма № 1-м) за 2023-2025 рр.

ДОДАТОК В

Об'єкти ТОВ «БТС» у системі дистанційного моніторингу Solarman

Таблиця В.1 - Об'єкти ТОВ «БТС» у системі моніторингу Solarman

Об'єкт	Потужність, кВт	Дата підключення	Тип системи	Тип об'єкта
Водоканал Вишгород, 1-а черга	118,0	15.06.2024	Наземна, ФЕ + мережа + споживання	Комунальне
Водоканал Вишгород, 2-а черга	59,67	29.04.2025	Наземна, ФЕ + мережа + споживання	Комунальне
КМКЛ №4 адмін корпус	30,0	10.01.2026	Розподілена, ФЕ + мережа	Медичне
КМКЛ №4 СЕС-1	30,0	14.10.2025	Розподілена, ФЕ + мережа + споживання	Медичне
КМКЛ №4 СЕС-2	30,0	14.10.2025	Розподілена, ФЕ + мережа + споживання	Медичне
СКМУ СЕС-1	37,4	09.04.2025	Розподілена, ФЕ + мережа + споживання	Комунальне
СКМУ СЕС-2	26,9	04.04.2025	Розподілена, ФЕ + мережа + споживання	Комунальне
Разом	332,0			

Джерело: складено автором на основі даних системи моніторингу Solarman, внутрішні дані ТОВ «БТС» [14]

ДОДАТОК Г

Індикаторна оцінка внеску ТОВ «БТС» у резильєнтність регіональної енергосистеми

Таблиця Г.1 - Індикаторна оцінка внеску ТОВ «БТС» у резильєнтність регіональної енергосистеми

Індикатор	Значення по ТОВ «БТС»	Регіональний контекст	Оцінка
Технічні індикатори			
Сукупна встановлена потужність СЕС (2023–2025), МВт	1,2 МВт	~220–250 МВт у Київській обл.	0,5% від регіону
Фактичне вироблення (2025), МВт·год	205,76	≈6 400 МВт·год по регіону (оцінка)	~3,2%
Питоме вироблення (повний рік, об'єкт 1), кВт·год/кВт	1 014	Норма 900–1 200	У нормі
Наявність BESS на об'єктах	Гібридні СЕС - на об'єктах ОСББ; мережеві (без BESS) - комунальні та медичні об'єкти	-	Часткова резильєнтність
Соціально-економічні індикатори			
Частка об'єктів критичної інфраструктури	5 з 7 у моніторингу	-	Висока
Економія замовників (2025), тис. грн	~889	-	Позитивний
Частка самоспоживання (середня)	~81%	-	Висока
Фінансово-операційні індикатори			
Темп зростання встановленої потужності 2023-2024	438%	-	Дуже високий
Темп зростання вироблення 2024-2025	209%	-	Високий
Коефіцієнт автономії підприємства	24,90%	Норма $\geq 50\%$	Нижче норми
Валова маржа	7,80%	-	Знижується

Джерело: розраховано автором на основі даних ТОВ «БТС», системи моніторингу Solarman, Держенергоефективності України

ДОДАТОК Д

Фактичне вироблення електроенергії об'єктами ТОВ «БТС» за даними Solarman

Таблиця Д.1 - Фактичне вироблення електроенергії об'єктами ТОВ «БТС» за даними Solarman, МВт·год

Об'єкт	Потужність, кВт	2024	2025	2026 (з поч. року)
Водоканал Вишгород, 1-а черга	118	66,59	119,68	40,24
Водоканал Вишгород, 2-а черга	59,67	-	47,09	14,29
КМКЛ №4 адмін корпус	30	-	-	4,53
КМКЛ №4 СЕС-1	30	-	1,14	4,4
КМКЛ №4 СЕС-2	30	-	0,74	3,96
СКМУ СЕС-1	37,4	-	20,15	6,27
СКМУ СЕС-2	26,9	-	16,96	5,6
Разом	332	66,59	205,76	79,29

Примітка: прочерк - об'єкт не перебував в експлуатації у відповідному році

Джерело: складено автором на основі даних системи моніторингу Solarman