

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

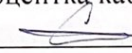
Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

**ТЕНДЕНЦІЇ ТА ПОТЕНЦІАЛ ІНТЕГРАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ
ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ МЕРЕЖУ**

Виконав: студент 4 курсу, групи ІЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи та мережі»,

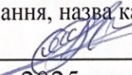
Горбик О. І. 

Керівник: к.т.н., доц., доцентка каф. ЕСС

Собчук Н. В. 

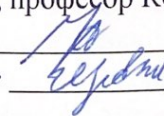
« 04 » 06 2025 р.

Рецензент: доц. каф. ЕСС Н. В. Собчук
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

О. М. Крайчов 

« 09 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 06 » 06 2025 р. 

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«20» жовтня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Горбик Олег Ігорович .

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Тенденції та потенціал інтеграції відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну мережу»

Керівник роботи к.т.н., доц., доцента каф. ЕСС Собчук Н. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 80

2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

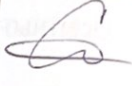
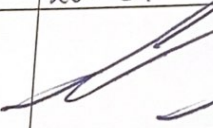
3. Вихідні дані до роботи: : Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Довгалюк О. М., Стріляний І. Ю.. Розвиток відновлюваної енергетики в Україні. Інтернет-конференції ХНУМГ ім. ОМ Бекетова, 2022 р. 2. Касич А. О., Літвиненко Я. О. Чинники розвитку альтернативної енергетики у сучасних умовах. Економіка та суспільство. – 2017. с. 97.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: номінальна напруга вторинних розподільних мереж 10, 35 кВ; тривалість використання найбільшого навантаження 5500 годин на рік; середня вартість 1 кВт-год недовідпущеної споживачам електроенергії 5.00 грн; номінальна напруга району 110 кВ; Вартість 1 кВт-год втраченої електроенергії становить 1,7 грн. Схема електричної мережі 110/10 кВ для підключення 4 об'єктів і СЕС

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Загальні відомості про відновлювальні джерела енергії. 2. Сучасний стан використання відновлювальних джерел енергії в Україні та світі. 3. Розрахунок проєкту приєднання сонячної електростанції до діючої електричної мережі. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Мета та актуальність дослідження ОЕС України. 5. Схема електричної і недоліки ВДЕ. 4. Генеруючі потужності ОЕС України. 6. Коефіцієнти ефективності використання мережі в районі спорудження СЕС. 7. Вибір трансформаторів. 9. Аналіз роботи мережі в 3 режимах. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 02.06.25
Охорона праці	Кобилянський О.В д. пед. н., проф., завідувач каф		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми БКР	20.03.2025	21.03.2025	виз.
2	Вступ. Огляд літературних джерел	22.03.2025	24.03.2025	виз.
3	Загальні відомості про відновлювальні джерела енергії	25.03.2025	27.03.2025	виз.
4	Сучасний стан використання відновлювальних джерел енергії в Україні та світі	28.03.2025	03.04.2025	виз.
5	Розрахунок проєкту приєднання сонячної електростанції до діючої електричної мережі	04.04.2025	09.04.2025	виз.
6	Охорона праці	10.04.2025	18.04.2025	виз.
7	Формування висновків по роботі	19.04.2025	19.04.2025	виз.
8	Оформлення пояснювальної записки	20.04.2025	02.05.2025	виз.
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	03.05.2025	05.05.2025	виз.
10	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР	08.06.2025	08.06.2025	виз.
11	Рецензування БКР	08.06.2025	09.06.2025	виз.
12	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	виз.

Студент

(підпис)

О. І. Горбик

Керівник роботи

(підпис)

Н. В. Собчук

Ключ

інтегра

стійкіс

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Горбик О.І. «Тенденції та потенціал інтеграції відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну мережу». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 79 с. Бібліогр.: 32. Рис. : 23. Табл. : 21.

Бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена дослідженню сучасних тенденцій та потенціалу інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичну мережу. У роботі розглянуто ключові види ВДЕ, зокрема сонячну, вітрову, біоенергетику та гідроенергію, а також їх технічні й економічні особливості. Проведено аналіз глобального та національного досвіду впровадження ВДЕ в електроенергетичні системи.

Особливу увагу приділено технічним аспектам інтеграції ВДЕ: змінності генерації, вимогам до гнучкості мережі, застосуванню накопичувачів енергії та інтелектуальних систем управління. Також проаналізовано нормативно-правове забезпечення розвитку ВДЕ в Україні та перспективи адаптації електроенергетичної інфраструктури до нових умов.

У результаті дослідження визначено основні бар'єри та можливості подальшої інтеграції відновлюваних джерел у загальну енергосистему, запропоновано заходи для підвищення ефективності їх використання, що дозволяє зробити висновок про значний потенціал ВДЕ у забезпеченні енергетичної безпеки та сталого розвитку України.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, електроенергетична мережа, інтеграція, енергетична система, накопичувачі енергії, гнучкість мережі, стійкість, декарбонізація, енергетична безпека, сталий розвиток.

ABSTRACT

Horbik O.I. *"Trends and Potential of Renewable Energy Sources Integration into the Power Grid"*. Bachelor's Qualification Thesis. – Vinnytsia: VNTU, 2025. – 79 p. Bibliography: 32 titles. Figures: 23. Tables: 21.

This bachelor's qualification thesis is devoted to the study of current trends and the potential for integrating renewable energy sources (RES) into the power grid. The work examines key types of RES, including solar, wind, bioenergy, and hydropower, along with their technical and economic characteristics. The global and national experience of RES implementation in electric power systems has been analyzed.

Special attention is paid to the technical aspects of RES integration: generation variability, the need for network flexibility, the use of energy storage systems, and intelligent control technologies. The regulatory and legal framework for RES development in Ukraine is also analyzed, along with the prospects for adapting the power infrastructure to new conditions.

As a result of the research, the main barriers and opportunities for further integration of RES into the overall power system have been identified. Measures to improve the efficiency of their use are proposed, leading to the conclusion about the significant potential of RES in ensuring Ukraine's energy security and sustainable development.

Keywords: renewable energy sources, power grid, integration, power system, energy storage, grid flexibility, resilience, decarbonization, energy security, sustainable development.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.....	9
1.1 Класифікація джерел відновлюваної електроенергії	9
1.2 Порівняльний аналіз традиційних і відновлюваних джерел енергії.....	20
1.3 Переваги та обмеження використання відновлюваних джерел енергії.....	22
2 СУЧАСНИЙ СТАН ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ.....	25
2.1 Аналіз поточного рівня впровадження відновлюваних джерел енергії в Україні та за кордоном	25
2.2 Стан і перспективи розвитку відновлюваних джерел енергії до кінця 2024 року	26
2.3 Аналіз динаміки розвитку ВДЕ в Україні до кінця 2024 року.....	28
2.4 Вплив енергетичної кризи та війни на безпеку та перспективи ВДЕ.....	30
2.5 Аналіз ефективності впровадження відновлюваних джерел енергії в енергетичній системі України.....	34
2.6 Потенціал впровадження та подальшого розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні.....	36
3 РОЗРАХУНОК ПРОЄКТУ ПРИЄДНАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДО ДІЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	39
3.1 Розташування і характеристика діючої електричної мережі в області розташування приєднаної сонячної електростанції.....	39
3.2 Формування напрямків розвитку електричної мережі з приєднаною сонячною електростанцією.....	40
3.3 Розрахунок потужностей навантажень схем приєднання.....	44
3.4 Розрахунок потоків потужності для вибору номінальної напруги в схемах.....	45
3.5 Вибір марки і площі перерізу ЛЕП.....	46

3.6 Обґрунтування варіантів розвитку електричної мережі з приєднаними об'єктами.....	48
3.7 Вибір трансформаторів на підстанціях.....	49
3.8 Оцінка балансу потужностей та вибір додаткових джерел реактивної потужності.....	50
3.9 Вибір схем розподільних пристроїв.....	51
3.10 Вибір економічно доцільної схеми приєднання об'єктів до мережі.....	52
3.11 Моделювання схеми розвитку нової електричної мережі.....	55
3.12 Аналіз і розрахунок режимів роботи мережі.....	55
3.13 Регулювання напруги в мережі.....	56
4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	58
ВИСНОВКИ.....	69
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	71
Додаток А	
Додаток Б	
Додаток В	
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	

ВСТУП

Актуальність роботи. Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичні мережі є одним із головних напрямів розвитку сучасної енергетики. На тлі глобального потепління, обмежених запасів викопного палива та геополітичної нестабільності, країни світу, включаючи Україну, активно впроваджують політику декарбонізації та енергетичної незалежності. Зростання частки ВДЕ у виробництві електроенергії потребує глибокого аналізу технічних, економічних і регуляторних аспектів їх інтеграції у діючі енергосистеми. Забезпечення стабільності роботи мережі за умов змінної генерації, необхідність впровадження систем накопичення енергії, модернізація інфраструктури та адаптація нормативно-правової бази – усе це робить тему дослідження вкрай актуальною для майбутнього енергетичного сектору України.

Мета і задачі дослідження. Проаналізувати сучасні тенденції, технічні можливості та обмеження інтеграції відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну мережу та обґрунтувати напрями підвищення ефективності їх використання для забезпечення надійності та гнучкості енергосистеми України.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

1. Дослідити сучасний стан розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні та світі.
2. Визначити основні технічні характеристики та особливості роботи сонячних, вітрових, біоенергетичних та гідроелектростанцій.
3. Проаналізувати основні виклики, пов'язані з інтеграцією ВДЕ в електроенергетичні мережі.
4. Розглянути технічні рішення для забезпечення стабільної роботи мережі з високою часткою ВДЕ (накопичувачі енергії, системи управління, цифрові технології).

5. Оцінити нормативно-правове регулювання та потенціал розвитку ВДЕ в енергетичному секторі України.
6. Сформулювати рекомендації щодо підвищення ефективності інтеграції ВДЕ в електроенергетичну мережу.

1. ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

1.1 Класифікація джерел відновлюваної електроенергії

Сучасна відновлювана енергетика є однією з найдинамічніше розвиваних і стратегічно важливих галузей у сфері виробництва енергії. Її активне впровадження обумовлене не лише екологічними чинниками, а й глобальними економічними та політичними викликами, зокрема енергетичними кризами, які стимулюють уряди до впровадження інноваційних підходів у сфері енергозабезпечення. Суть відновлюваної енергетики полягає у використанні енергії природного походження, яка постійно або періодично відновлюється завдяки природним процесам, і не залежить від обмежених ресурсів Землі. До таких джерел належать сонячна радіація, енергія вітру, води, геотермальна теплова енергія, біомаса тощо [1].

У 2013 році частка енергії з відновлюваних джерел становила близько 21% загального світового споживання. Сьогодні цей показник наближається до 30% і має тенденцію до подальшого зростання. Такий розвиток пояснюється необхідністю зменшення залежності від викопного палива, запаси якого обмежені. Перехід до сталого енергоспоживання вважається необхідною умовою довгострокового збереження екосистем та енергетичної безпеки людства [1].

До джерел, що можуть самовідновлюватися в природі, належать:

- вітрові енергетичні установки;
- фотоелектричні сонячні станції;
- гідроелектростанції різного типу;
- термальні сонячні установки;
- біоенергетичні комплекси;
- геотермальні системи тощо.

У наш час такі джерела активно впроваджуються на глобальному рівні, зокрема в розвинених державах, де реалізуються національні програми з декарбонізації та переходу до чистої енергії.

1.1.1 Сонячні електростанції

Серед усіх видів відновлюваних джерел електроенергії, сонячна енергетика є однією з найперспективніших. На відміну від традиційних методів, вона не використовує органічне паливо, а перетворює світло Сонця на електроенергію. Основою для виробництва електроенергії в сонячних батареях є фотоелектричний ефект. Під дією фотонів світла в напівпровідниковому матеріалі, найчастіше кремнії, збуджуються електрони, які починають рухатися, утворюючи електричний струм. Кожен фотоелемент складається з двох основних шарів – негативного (n) і позитивного (p), між якими виникає електрорушійна сила під дією світла, що призводить до утворення електричного струму у зовнішньому ланцюзі [2].

З метою підвищення ефективності перетворення сонячного випромінювання на електроенергію, дослідники активно працюють над удосконаленням матеріалів та технологій. Серед напрямів розвитку – оптимізація витрат, зменшення екологічного сліду та підвищення ККД систем. Виділяють два основних типи установок: фотовольтаїчні та термальні сонячні системи [3].

Фотовольтаїчний ефект, який лежить в основі перетворення сонячної енергії, є одним із ключових фізичних процесів, що забезпечують розвиток галузі. Наразі частка фотовольтаїки в світовому виробництві електроенергії становить приблизно 2% [3]. Теоретична межа ефективності традиційних сонячних елементів, відома як межа Шоклі-Квейссера, становить близько 31%.

Сьогодні найпоширенішими є два типи фотоелектричних панелей: монокристалічні та полікристалічні. Перші мають однорідну структуру з одного кристалу кремнію, що забезпечує вищу ефективність, а другі – складаються з декількох дрібних кристалів, що робить їх дешевшими у

виробництві. Обидва типи активно використовуються в сучасних сонячних електростанціях.

Існують також тонкоплівкові полімерні батареї, які є легкими, гнучкими та зручними у встановленні. Вони складаються з прозорої основи, покритої функціональними шарами – донорами та акцепторами електронів. Однак через низьку ефективність на одиницю площі їх застосування обмежене.

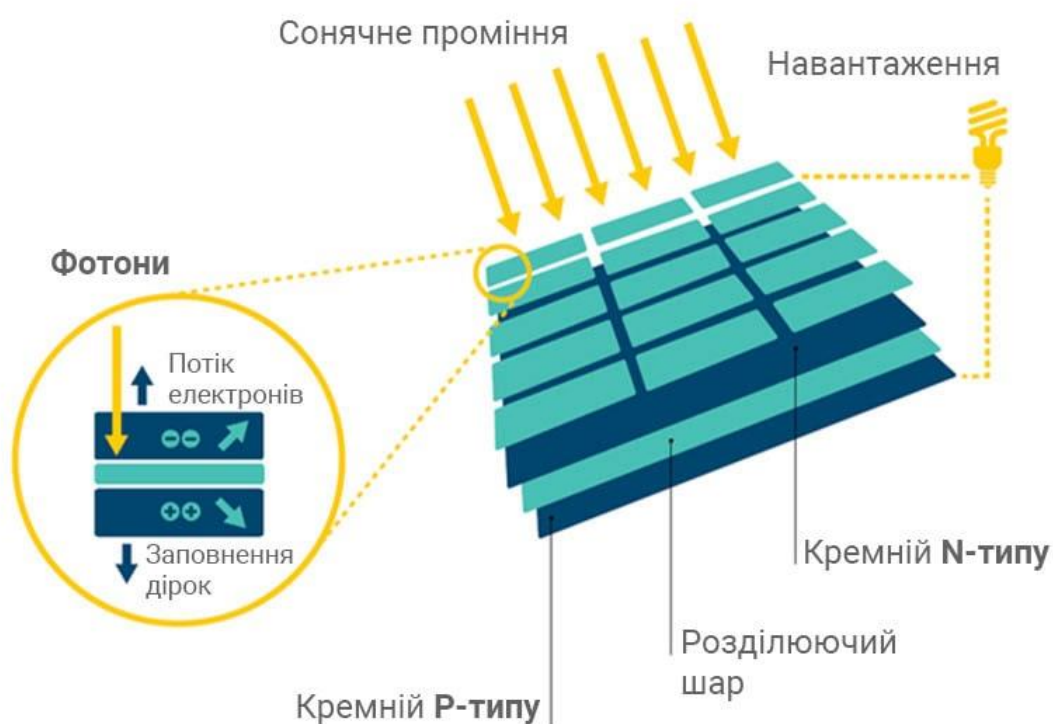


Рисунок 1.1 – Принцип роботи сонячної батареї

1.1.2 Сонячні термоелектричні системи

Одним із типів сонячних електростанцій є термоелектричні геліоустановки, основою яких слугують геліостати — великі дзеркальні поверхні, що працюють узгоджено та орієнтуються під відповідним кутом до сонця.

Геліостати можуть мати різні геометричні форми — від круглих до параболоциліндричних. Їхнє призначення полягає в тому, щоб максимально точно зібрати сонячну радіацію та спрямувати її у вузький пучок на теплообмінник, в якому циркулює спеціальний теплоносій [4]. Зазвичай як

теплоносії використовують синтетичні мінеральні масла з високими температурами кипіння, що мають торгову назву «термінали».

Після поглинання тепла від сонячного випромінювання теплоносії подається до парогенератора. У результаті цього процесу утворюється водяна пара, яка обертає турбіну електрогенератора. Після завершення циклу пара конденсується, і вода знову повертається у початкову стадію парогенерації. Конструктивно дана схема має багато спільного з класичними тепловими електростанціями.

Окрім термоелектричних технологій, у сонячній енергетиці також використовуються фотовольтаїчні установки, що безпосередньо перетворюють сонячне світло на електричний струм. Проте геліостатичні системи досі вважаються одними з найефективніших інженерних рішень для концентрації та використання сонячної енергії.

Сонячні теплові колектори поділяються на три основні категорії:

- низькотемпературні,
- середньотемпературні,
- високотемпературні.

Перші два типи зазвичай виконані у вигляді плоских пластин і використовуються для опалення будівель і нагріву води для побутових потреб. Високотемпературні колектори мають конструкцію з дзеркалами або лінзами, які концентрують сонячну енергію на приймальну поверхню. Саме вони є найпридатнішими для виробництва електроенергії [4].

На відміну від фотоелектричних установок, термоелектричні геліоустановки здатні засвоювати понад 90% сонячного випромінювання, що забезпечує вищий рівень ефективності при перетворенні сонячного тепла на електроенергію.

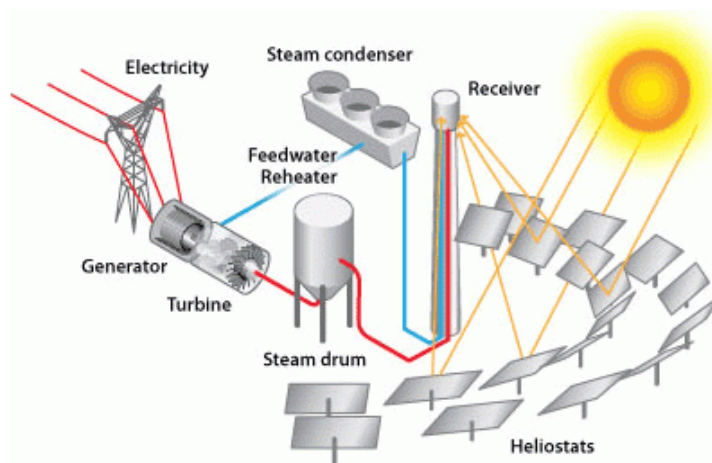


Рисунок 1.2 – Графічна модель сонячної теплової електростанції

1.1.3 Вітрові електростанції

Серед відновлюваних джерел електроенергії вітрові електростанції займають друге місце за значенням після гідроелектростанцій. Це зумовлено порівняною простотою будівництва, доступністю компонентів інфраструктури, високим рівнем технічної досконалості та ефективністю з економічної точки зору.

Виробництво електроенергії на таких станціях базується на перетворенні кінетичної енергії вітру в електричну за допомогою вітротурбін. За місцем розташування вітрові електростанції поділяються на два основні типи:

- **наземні (onshore)** — встановлені на суходолі;
- **офшорні (offshore)** — розміщені у морських або внутрішніх водах.

Офшорні установки зазвичай розташовують у водному середовищі з хорошими вітровими умовами, тоді як наземні системи встановлюються на відкритих ділянках суходолу з достатньо сталою швидкістю вітру. Хоча більшість діючих вітроелектростанцій — це наземні об'єкти, офшорні проекти демонструють стрімке зростання, особливо у країнах Європейського Союзу. Ключовим критерієм вибору місця для вітроелектростанції є середньорічна швидкість повітряних потоків, яка має забезпечувати економічно доцільне виробництво електроенергії [4].

Класифікацію вітрових турбін можна здійснювати за орієнтацією осі обертання ротора та за типом використовуваного електрогенератора. За розташуванням осі турбіни виділяють:

- установки з **горизонтальною віссю обертання**;
- установки з **вертикальною віссю обертання**.

На рисунку 3 показано конструкцію вітрової турбіни з горизонтальною віссю — це найбільш поширений тип у сучасній енергетиці. Така турбіна включає кілька основних вузлів: башту (сталеву або залізобетонну опору), систему орієнтації (yaw-систему), що дозволяє обертати гондолу в напрямку вітру, саму гондолу (корпус із редуктором і генератором), ротор з лопатями та електричний перетворювач для передавання виробленої енергії.

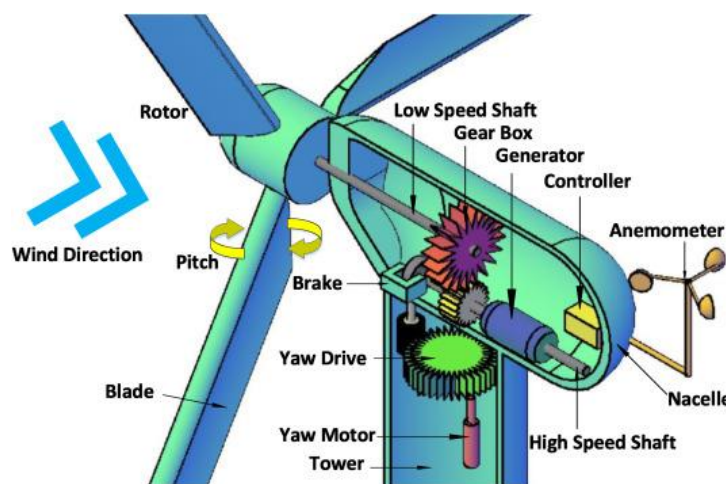


Рисунок 1.3 – Конфігурація горизонтальної вітрової турбіни

Тип вежі вітрової турбіни	Опис
Трубчаста вежа	• Виготовляється з рулонної сталі, з'єднаної зварюванням та фланцями по вертикалі. • Усередині розміщені вертикальні сходи для обслуговування обладнання та доступу до силових кабелів.
Решітчаста вежа	• Складається з металевих стрижнів спеціальної форми, об'єднаних у вигляді решітки. • Відзначається високою міцністю. • Має низьку вартість. • Проста в монтажі та обслуговуванні.

Вежа з відтяжками	• Стабілізується тросами-відтяжками. • Вимагає великої площі для кріплення відтяжок. • Є економічно вигідною. • Найчастіше використовується з вітротурбінами малої потужності (HAWT).
Нахильна вежа	• Для монтажу потребує фіксуючого механізму турбіни. • Забезпечує легке технічне обслуговування шляхом опускання турбіни на землю. • Застосовується переважно для малопотужних горизонтальних турбін (HAWT).
Вільностояча вежа	• Типова для горизонтальних турбін (HAWT). • Діаметр визначається розмірами самої турбіни. • Не потребує значної площі для встановлення.

1.1.4 Гідроелектростанції

Гідроелектростанції (ГЕС) – це об’єкти, що виробляють електроенергію шляхом перетворення енергії потоку води або припливів. Зазвичай такі станції будуються на річках із використанням гребель і водосховищ, що дозволяє створити необхідний напір води для роботи турбін. Серед усіх видів відновлюваних джерел енергії гідроелектростанції вирізняються найвищим коефіцієнтом корисної дії – до 90%, що робить їх надзвичайно ефективними з точки зору енергоперетворення.

На глобальному рівні гідроенергетика покриває близько 20% потреб в електроенергії. В Україні вона також відіграє важливу роль у загальній енергосистемі. Однією з головних переваг гідроенергетичних систем є можливість адаптації під змінні навантаження завдяки широкому спектру технічних рішень: гідроакумулюючі станції, малі ГЕС, каскадні водосховища тощо.

Принцип дії ГЕС полягає в наступному: вода під тиском спрямовується на лопаті гідротурбіни, викликаючи її обертання. Це, своєю чергою, змушує ротор генератора виробляти електричну енергію. Для створення необхідного тиску використовують греблі, які утворюють штучні підйоми води. У деяких випадках також застосовують дериваційні канали, що відводять частину потоку до турбін. Іноді обидва підходи комбінуються для досягнення оптимального напору [4].

Гідроелектростанції мають складну структуру й поділяються на кілька функціональних груп обладнання:

- **Група гідроелектричного обладнання** включає турбіни, гідрогенератори, регулюючі пристрої та системи керування подачею води. Вони забезпечують перетворення кінетичної та потенціальної енергії водного потоку на електроенергію.
- **Група електротехнічного обладнання** охоплює генераторні виводи, силові трансформатори, високовольтні вимикачі, шини та елементи відкритого розподільного пристрою (ВРП). Завдяки трансформаторам електроенергія передається на значні відстані з напругою 110–750 кВ.
- **Механічне обладнання** включає гідротехнічні затвори, решітки для затримки сміття, підйомно-транспортні механізми та інші конструкції, які забезпечують безпечну та ефективну роботу гідротехнічної частини.
- **Допоміжні системи** охоплюють маслонапірні установки, пневматичні блоки, пожежогасіння, системи сигналізації й інше допоміжне обладнання, що забезпечує функціонування всієї станції.

Таким чином, ГЕС є не лише надійними джерелами енергії, а й складними інженерними комплексами, здатними адаптуватися до змін у навантаженні та умовах експлуатації.

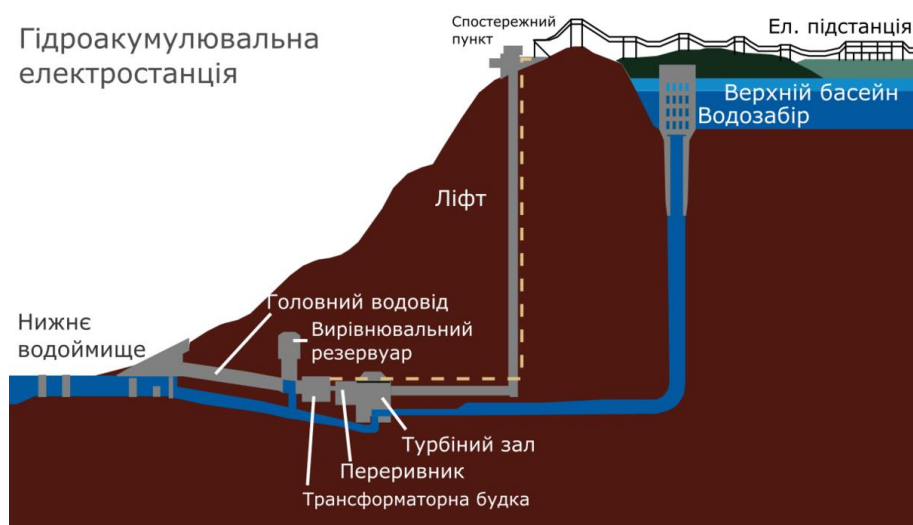


Рисунок 1.4 – Схема гідроакumuлюючої електростанції

Гідроакумуючі електростанції (ГАЕС) представляють собою окремий тип гідроелектростанцій, призначений для накопичення енергії за допомогою водних резервуарів. Основне призначення таких станцій полягає в регулюванні навантаження в електромережах, зокрема під час пікових періодів споживання, а також у зниженні витрат на виробництво електроенергії в періоди мінімального попиту.

Застосування ГАЕС дозволяє зменшити потребу у зведенні нових енергогенеруючих об'єктів, що сприяє економії фінансових та природних ресурсів [5]. У переважній більшості випадків передача накопиченої енергії до електричних мереж відбувається через гідравлічні турбіни.

1.1.5 Біоенергетичні станції

Біоенергетика є однією з найсучасніших і технологічно прогресивних сфер у галузі енергетики, що ґрунтується на перетворенні біомаси в паливо та енергію.

Під біомасою розуміють органічні матеріали природного походження, які підлягають біологічному розкладанню та можуть бути відновлені. До таких ресурсів належать залишки сільськогосподарської та лісової діяльності, а також побутові й промислові відходи, що містять органічну складову.

Для України, яка значною мірою залежить від імпорتنих енергоресурсів, зокрема природного газу, розвиток біоенергетики є пріоритетним напрямом енергетичної політики. Завдяки великому потенціалу місцевої біомаси, країна має можливість зменшити залежність від зовнішніх джерел енергії, що робить цей напрям важливою складовою стратегії переходу до відновлюваних джерел енергії [6].

У традиційних підходах біоенергія отримується з органічних залишків, таких як дрова, деревне вугілля, аграрні відходи, а також гній, що в подальшому переробляються та адаптуються до потреб міського енергозабезпечення.

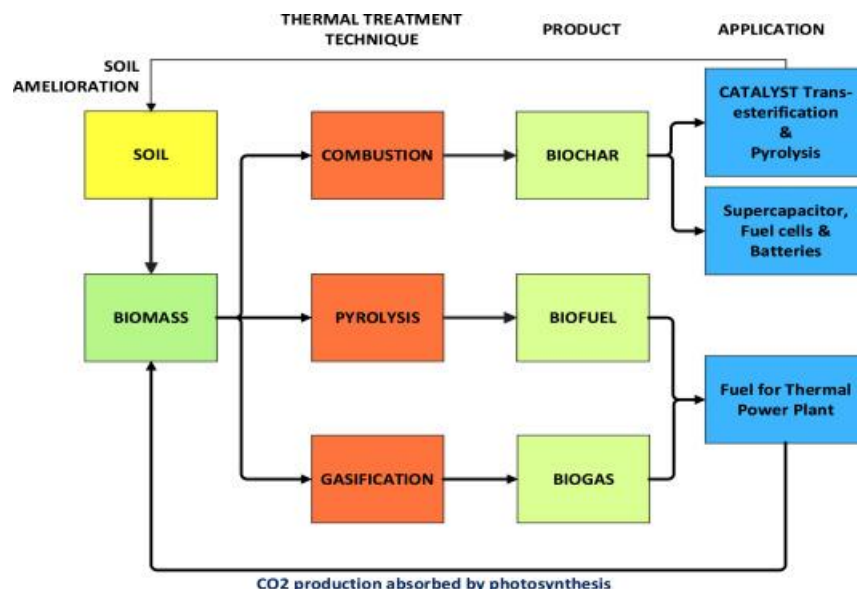


Рисунок 1.5 – Способи термічного перетворення біомаси під час генерації біоенергії.

З іншого боку, сучасні біоенергетичні технології активно застосовуються для генерації теплової та електричної енергії в різних промислових секторах за рахунок використання біогазу, біодизеля та біовугілля. Це досягається шляхом термічного перетворення біомаси за допомогою таких процесів, як карбонізація, торефікація, газифікація, спалювання та піроліз.

1.1.6 Геотермальні станції

Геотермальна енергетика — це напрям виробництва теплової та електричної енергії, який базується на використанні внутрішнього тепла Землі. Джерелами такої енергії є геотермальні резервуари, розташовані у вулканічних регіонах або в районах термальних вод.

Отримане геотермальне тепло може застосовуватися як для опалення приміщень і гарячого водопостачання, так і для виробництва електроенергії за допомогою парових турбін або турбогенераторів. Геотермальна енергетика належить до відновлюваних джерел, оскільки ґрунтується на постійному

природному відновленні теплових потоків Землі, які не виснажуються внаслідок експлуатації й мають високий рівень стабільності.

Принцип роботи геотермальної електростанції полягає у використанні геотермального тепла, яке накопичується на значній глибині. За допомогою бурових робіт здійснюється доступ до зони з підвищеною температурою, після чого гаряча вода або пара транспортується на поверхню через свердловину [7].

На наступному етапі теплоносії (вода чи пара) спрямовується через турбінні установки, які знаходяться на поверхні. Їх обертання приводить у дію генератори, що здійснюють перетворення механічної енергії в електричну. Обсяг виробленої електроенергії безпосередньо залежить від кількості теплової енергії, яку віддає пара або вода в процесі охолодження.

Приклад типового двоступеневого циклу роботи геотермальної станції буде подано нижче на рисунку 1.6.

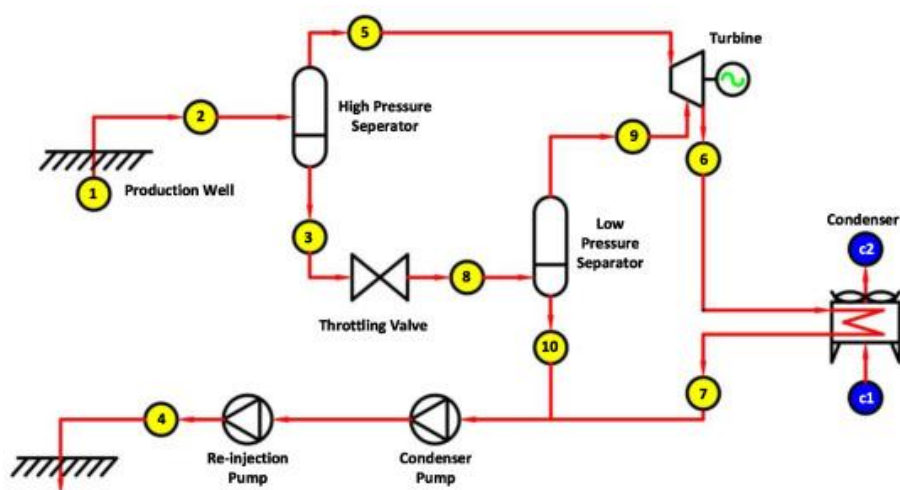


Рисунок 1.6 – Типова двоступенева схема ГеоЕС

Згенерована електроенергія надалі може спрямовуватися на задоволення енергетичних потреб споживачів або подаватися до електромережі для подальшого розподілу.

1.2 Порівняльний аналіз традиційних і відновлюваних джерел енергії

Серед ключових завдань, що постають перед багатьма державами, є нарощування промислового потенціалу та впровадження сучасної

індустріальної політики. Реалізація цих цілей потребує значних енергетичних ресурсів.

Через постійну зміну цін на енергоносії, а також їх загальну тенденцію до зростання, спостерігається підвищення вартості продукції та послуг, що негативно впливає на соціально-економічну стабільність. Україна також стикається з цими викликами: дефіцит власних енергетичних ресурсів та залежність від імпорту при високій вартості закупівлі можуть гальмувати розвиток економіки. Тому забезпечення стабільного енергопостачання стає критично важливим фактором для сталого зростання виробничого сектора. Варто зазначити, що українська енергосистема потребує глибокої модернізації, адже значна частина обладнання морально та фізично застаріла і потребує оновлення [8].

У цьому контексті одним із головних напрямів досліджень вчених є пошук способів зменшення залежності від традиційних джерел енергії та перехід до альтернативних варіантів, які здатні забезпечити надійне енергозабезпечення без надмірних витрат. Відновлювані джерела енергії розглядаються як перспективна альтернатива, яка не потребує масштабних інвестицій і сприяє підвищенню рівня екологічної безпеки.

Порівняння між традиційними та відновлюваними джерелами енергії доцільно проводити за такими основними критеріями:

1. **Походження енергії** Традиційні джерела, такі як газ, вугілля та нафта, є невідновлюваними й мають обмежені запаси, які поступово вичерпуються. За оцінками аналітиків, більшість викопного палива може стати дефіцитним уже через 50–100 років. Натомість відновлювані джерела енергії пропонують практично необмежений потенціал завдяки постійному поновленню в природному середовищі.

2. **Екологічний вплив.** Одним із головних недоліків традиційних джерел є їхній значний негативний вплив на довкілля: забруднення повітря, води, ґрунтів, а також участь у глобальному потеплінні. Хоча відновлювані

джерела також не є повністю безпечними для природи, рівень їх шкідливого впливу є суттєво нижчим.

3. **Коефіцієнт ефективності** Недоліком більшості відновлюваних технологій є їх залежність від погодних та природних умов, що може спричиняти коливання у виробництві електроенергії. Традиційні установки мають стабільніший режим роботи та не залежать від зовнішніх факторів.

4. **Економічна доцільність.** З кожним роком витрати на видобуток традиційного палива зростають, як і витрати на обслуговування застарілої інфраструктури. У той же час, ціни на «зелену» енергію знижуються завдяки технічному прогресу, а самі системи стають все більш доступними та рентабельними в довгостроковій перспективі.

5. **Місце генерації.** Традиційні джерела потребують транспортування від місць видобутку до споживачів, що створює додаткові витрати та залежності. Відновлювані джерела, навпаки, можуть розміщуватись поблизу місця споживання, що дозволяє зменшити логістичні витрати.

6. **Надійність постачання.** Класичні енергоресурси відзначаються високим рівнем надійності, оскільки добре вивчені та технічно довершені. Відновлювані системи, зважаючи на природну мінливість, ще не завжди гарантують стабільність подачі електроенергії, хоча з розвитком технологій ця ситуація поступово змінюється [9].

1.3 Переваги та обмеження використання відновлюваних джерел енергії

Як і будь-який інший тип енергоресурсів, відновлювані джерела мають як сильні сторони, так і певні обмеження. У сучасних умовах підвищеної уваги до питань енергоефективності та екологічної безпеки використання ВДЕ є особливо актуальним.

З одного боку, відновлювані джерела енергії виступають ефективною альтернативою викопним ресурсам, таким як вугілля, нафта та природний газ. Їхня перевага полягає не лише у зменшеному негативному впливі на

навколишнє середовище, а й у здатності сприяти створенню нових «зелених» робочих місць і посиленню енергетичної незалежності країн.

Водночас, варто враховувати, що впровадження ВДЕ може супроводжуватися певними складнощами, зокрема технічного, економічного або природного характеру.

Отже, метою даного підрозділу є аналіз як переваг, так і недоліків альтернативної енергетики, що дозволить об'єктивно оцінити її ефективність і доцільність широкого впровадження як в Україні, так і в глобальному масштабі.

Таблиця 1.1 Переваги використання відновлювальних джерел енергії

Вид джерела енергії	Основні переваги
Сонячна енергія	- Багатофункціональність (для електро- і тепlopостачання). - Екологічність (відсутність викидів шкідливих речовин). - Доступність (потрібне лише сонячне світло). - Зручність (можливість автономного використання). - Низька собівартість у довгостроковій перспективі.
Енергія вітру	- Залежність від місцевих умов (висока ефективність у вітряних районах). - Простота в експлуатації після встановлення. - Мінімальний негативний вплив на довкілля.
Енергія води	- Висока енергоефективність. - Широка доступність обладнання. - Економічна доцільність при низьких витратах.
Геотермальна енергія	- Підходить для різних потреб (тепло і електрика). - Стабільність роботи незалежно від погоди. - Цілорічна автономність.
Біопаливо	- Раціональне співвідношення витрат і вигоди. - Сприяє розвитку сільського господарства. - Швидка відновлюваність ресурсів.

Таблиця 1.2 Недоліки використання відновлювальних джерел енергії

Тип джерела енергії	Основні недоліки
Сонячна енергетика	- Нестабільність потужності через залежність від сонячної активності. - Потреба у великій площі для встановлення панелей. - Проблеми з утилізацією відпрацьованих сонячних модулів.
Вітрова енергетика	- Шумове забруднення. - Висока вартість обладнання та довгий період окупності.

	• Обмежене використання у певних географічних умовах. • небезпека для птахів і кажанів через обертальні лопаті.
Водна енергетика	• Ризик затоплення прилеглих територій. • Вплив на звукове середовище. • небезпека для водної флори і фауни внаслідок зниження кисню у воді.
Геотермальна енергетика	• Може супроводжуватись виділенням токсичних речовин. • Потребує складного очищення, що іноді шкодить природному середовищу.
Біопаливо	• Тривалий період відновлення сировини та негативний вплив добрив на ґрунт. • Зміни в структурі землекористування. • Викиди шкідливих речовин при спалюванні, що спричиняють забруднення повітря.

Одним із головних викликів, що стримують широке впровадження сонячної енергетики, є недостатній рівень інсоляції. Це вимагає облаштування великих площ під встановлення сонячних електростанцій. Одним із ефективних рішень є розміщення фотоелектричних установок на водних поверхнях.

Крім того, для збереження ефективності сонячних панелей за умов перегріву, доцільно впроваджувати системи охолодження. Наприклад, розташовані під батареями резервуари з водою можуть акумулювати надлишкове тепло, яке в подальшому використовується для обігріву будівель або централізованого гарячого водопостачання [9].

Незважаючи на позитивні тенденції у здешевленні сонячних модулів і робіт з їх встановлення, висока початкова вартість фотоелементів і досі залишається серйозним бар'єром для масового застосування цієї технології.

Вітроенергетика має низку суттєвих переваг: вона є екологічно безпечною, не споживає палива та не створює теплового навантаження на навколишнє середовище. Проте основними обмеженнями залишаються нестабільність вітрового потоку та складність прогнозування генерації. Крім того, вітрові установки створюють шумові перешкоди високої частоти й потребують великих ділянок землі, тому зазвичай розташовуються поза межами населених пунктів.

Перевагою гідроенергетичних систем є відновлюваний характер джерела, простота в експлуатації, екологічна чистота, а також позитивний вплив на умови для водного транспорту. Малі ГЕС відкривають можливість для ефективного використання локальних водних ресурсів у різних регіонах.

До недоліків гідроенергетики належить потреба у затопленні значних територій, що може змінювати мікроклімат, а також погіршення якості води у водосховищах, що створює несприятливе середовище для водної флори й фауни.

У сфері біоенергетики одним з основних позитивів є отримання екологічно безпечного палива з вторинної сировини. Крім того, перетворення сміттєзвалищ на сучасні комплекси з переробки відходів матиме значний позитивний вплив як на довкілля, так і на соціальну сферу, враховуючи негативні наслідки від неконтрольованого накопичення відходів.

Що стосується використання геотермальної та гідротермальної енергії, однією з найефективніших технологій є теплонасосні системи теплохолодопостачання, які використовують тепло землі.

Серед ключових переваг теплонасосів – зменшення споживання первинних енергоносіїв, екологічна безпечність та підвищення рівня енергонезалежності будівель. Проте до недоліків цієї технології можна віднести необхідність близького розташування до джерела тепла, а також високі витрати на буріння свердловин.

2. СУЧАСНИЙ СТАН ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ

2.1 Аналіз поточного рівня впровадження відновлюваних джерел енергії в Україні та за кордоном

Згідно з інформацією Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), у 2020 році частка електроенергії, отриманої з відновлюваних джерел, становила приблизно 27% від загального обсягу глобального виробництва. За прогнозами МЕА, до 2025 року цей показник зросте до 33%, що дозволить ВДЕ вперше в історії перевищити вугілля як основне джерело електроенергії у світі.

Найвищі результати в галузі відновлюваної енергетики демонструють країни Скандинавії. Зокрема, Ісландія, яка є лідером у Європі за рівнем використання зеленої енергії, виробляє понад 83,7% електроенергії з поновлюваних джерел. Слідом за нею йдуть Норвегія (77,4%) та Швеція (60,0%). Значну частку ВДЕ у своєму енергобалансі мають також інші держави Європейського Союзу: Латвія — 42%, Австрія — 36,5%, Португалія — 34,0%, Болгарія — 23,3%, Франція — 19,1%, Люксембург — 11,7%, Мальта — 10,7%.

Через високий рівень залежності від традиційних енергоресурсів, зокрема імпортованого вугілля, газу та нафтопродуктів, виникають загрози як для енергетичної безпеки, так і для економічної стабільності. Саме тому Європейський Союз активно працює над зменшенням цієї залежності, віддаючи перевагу розвитку ВДЕ. Починаючи з 2022 року, частка сонячної та вітрової енергетики в енергобалансі ЄС досягла рекордного рівня — 24%.

У новітніх звітах зазначено, що понад половина країн-членів ЄС демонструють стабільне зростання генерації електроенергії з ВДЕ. Наприклад, Іспанія збільшила обсяги виробництва на 7,4 ТВт·год, що дозволило скоротити витрати на імпорт газу на 1,7 млрд євро. Польща, своєю чергою, зафіксувала приріст виробництва на 48,5% у порівнянні з попереднім роком.

Загалом, у період з березня по вересень 2022 року частка відновлюваних джерел у виробництві електроенергії в ЄС сягнула 35%, що є рекордним показником. Це на 13% більше, ніж у відповідному періоді минулого року, що свідчить про швидке зростання популярності та ефективності ВДЕ. Водночас гідроенергетика зазнала зниження обсягів генерації на 21% через посушливі умови, які вплинули на водні ресурси.

Відповідно до стратегічних цілей, визначених Європейською комісією, до 2030 року частка відновлюваних джерел у загальному енергетичному балансі ЄС має досягти 45%.

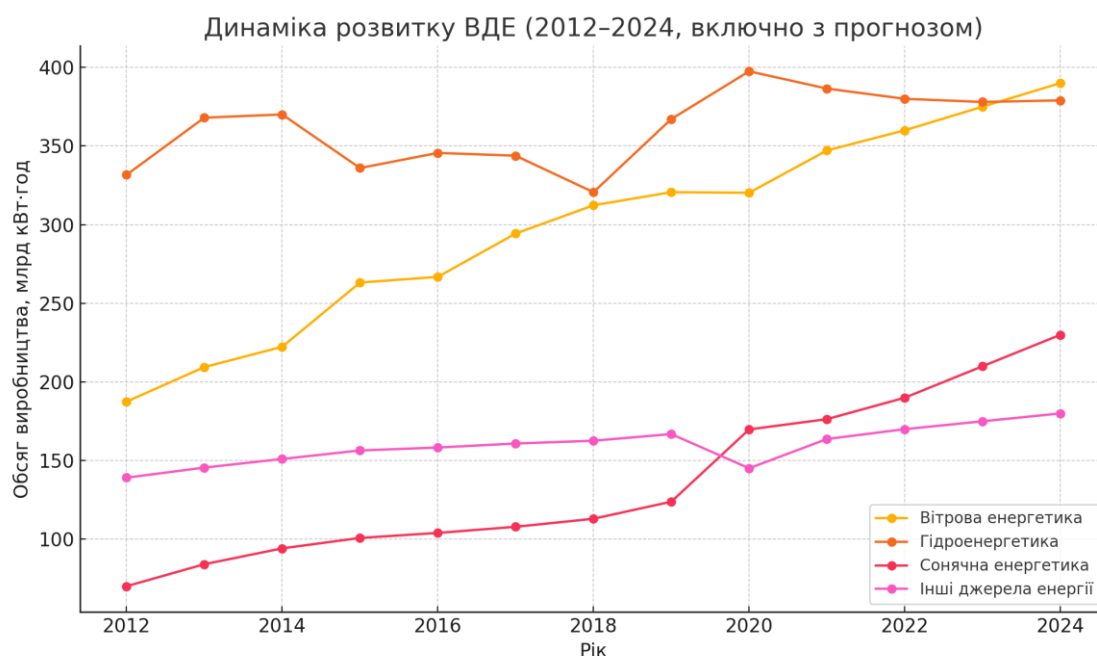


Рисунок 2.1 - Виробництво відновлювальної енергії на кінець 2024 року,
ТВт·год

2.2 Стан і перспективи розвитку відновлюваних джерел енергії до кінця 2024 року

Станом на 2021 рік, обсяг виробництва електроенергії з відновлюваних джерел зріс на 47,6% у порівнянні з 2012 роком. Це зростання є результатом активного впровадження технологій у сфері відновлюваної енергетики на

глобальному рівні. У зазначеному році частка вітроенергетики склала 35,9% (386,52 ТВт·год), гідроенергетики — 32,5% (348,62 ТВт·год), сонячної енергетики — 15,2% (163,73 ТВт·год), а інші джерела ВДЕ — 16,4% (176,37 ТВт·год). Прогноз на кінець 2024 року передбачає подальше зростання цих показників, що обумовлено як технічним прогресом, так і зростаючою потребою у децентралізації та екологізації енергосистем.

Згідно з останніми аналітичними оцінками, у 2024 році відновлювані джерела енергії забезпечують уже понад **530 ТВт·год** енергії (за сукупними оцінками вітру, сонця, гідро- та інших джерел), що демонструє суттєву позитивну динаміку. Основними драйверами такого зростання є вітрова та сонячна енергетика, які активно розвиваються завдяки зниженню вартості обладнання, підтримці інвесторів та державному стимулюванню.

В Україні розвиток ВДЕ також демонструє сталу тенденцію до зростання. Енергетична політика держави орієнтована на європейські стандарти, хоча адаптована до національних умов та викликів. Україна володіє великим техніко-економічним потенціалом у сфері відновлюваної енергетики, що дозволяє значно зменшити залежність від викопного палива. За попередніми оцінками, щорічні втрати невикористаної енергії оцінюються у 68 мільйонів тонн умовного палива, що еквівалентно приблизно 73 мільярдам кубометрів природного газу.

Станом на початок 2022 року частка виробництва електроенергії з відновлюваних джерел в Об'єднаній енергетичній системі України перевищила 12%. У 2024 році ця цифра прогнозовано зростає до **15–17%**, завдяки реалізації нових проєктів у сфері сонячної та вітрової енергетики, зокрема в південних та південно-східних регіонах.

Сумарний економічно обґрунтований потенціал виробництва електроенергії з ВДЕ в Україні становить приблизно **454,4 млрд кВт·год**, що відкриває значні можливості для енергетичної трансформації та зменшення вуглецевого сліду. Ураховуючи географічне розташування, кліматичні умови та наявність земельних і водних ресурсів, Україна здатна посісти провідне

місце серед країн Центрально-Східної Європи за темпами переходу до «зеленої» енергетики.

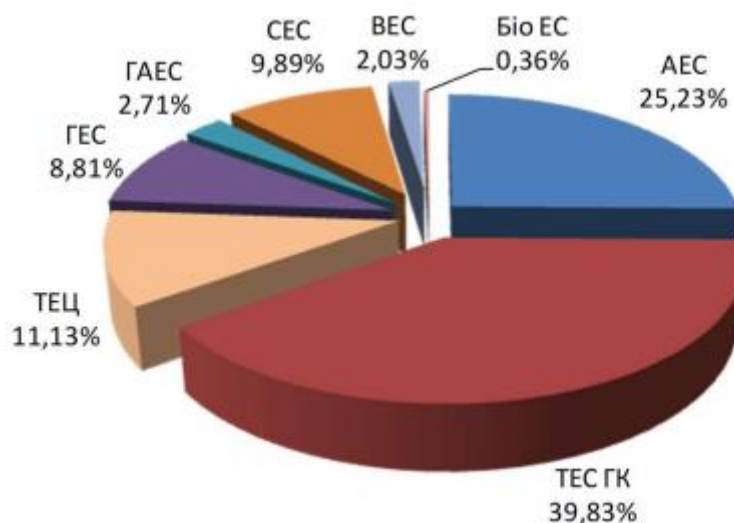


Рисунок 2.2 – Встановлена потужність генеруючих об'єктів Об'єднаної енергосистеми України на січень 2024 року.

2.3 Аналіз динаміки розвитку ВДЕ в Україні до кінця 2024 року

На початку 2022 року одним із ключових рушіїв зростання вітчизняного ринку відновлюваної енергетики стало активне впровадження сонячних електростанцій приватними домогосподарствами. Цей тренд сприяв децентралізації енергетичної системи та зменшенню навантаження на традиційні генераційні потужності. У той же час, промисловий сегмент сонячної енергетики виявив тенденцію до уповільнення зростання.

Так, у 2021 році приріст встановлених потужностей промислових СЕС склав лише 305,5 МВт, що становить 26,1% від обсягу нових потужностей ВДЕ, введених у 2020 році. Цей показник на 818,1 МВт менший за результат 2020 року (1123,6 МВт), тобто падіння склало понад 3,6 раза. На кінець 2021 року сукупна встановлена потужність сонячної генерації в Україні досягла 7586,3 МВт.

Друге місце в структурі ВДЕ в Україні стабільно посідає вітрова енергетика. У 2021 році вітроелектростанції додали до національної енергосистеми 358,8 МВт, що на 30,6% більше порівняно з 2020 роком (144,2

МВт). Така динаміка свідчить про зростання зацікавленості інвесторів та реалізацію масштабніших проєктів. На кінець 2021 року сумарна встановлена потужність вітроенергетики сягнула 1672,9 МВт. До повномасштабного вторгнення функціонували 34 ВЕС, що включали 699 вітрових турбін, середня одинична потужність яких становила 3,5 МВт.

Глобальна енергетична криза ще раз наголосила на важливості розвитку біоенергетичного напрямку, який визнано однією з найбільш перспективних альтернатив природному газу. На початок 2022 року до експлуатації було введено 21 МВт біогазових установок (1,79% нових потужностей) — удвічі більше, ніж у 2020 році. Також встановлено 43,1 МВт потужностей на біомасі (3,68%), що також перевищує показники попереднього року вдвічі [12].

Щодо регіонального розподілу, лідером за обсягом встановлених ВДЕ-потужностей залишається Дніпропетровська область — 1350,06 МВт станом на початок 2022 року. За нею розташувалися Херсонська область (1139,65 МВт) та Миколаївська область (1121,16 МВт), які зберігають провідні позиції завдяки сприятливим природно-кліматичним умовам та активній інвестиційній політиці.

За попередніми оцінками на кінець 2024 року, попри складні воєнні обставини, Україна зберігає потенціал для подальшого розвитку ВДЕ, зокрема в сонячній та вітровій генерації, а також у сегменті біоенергетики, яка стає ключовим компонентом енергетичної безпеки країни в умовах обмеженого доступу до викопного палива.

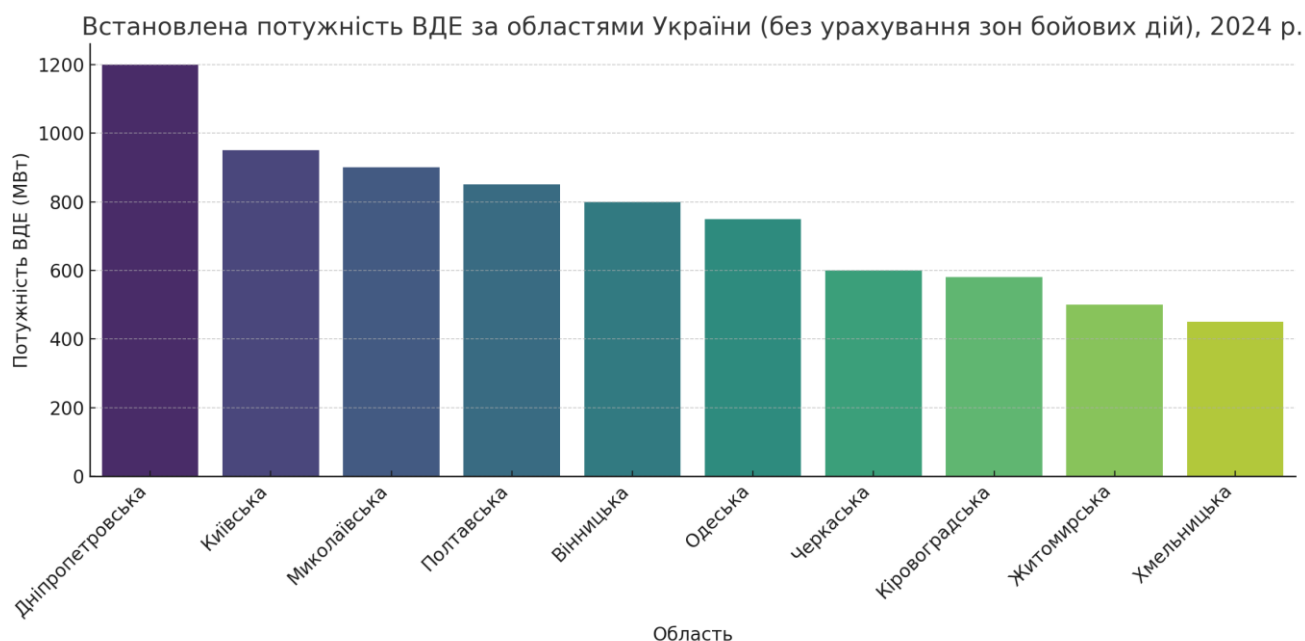


Рисунок 2.3 - Встановлена потужність ВДЕ за областями материкової частини України станом на 2024 р., МВт.

2.4 Вплив енергетичної кризи та війни на безпеку та перспективи ВДЕ

З початком повномасштабної війни в 2022 році Україна зіткнулася з безпрецедентними викликами в енергетичному секторі. Масовані атаки на енергетичну інфраструктуру призвели до значних втрат у виробництві електроенергії, особливо в традиційних джерелах, таких як теплові та гідроелектростанції. Проте, ці обставини також стали каталізатором для активного розвитку ВДЕ, які виявилися більш стійкими до військових дій.

Втрати та виклики

- За даними Міжнародного енергетичного агентства (IEA), у період з березня по травень 2024 року Україна втратила ще 9 ГВт генеруючих потужностей, переважно внаслідок атак на теплові та гідроелектростанції. ([IEA](#))

- Загалом, з початку війни близько половини енергетичної інфраструктури країни було пошкоджено або зруйновано, що призвело до значного дефіциту електроенергії, особливо в зимовий період.

Розвиток ВДЕ як відповідь на виклики

- Попри складні умови, Україна активно розвиває ВДЕ. Компанія DTEK, найбільший приватний енергетичний холдинг країни, продовжує реалізацію проектів у сфері вітрової енергетики, зокрема будівництво Тилігульської вітрової електростанції, яка стане найбільшою в Східній Європі з потужністю 500 МВт.
- Децентралізовані джерела енергії, такі як сонячні панелі на дахах будівель, виявилися більш стійкими до атак і швидше відновлюються після пошкоджень. Це дозволяє забезпечувати електроенергією критичні об'єкти інфраструктури, такі як лікарні та школи.

Міжнародна підтримка та інвестиції

- Європейський банк реконструкції та розвитку (ЄБРР) планує виділити 1 мільярд євро в 2025 році для підтримки енергетичного сектору України, зокрема на відновлення та розвиток ВДЕ.
- США через USAID надають фінансову та технічну допомогу для зміцнення енергетичної безпеки України, включаючи постачання обладнання та підтримку проектів у сфері ВДЕ.

Війна стала серйозним викликом для енергетичної системи України, але водночас стимулювала перехід до більш стійких та децентралізованих джерел енергії. Розвиток ВДЕ не лише сприяє енергетичній незалежності країни, але й підвищує її стійкість до зовнішніх загроз. Завдяки міжнародній підтримці та внутрішнім зусиллям, Україна має всі шанси стати лідером у сфері відновлюваної енергетики в регіоні.

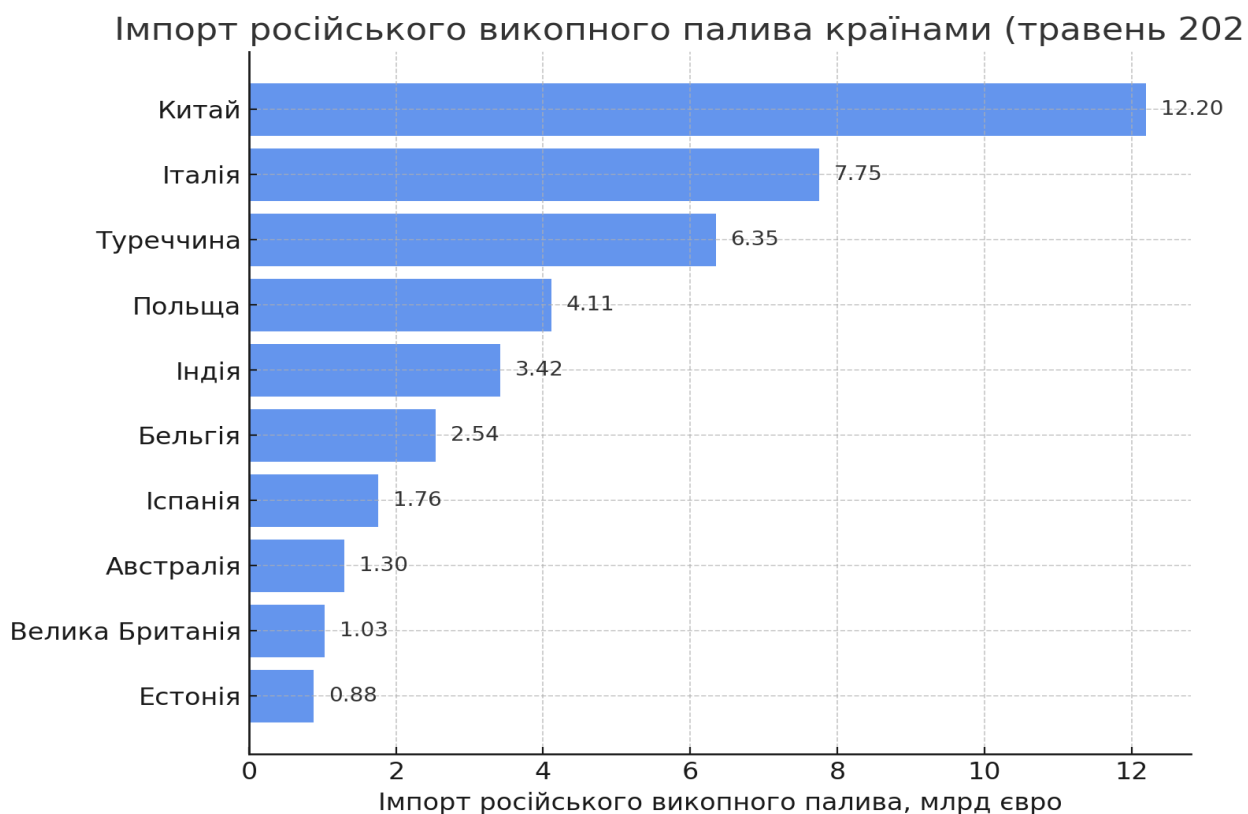


Рисунок 2.4 – Графік імпорту російського викопного палива країнами Європи в травні 2025 р., млрд євро

Попри зусилля з диверсифікації постачання, питання енергетичної безпеки для європейських країн залишається відкритим. Значна частина держав ЄС і надалі імпортує російське викопне паливо, хоча багато з них прагнуть замінити його альтернативними постачальниками нафти та газу. У такому середовищі традиційні джерела енергії зберігають важливу роль, водночас зростає усвідомлення необхідності системного переходу до відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Це зумовлено не лише питаннями енергетичної незалежності, але й цілями боротьби зі зміною клімату та забезпечення сталого розвитку.

Для України ця проблема є особливо гострою. У відповідь на повномасштабне вторгнення Росії, країна опинилася в умовах критичного дефіциту енергопотужностей, особливо в осінньо-зимовий період 2022 року.

До початку війни Україна мала достатній потенціал для зменшення залежності від російських енергоресурсів за рахунок розвитку ВДЕ. Проте воєнна агресія завдала суттєвого удару по цій галузі, призвівши до низки системних викликів:

- масові руйнування об'єктів сонячної, вітрової та біоенергетики;
- зупинка нових проєктів у секторі ВДЕ через загрозу безпеці;
- поглиблення фінансової нестабільності серед інвесторів та операторів;
- ініціативи щодо перегляду або скасування "зеленого" тарифу;
- слабка державна підтримка галузі на тлі воєнного стану;
- відсутність оновленої нормативно-правової бази для розвитку зеленої енергетики.

Цілеспрямовані удари з боку Росії по об'єктах критичної інфраструктури, включаючи ВДЕ, ще більше ускладнили ситуацію. Зокрема, велика частина сонячних і вітрових електростанцій України розміщена в південних та південно-східних регіонах, де тривають бойові дії. Через це значна кількість об'єктів відновлюваної енергетики зазнала руйнувань або була захоплена ворогом.

Наприклад:

- у Херсонській області повністю знищено щонайменше п'ять вітрових турбін;
- у Запорізькій області призупинено роботу кількох вітроелектростанцій;
- суттєвих пошкоджень зазнали сонячні електростанції на південному сході України;
- біоенергетичні комплекси на Донеччині були виведені з експлуатації.

Ці події засвідчують, що для відновлення та подальшого розвитку ВДЕ в Україні необхідна цілісна державна стратегія, залучення міжнародних інвестицій та посилення безпеки об'єктів генерації. Розвиток децентралізованих джерел енергії, зокрема дахових СЕС і локальних біоелектростанцій, може стати одним із ключових напрямів у післявоєнній відбудові енергетичного сектору.

2.5 Аналіз ефективності впровадження відновлюваних джерел енергії в енергетичній системі України

На сьогоднішній день існує широкий спектр критеріїв, які дозволяють здійснити комплексну оцінку ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів. Кожен з цих показників виконує функцію окремої складової загальної системи класифікації, що базується на обґрунтованих методологічних підходах.

У країнах Європейського Союзу аналіз ефективності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) проводиться на основі чітко визначених груп показників, які охоплюють економічні, технічні, екологічні та соціальні аспекти функціонування енергетичних систем. Такий підхід дозволяє об'єктивно оцінити не лише рівень інтеграції ВДЕ у національні енергетичні баланси, а й їхній вплив на загальну енергетичну безпеку, стабільність постачання та екологічну стійкість.



Рисунок 2.5 – Класифікація коефіцієнтів ефективності ВДЕ

Подібні показники ефективності впровадження відновлюваних джерел енергії застосовуються для вирішення широкого кола завдань, серед яких:

- комплексна оцінка роботи об'єктів ВДЕ з подальшим визначенням шляхів підвищення їх продуктивності;
- порівняльний аналіз різних типів джерел енергії за визначеними критеріями;
- оцінка доцільності вибору місця встановлення ВДЕ-об'єктів;

– обґрунтування рішень щодо реконструкції або модернізації існуючих установок.

У більшості випадків для розв’язання таких завдань застосовується системний підхід, що передбачає всебічне врахування технічних, економічних та екологічних факторів. Економічна доцільність використання ВДЕ визначається на основі інтегрованого аналізу низки ключових показників і коефіцієнтів [14], що дозволяє об’єктивно оцінити ефективність електроенергетичного виробництва з поновлюваних джерел.

2.6 Потенціал впровадження та подальшого розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні

Як свідчить аналіз попередніх розділів, Україна володіє значними передумовами для масштабного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Одним із ключових факторів є природно-ресурсний потенціал, що дозволяє ефективно використовувати сонячну, вітрову, гідро- та біоенергетику для покриття потреб в електроенергії.

Однак через повномасштабну війну, розпочату Росією у 2022 році, частина цього потенціалу була втрачена або тимчасово недоступна. Ще до початку бойових дій в Україні планувалося будівництво низки вітрових електростанцій, проте реалізація більшості з них була зупинена через погіршення безпекової та інвестиційної ситуації. Частина інвесторів не встигла завершити фінансування проєктів, інші — втратили вкладені ресурси через бойові дії.

З огляду на поточну ситуацію, одним із ключових напрямів державної політики є реалізація ініціатив, закладених у «Плані відновлення України до 2032 року», презентованому на міжнародній конференції в Лугано. Відповідно до цього документа, післявоєнна трансформація енергетичної системи має базуватись на активному впровадженні ВДЕ як основи сталого економічного розвитку.

Водночас реалізація таких амбітних цілей можлива лише за дотримання низки критично важливих умов, зокрема:

- швидке завершення бойових дій і відновлення територіальної цілісності держави;
- мінімізація подальших втрат енергетичної інфраструктури;
- стабілізація фінансової системи та інвестиційного клімату.

Серед головних бар'єрів сьогодення — фінансова криза у секторі, пошкодження об'єктів генерації, призупинення нових проєктів, пропозиції щодо скасування «зеленого тарифу» та відсутність ефективної нормативної бази.

Для подолання цих викликів необхідна реалізація комплексу першочергових заходів:

1. **Реконструкція та модернізація пошкоджених об'єктів ВДЕ** за підтримки міжнародних партнерів, зокрема за кошти Фонду відновлення енергетичної інфраструктури, створеного Європейським енергетичним співтовариством.
2. **Погашення заборгованостей перед виробниками "зеленої" електроенергії**, що сприятиме стабілізації галузі та відновленню довіри інвесторів.
3. **Розвиток національного виробництва обладнання** для вітрових і сонячних установок з метою зменшення імпортозалежності та стимулювання внутрішнього ринку.
4. **Подовження термінів реалізації об'єктів ВДЕ на законодавчому рівні**, аби мінімізувати ризики для інвесторів у воєнний та післявоєнний періоди.
5. **Створення механізму експорту електроенергії, виробленої з ВДЕ**, що дозволить розширити ринки збуту для українських компаній.
6. **Запровадження системи державної підтримки**, яка включає податкові пільги, спрощення процедур підключення до мереж, скасування податку на землю на п'ятирічний термін та інші заходи стимулювання.

7. **Розробка національного стратегічного плану розвитку ВДЕ**, який визначатиме чіткі пріоритети, обсяги впровадження та очікувані результати.

Попри труднощі, в Україні вже діють окремі проєкти у сфері відновлюваної енергетики, що виконують критично важливу функцію в умовах війни. Відповідно до планів на період до 2032 року, передбачається реалізація масштабних проєктів у сфері сонячної та вітрової енергетики загальною потужністю 5–7 ГВт. Паралельно триває розробка ініціатив щодо створення понад 30 ГВт потужностей для виробництва «зеленого» водню, а також понад 3,5 ГВт для нових гідро- та насосних станцій.

Упродовж наступного десятиліття планується:

- впровадження 1,5–2 ГВт пікових потужностей;
- встановлення 0,7–1 ГВт акумуляторних систем;
- введення в експлуатацію до 15 ГВт електролізерів.

Значний потенціал має і **біоенергетика** — зокрема, виробництво біопалива з аграрних залишків здатне частково замінити імпортований природний газ. Незважаючи на призупинення більшості ініціатив, розроблена Біоенергетичною асоціацією України дорожня карта залишається актуальною, і за сприятливих умов може бути реалізована вже у найближчій перспективі.

Окрему роль у розвитку сектору відіграє **гідроенергетика**, що на території України має великий нереалізований потенціал. Із близько 60 тисяч річок, водні ресурси наразі використовуються лише на 60%. Використання малих гідроресурсів дозволить не лише підвищити енергоефективність, а й забезпечити електропостачання віддалених населених пунктів.

У перспективі післявоєнного відновлення очікується **масове впровадження побутових СЕС та ВЕС** малої потужності, які працюватимуть у складі децентралізованих локальних мереж та забезпечуватимуть базові потреби домогосподарств.

3 РОЗРАХУНОК ПРОЄКТУ ПРИЄДНАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДО ДІЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Розташування і характеристика діючої електричної мережі в області розташування приєднаної сонячної електростанції

Проектується розвиток електричної мережі 110/35 кВ з метою забезпечення електропостачання п'яти нових енергетичних об'єктів. На одному з цих об'єктів розташовується сонячна електростанція (СЕС).

Спорудження об'єктів, в тому числі і СЕС, передбачається в районі населеного пункту Яришів. Об'єкти встановлюються на місцях вузлів: Н1, Н2, Н4, Н5. Сонячна електростанція встановлюється на вузлі Н3.

Джерелами живлення району є підстанції 100, 200. Робочі рівні напруги на шинах джерел живлення дорівнюють за найбільших навантажень – 105%, у режимі найменших навантажень – 100% та після найбільш важких аварій у проєктованій мережі – 110%.

Номінальна напруга вторинних розподільних мереж 10, 35 кВ. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 5500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт·год недовідпущеної споживачам електроенергії 5.00 грн. Вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії становить 1,7 грн.

Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подана у додатку.

Таблиця 3.1 - Загальна інформація про споживачів

Пункти		1	2	3	4	5
Найбільше зимове навантаження, МВт		-3	20	7	12	4
Коефіцієнт потужності навантаження		0,93	0,9	0,98	0,86	0,97
	I	-	+	+	+	-
Склад споживачів за категоріями	II	+	+	+	+	+
	III	+	+	+	+	+

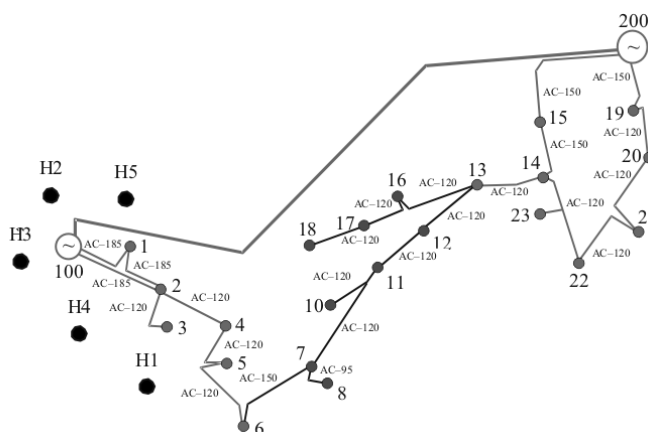


Рисунок 3.1 – Схема електричної мережі в районі спорудження СЕС

Інформація про наявні електричні мережі району представлена у додатку Б, таблиці Б1 та Б2.

3.2 Формування напрямків розвитку електричної мережі з приєднаною сонячною електростанцією

Вибір схем електропостачання

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі (рисунок 3.1) проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових приєднаних елементів (Н1, Н2, Н3, Н4, Н5). Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100, 200.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – 110”.

Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань проекту.

Схема мережі і її номінальна напруга знаходяться у взаємозалежності. Сама зміна схеми мережі може призвести до необхідності зміни номінальної

напруги мережі в цілому чи її окремих частин. Вибір схеми і номінальної напруги мережі повинні проводитись одночасно [15].

Найбільш поширеним методом проектування електричних мереж, на сьогоднішній день, є метод варіантного порівняння на базі техніко-економічного розрахунку.

На основі всіх отриманих даних, представляємо три варіанти розвитку нової електричної мережі з приєднаними об'єктами, в тому числі і з СЕС:

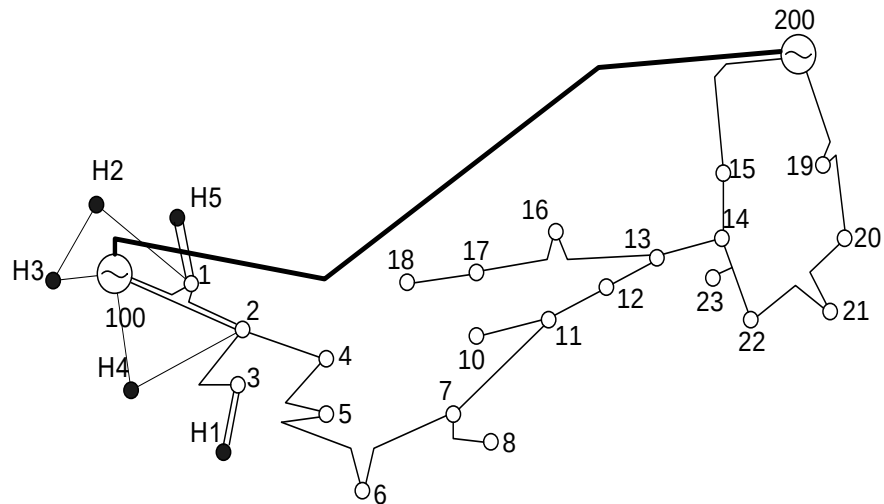


Рисунок 3.2 – Схема розвитку електричної мережі

а) – Варіант №1

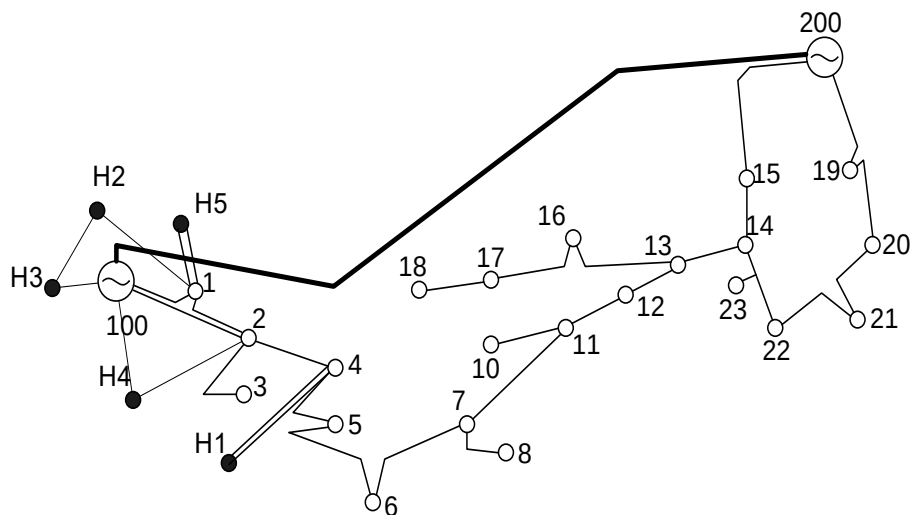


Рисунок 3.3 – Схема розвитку електричної мережі

б) – Варіант №2

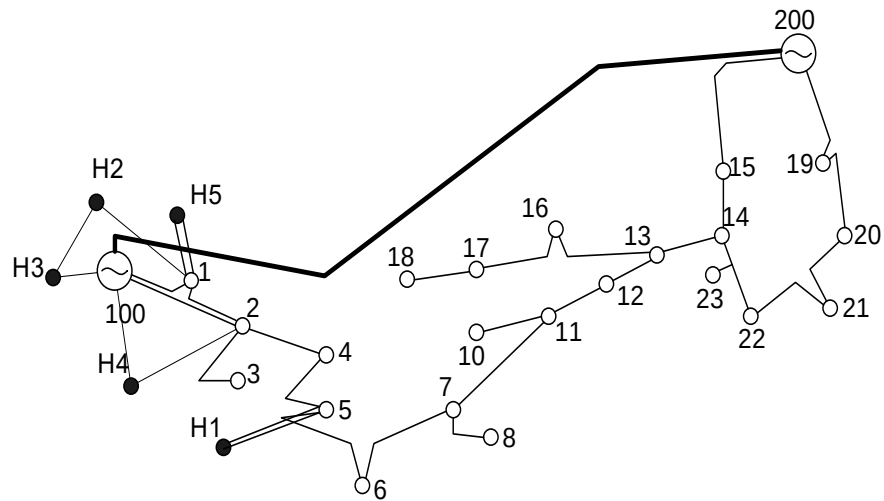


Рисунок 3.4 – Схема розвитку електричної мережі
в) – Варіант №3

Розрахуємо довжини ділянок нашої мережі

Результати розрахунків представлені в таблиці 3.2 – 3.4.

Таблиця 3.2 – Довжини ділянок мережі (Варіант-1)

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
H1-3	1	16,5
H2-1	1,3	21,45
H2-H3	0,9	14,85
H3-H2	0,9	14,85
H3-100	0,5	8,25
H4-100	1,1	18,15
H4-2	1,2	19,8
H5-1	0,6	9,9

Таблиця 3.3 – Довжини ділянок мережі (Варіант-2)

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
H1-4	1,4	23,1
H2-1	1,3	21,45
H2-H3	0,9	14,85
H3-H2	0,9	14,85

H3-100	0,5	8,25
H4-100	1,1	18,15
H4-2	1,2	19,8
H5-1	0,6	9,9

Таблиця 3.4 – Довжини ділянок мережі (Варіант-3)

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
H1-5	1,1	18,15
H2-1	1,3	21,45
H2-H3	0,9	14,85
H3-H2	0,9	14,85
H3-100	0,5	8,25
H4-100	1,1	18,15
H4-2	1,2	19,8
H5-1	0,6	9,9

На основі заданих трьох схем приєднання об'єктів з відновлювальним джерелом енергії, ми і будемо проводити подальший розрахунок, в результаті якого визначимо найбільш економічно ефективний варіант.

3.3 Розрахунок потужностей навантажень схем приєднання

Так як у нас були задані розмір активних потужностей навантажень P_i і коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$, ми можемо визначити значення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

Таблиця 3.5 – Потужності навантажень.

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	
H1	-3	1.97	-3,22	0,93
H2	20	9.63	22.2	0,9
H3	7	1.4	7.14	0,98
H1	12	7.11	13.95	0,86
H5	4	0.98	4.12	0,97

3.4 Розрахунок потоків потужності для вибору номінальної напруги в схемах

Розрахунок потоків потужностей по лініях

Як правило, потоки потужностей по лініях у нас визначаються для кожного варіанту окремо, без врахування втрат потужності.

Розрахуємо потокорозподіл для варіанту №1. При розрахунку потокорозподілу, ділянку 100-НЗ-Н2-1, розглянемо, як схему з двостороннім живленням з однаковими напругами у вузлах живлення.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами.



Рисунок 3.5 – Схема мережі для розрахунку потокорозподілу

Отже, потужність ділянки 100-НЗ дорівнює:

$$S_{100-НЗ} = \frac{7,14(14,85+21,45)+22,2 \cdot 21,45}{18,15+14,85+21,45} = 16,51 \text{ (МВа)}.$$

Визначивши баланс потужностей у вузлах, знаходимо значення потужностей ряду інших ділянок.

Результати розрахунку для ділянок решти варіантів представлені у таблиці 3.6.

Для перевірки розрахунків використовуємо умову:

$$S_{НЗ} + S_{Н2} = S_{100-НЗ} + S_{1-Н2}, \quad (3.5)$$

$$22,2+7,14=16,51+12,83,$$

$$29,34=29,34.$$

Вибір номінальної напруги

Як правило, економічно доцільна напруга залежить від великої кількості чинників: потужності, навантажень, їхньої відстані від джерела живлення, розташування, конфігурації електричної мережі, засобів регулювання напруги і т.д.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Сх..	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P _л , МВт	Q _л , МВАр	S _л , МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	3-Н1	16,5	2	-1,5	0,985	1,61	24,27	110,00
	1-Н2	21,45	1	11,67	5,25	12,83	64,85	110,00
	Н3-Н2	14,85	1	8,33	4,38	9,71	54,74	110,00
	100-Н3	8,25	1	15,33	5,57	16,51	66,86	110,00
	100-Н4	18,15	1	6,26	3,71	7,27	48,4	110,00
	2-Н4	19,8	1	5,73	3,4	6,67	46,59	110,00
	1-Н5	9,9	2	2	0,49	2,06	27,73	110,00
2	4-Н1	23,1	2	-1,5	0,985	1,61	24,34	110,00
	1-Н2	21,45	1	11,67	5,25	12,83	64,85	110,00
	Н3-Н2	14,85	1	8,33	4,38	9,71	54,74	110,00
	100-Н3	8,25	1	15,33	5,57	16,51	66,86	110,00
	100-Н4	18,15	1	6,26	3,71	7,27	48,4	110,00
	2-Н4	19,8	1	5,73	3,4	6,67	46,59	110,00
	1-Н5	9,9	2	2	0,49	2,06	27,73	110,00
3	5-Н1	18,15	2	-1,5	0,985	1,61	24,3	110,00
	1-Н2	21,45	1	11,67	5,25	12,83	64,85	110,00
	Н3-Н2	14,85	1	8,33	4,38	9,71	54,74	110,00
	100-Н3	8,25	1	15,33	5,57	16,51	66,86	110,00
	100-Н4	18,15	1	6,26	3,71	7,27	48,4	110,00
	2-Н4	19,8	1	5,73	3,4	6,67	46,59	110,00
	1-Н5	9,9	2	2	0,49	2,06	27,73	110,00

Номінальна напруга в кожному варіанті спроектованої мережі, чи її ділянок є різною. Ділянки кільцевої мережі виконують на одну напругу - номінальну напругу ділянки, де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові пункти споживання електричної енергії підключаються вже до існуючої мережі, в одному з вузлів якої встановлене відновлювальне джерело енергії, а

на кожному з них - трансформатори на певну напругу, то при виборі напруги необхідно також враховувати і ці фактори. Розрахуємо напругу ділянки 1-Н2 першого варіанту:

$$U_{1-H2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{21,45} + \frac{500}{11,66}}} = 38,64 \text{ (кВ)}, \quad (3.7)$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

Результати розрахунків по виборі номінальної напруги для всіх інших ліній всіх варіантів представлені в таблиці 3.8. Далі, для всіх нових ліній електропередач вибираються марки та площі перерізу проводів.

3.5 Вибір марки і площі перерізу ЛЕП

Економічні інтервали – один з варіантів вибору поперечного перерізу проводів ліній в мережах 35 – 750 кВ.

Таблиця 3.7 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	n	Рл, МВт	Qл, МВАр	Sl, МВА	Iрозр, А	IE, А	F, мм ²	Марка проводу
1	3-Н1	2	-1,5	0,985	1,61	8,93	55	70	АС-70/11
	1-Н2	1	11,66	5,25	12,83	70	135	120	АС-120/19
	Н3-Н2	1	8,33	4,38	9,71	54	55	70	АС-70/11
	100-Н3	1	15,33	5,57	16,51	91	135	120	АС-120/19
	100-Н4	1	6,26	3,71	7,27	40	55	70	АС-70/11
	2-Н4	1	5,73	3,4	6,67	37	55	70	АС-70/11
	1-Н5	2	2	0,49	2,06	12	55	70	АС-70/11
2	4-Н1	2	-1,5	0,985	1,61	8,93	55	70	АС-70/11
	1-Н2	1	11,66	5,25	12,83	70	135	120	АС-120/19
	Н3-Н2	1	8,33	4,38	9,71	54	55	70	АС-70/11
	100-Н3	1	15,33	5,57	16,51	91	135	120	АС-120/19
	100-Н4	1	6,26	3,71	7,27	40	55	70	АС-70/11
	2-Н4	1	5,73	3,4	6,67	37	55	70	АС-70/11
	1-Н5	2	2	0,49	2,06	12	55	70	АС-70/11
3	5-Н1	2	-1,5	0,985	1,61	8,93	55	70	АС-70/11

№ Сх.	Ділянка мережі	n	Рл, МВт	Qл, МВАр	Sl, МВА	Iрозр, А	IЕ, А	F, мм²	Марка проводу
	1-Н2	1	11,66	5,25	12,83	70	135	120	АС-120/19
	Н3-Н2	1	8,33	4,38	9,71	54	55	70	АС-70/11
	100-Н3	1	15,33	5,57	16,51	91	135	120	АС-120/19
	100-Н4	1	6,26	3,71	7,27	40	55	70	АС-70/11
	2-Н4	1	5,73	3,4	6,67	37	55	70	АС-70/11
	1-Н5	2	2	0,49	2,06	12	55	70	АС-70/11

Перевіримо обрані перерізи на прикладі ділянки 100-Н3-Н2-1 схеми варіанту №1. Найбільш навантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 100-Н3. Це саме та вітка, яка веде до нашого відновлювального джерела енергії. Тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відключена. Потокорозподіл на ділянці 100-Н3 буде визначатися як в радіальній мережі:

$$S_{1-H2} = 22,2 + 7,14 = 29,34,$$

$$S_{H2-H3} = 29,34 - 22,2 = 7,14 ,$$

$$S_{100-H3} = 0.$$

$$I_{maxij} = \frac{|S_{ij}|}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}}, \quad (3.11)$$

$$I_{max_{1-H2}} = \frac{|S_{1-H2}|}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}}, \quad (3.12)$$

$$I_{max_{1-H2}} = \frac{|29,34|}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,14 (kA),$$

$$I_{роз_{1-H2}} = 1 \cdot 1,05 \cdot 0,14 = 0,147 (kA)$$

Порахуємо значення струму в цій ділянці та порівняємо із допустимим струмом для відповідної марки проводу.

$$147(A) < 390 (A) \quad (3.13)$$

Як видно, обрані марки та перерізи проводів витримують післяаварійний режим. Тому необхідності у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у після аварійному режимі інших ліній електропередач для всіх варіантів наведені в таблиці Б3 (Додаток Б). В таблиці Б4 (Додаток Б) наведемо всі необхідні нам для розрахунку технічні параметри проводів. Лінії ми вибираємо з запасом, а тому усі вони витримують післяаварійний режим.

3.6 Обґрунтування варіантів розвитку електричної мережі з приєднаними об'єктами

Втрати напруги у вітці 1-Н2:

$$\begin{aligned} U_{n.a} &= 121 \\ \Delta U_{1-H2} &= \frac{11,66 \cdot 5,36 + 5,25 \cdot 9,22}{121} = 0,917 (kV) \\ U_{H2} &= U_{n.a} - \Delta U_{1-H2} = 121 - 0,917 = 120,083 (kV) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{H2} = \frac{110 - 120,083}{110} \cdot 100\% = -9,166\%$$

Отже, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунок виконується за таким же принципом, а результати розрахунку приведені в таблиці 3.8.

В таблиці також наводимо інформацію стосовно кількості вимикачів і сумарної довжини ліній для всіх варіантів розвитку електричної мережі на напрузі 110 кВ.

За цими показниками вартості спорудження нових мереж, можна попередньо відкинути деякі з економічно не вигідних варіантів.

Таблиця 3.8 – Відхилення напруги в післяаварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{\text{норм.}}, \%$	Кількість вимикачів	$L_{\text{загал}}, \text{км}$
1	-9,166	23	123,75
2	-9,166	23	130,35
3	-9,166	23	125,4
4	-9,166	23	132
5	-9,166	23	128,7

3.7 Вибір трансформаторів на підстанціях

Таблиця 3.9 – Результати вибору трансформаторів

№ вуз-ла	Тип	$S_{\text{роз}}$ МВа	$S_{\text{ном}}$ МВа	Границі регулювання	$U_{\text{ном}}$ обмоток,		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x квар
					ВН	НН							
Н1	ТМН-2500/110	2304	2500	$+10 \times 1,5\%$ $-8 \times 1,5\%$	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
Н2	ТДН-16000/110	15873	16000	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
Н3	ТМН-6300/110	5102	6300	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
Н4	ТДН-10000/110	9967	10000	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
Н5	ТМН-6300/110	2946	6300	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Для СЕС на вузлі Н3, та для ряду інших вузлів Н2, Н4, Н5 вибір трансформаторів проводиться аналогічно.

Результати вибору трансформаторів представлені в таблиці 3.9, в якій також подані паспортні дані трансформаторів.

3.8 Оцінка балансу потужностей та вибір додаткових джерел реактивної потужності

Джерела активної потужності мають завдання генерувати необхідну кількість електроенергії, в залежності від попиту споживачів, враховуючи всі втрати в мережі.

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для ділянки 1-Н2-Н3-100 першого варіанту схеми :

$$P_{r1} = 0.95 \cdot (20 + 7) = 25.65$$

$$Q_{r1} = 25.65 \cdot \tan(\arccos(0.94)) = 9.31$$

$$Q_{кп1} = 0.95 \cdot (9.63 + 1.4) + 0.1 \cdot (9.63 + 1.4) - 9.31 = 2.272$$

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку балансу активних і реактивних потужностей

Ділянка	P_r	Q_r	$Q_{КП}$
1-Н2-Н3-100	25.65	9,31	2,2715
100-Н4-2	11.4	6,764	0,7015
Н1-3	-2.85	-1,126	3,1945
Н5-1	3.8	0,952	0,77

Для схеми №3 результати аналогічні, так як ми маємо однакові навантаження і типи схем.

Висновок: у даному розділі було проведено розрахунок балансу реактивної потужності за результатами якого ми дійшли висновку, що у варіанті ділянки мережі з відновлювальним джерелом енергії (СЕС) Н1-3, потрібно встановлювати компенсаційний пристрій, адже наша розрахункова реактивна потужність компенсаційного пристрою перевищила 3 МВар. Обираємо КП КС2-1,05-60.

3.9 Вибір схем розподільних пристроїв

Далі визначаємо всі можливі схеми підстанцій для вибору найбільш економічно вигідного варіанту електричної мережі.

Враховуючи все це, з таблиці було обрано схеми підстанцій для 1-ї та 3-ї схем мережі. Результати вибору занесені до таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Типові схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напр, кВ	Сторона	Кільк. ліній	Застосування
1	Н2, Н3, Н4	Місток з вимикачем в перемишці та ланцюгах трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
	Н1, Н5	Місток з вимикачем в ланцюгах трансформатора без вимикача в перемишці	35-220	ВН	2	Тупикова підстанція
3	Н2, Н3, Н4	Місток з вимикачем в перемишці та ланцюгах трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
	Н1, Н5	Місток з вимикачем в ланцюгах трансформатора без вимикача в перемишці	35-220	ВН	2	Тупикова підстанція

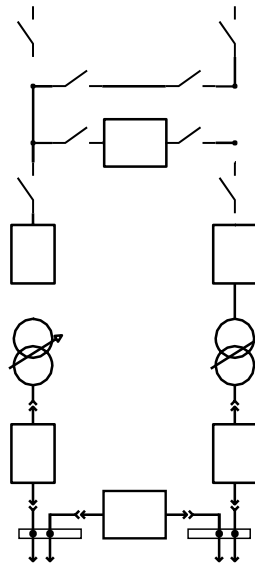


Рисунок 3.6– Місток з вимикачем в перемичці та відділювачами в ланцюгах трансформаторів

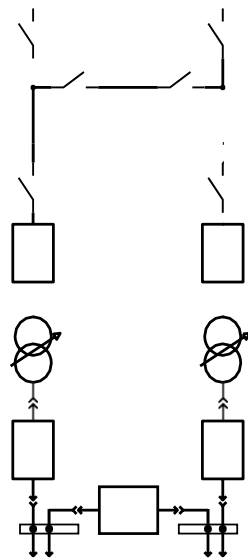


Рисунок 3.7 – Місток з вимикачем в ланцюгах трансформаторів та без вимикача в перемичці

3.10 Вибір економічно доцільної схеми приєднання об'єктів до мережі

Таблиця 3.12 – Результати розрахунку капітальних витрат

№	$K_{п/ст}$	$K_{л}$	K	$B_{п/ст}$	$B_{л}$	$B_{\Delta w}$	B	$З$
сх	тис.	тис.	тис.	тис.	тис.	тис.	тис.	тис.
1	91229	47527.	959823.	857.5582	1330,762	1486.28	88572.86	8087099.

	6	2	2	4		2	8	53
3	91229	46850.	959146.	857.5582	1311,82	1487.23	88556.86	8081439.
	6	2	16	4		4	2	53

Отже за результатами розрахунків обираємо схему варіанту №3 як таку що має менші капітальні витрати.

3.11 Моделювання схеми розвитку нової електричної мережі

Існує декілька способів складання схеми заміщення електричної мережі. Для нас доцільним буде об'єднання ряду окремих елементів мережі у відповідності до їх послідовності у розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче.

1. Лінії зображуються схемами заміщення:

ЛЕП напругою 110–330 кВ:

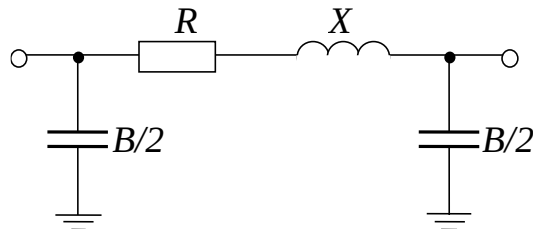


Рисунок 21 – Схеми заміщення ЛЕП 35–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad X = \frac{x_0 \cdot l}{n}; \quad \frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n}{2}$$

де r_0 , x_0 , b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії;

l – довжина лінії;

n – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

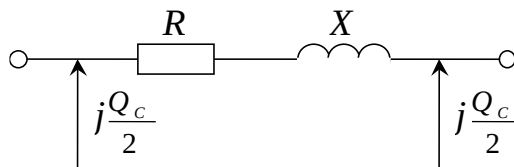


Рисунок 22 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю.

$$Q_C = U_n^2 \cdot B/2 \quad (3.30)$$

Розрахуємо параметри лінії 100-Н3 по вищевказаних формулах:

$$R = 16,5 \cdot 0,249 = 4,11 \text{ Ом};$$

$$X = 16,5 \cdot 0,427 = 7,05 \text{ Ом};$$

$$B/2 = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 16,5/2 = 21,945 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Q_C/2 = 110^2 \cdot 12,945 \cdot 10^{-6} = 0,266 \text{ МВар}$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення інших ліній проводимо аналогічно, результати зводимо в таблицю 3.13.

Таблиця 3.13 – Розрахунок параметрів схеми заміщення.

ЛЕП	n	L, км	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км	$R_{\text{л}}$ Ом	$X_{\text{л}}$ Ом	B См 10^{-6}	$Q_C/2$ МВар
6-Н1	2	24,75	0,428	0,444	2,55	5,29	5,5	63,112	0,763
1-Н2	1	21,45	0,249	0,427	2,66	5,34	9,16	28,529	0,345
Н3-Н2	1	14,85	0,428	0,444	2,55	6,36	6,59	18,934	0,229
100-Н3	1	14,85	0,249	0,427	2,66	2,05	3,52	10,973	0,133
100-Н4	1	8,25	0,428	0,444	2,55	7,77	8,06	23,141	0,28
2-Н4	1	18,15	0,428	0,444	2,55	8,47	8,79	25,245	0,306
1-Н5	2	19,8	0,428	0,444	2,55	2,12	2,2	25,245	0,306

2. Двообмоткові трансформатори зображуються схемою заміщення (рисунок 25)

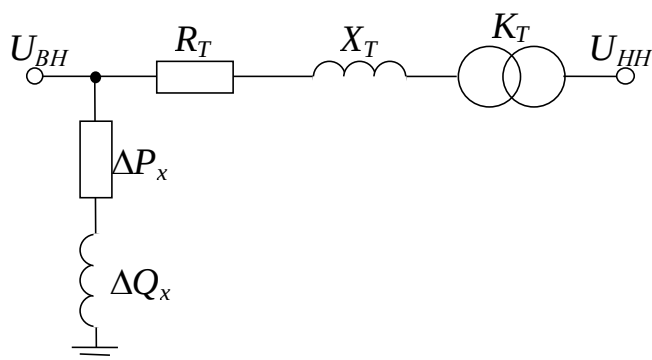


Рисунок 23 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Параметри R_T , X_T , K_T , ΔP_x , ΔQ_x визначаємо за довідником.

3.12 Аналіз і розрахунок режимів роботи мережі

Таблиця 3.14 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	n	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВАр	$Q_c \cdot 10^{-6/2}$, МВАр	S_n , МВА	$S_{пр}$, МВА	S_p , МВА
Н1	2	0.034	0.345	0.03	$0.034+0.345j$	$3.034+2.315j$	$3.034+1.934j$
Н2	2	0.003	1.841	0.014	$0.003+1.841j$	$20.003+11.471j$	$20.003+10.91j$
Н3	2	0.65	0.525	0.016	$0.65+0.525j$	$7.65+1.925j$	$7.65+1.569j$
Н4	2	0.002	1.161	0.03	$0.002+1.161j$	$12.002+8.271j$	$12.002+7.686j$
Н5	2	0	0.242	0.016	$2.162 \cdot 10^{-4}+0.242j$	$4+1.222j$	$4+1.069j$

Визначення потокорозподілення основної мережі

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку потокорозподілу основної мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
1-Н2	$21.507+13.318j$	$21.044+12.844j$	$0.463+0.474j$
Н2-Н3	$19.457+12.382j$	$19.186+12.104j$	$0.272+0.278j$
100-Н3	$18.357+4.998j$	$18.252+4.891j$	$0.105+0.107j$
1-Н5	$8.309+5.479j$	$8.292+5.461j$	$0.017+0.018j$
100-Н4	$10.671+8.521j$	$10.553+8.401j$	$0.117+0.12j$
2-Н4	$1.45-0.714j$	$1.448-0.715j$	$1.835 \cdot 10^{-3}+1.878i \cdot 10^{-3} j$
6-Н1	$7.366+6.367j$	$7.325+6.325j$	$0.041+0.042 j$

Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги в вузлових точках мережі проводиться від пункту живлення до найбільш віддалених точок мережі. По відомій напрузі U_1 на одному із кінців лінії напругу другого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

Розраховуємо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму. Для інших режимів результати дістанемо з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110” (додаток Б).

Розрахункові значення для інших вузлів заносимо в таблицю 3.16

Таблиця 3.16 - Робочий рівень напруги у всіх вузлах для усіх режимів

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
H1	112.2	106.88	118.44
H2	112.97	107.64	118.93
H3	114.45	109.2	120.31
H4	113.42	108.11	119.36
H5	113.27	107.95	119.23

3.13 Регулювання напруги в мережі

Існують наступні засоби регулювання напруги і оптимізації режимів роботи мережі:

- регулювання напруги за допомогою трансформаторів і автотрансформаторів, які під'єднані до мережі, що проектується.
- регулювання потужностей компенсувальних пристроїв (КП), генеруючих чи споживаючих реактивну потужність.
- включення пристроїв повздовжньої компенсації (ППК)

Таблиця 3.17 - Результати регулювання напруги в мережі

Вузол	$U_{\max}, \text{кВ}$	$U_{\min}, \text{кВ}$	$U_{\text{п.ав}}, \text{кВ}$
H1	10.972	10.428	11.609

Н2	11.087	10.544	11.694
Н3	11.353	10.824	11.944
Н4	11.113	10.57	11.718
Н5	11.268	10.733	11.867

Таблиця 3.19 – Дані про трансформатори, КП та вимикачі на підстанціях

№ п/ст	Дані про трансформатори		Кількість вимикачів	КП
	кількість	Марка	110 кВ	
Н1	2	ТМН-2500/110	4	КС2-1,05-60
Н2	2	ТДН-16000/110	5	-
Н3	2	ТДН-6300/110	5	-
Н4	2	ТДН-10000/110	5	-
Н5	2	ТМН-6300/110	4	-

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи запропоновані заходи та засоби з охорони праці електротехнічного персоналу з виконання досліджень впливу відновлювальних джерел енергії на надійність електричних мереж. В процесі виконання цих робіт на електротехнічний персонал впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил); фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, робочою позою. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Конструкція робочого місця повинна відповідати сучасним вимогам ергономіки та Гігієнічної класифікації праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року [1], характеру виконуваної роботи та забезпечити оптимальне розміщення на робочій поверхні документів, рухомого пюпітра (тримача документів) та обладнання ПК (монітора, системного блоку, клавіатури, пристрою «миша», принтера та інших периферійних пристроїв з урахуванням їх кількості та конструктивних особливостей). Площа одного обладнаного ПК робочого місця повинна складати не менше 6 м², а об'єм – не менше 20 м³.

Живлення силового обладнання проєктної організації та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Категорія умов по небезпеці електротравматизму – без підвищеної небезпеки.

Розташування монітора ПК має забезпечувати: безпечність роботи в цілому; зручність та ефективність зорової роботи з екраном в вертикальній площині під кутом $\pm 30^0$ від лінії зору, площа екрана при цьому має бути перпендикулярною нормальній лінії зору користувача.

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщенні, де одночасно експлуатується або обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

Комп'ютери та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження повинні підключатися до електромережі тільки з допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток заводського виготовлення. Штепсельні з'єднання та електророзетки крім контактів фазового та нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх має бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше ніж приєднання фазового та нульового робочого провідників. Порядок роз'єднання при відключенні має бути зворотним. Необхідно унеможливити

з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустимим є підключення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження до звичайної двопровідної електромережі, в тому числі – з використанням перехідних пристроїв. Індивідуальні та групові штепсельні з'єднання та електророзетки необхідно монтувати на негорючих або важкогорючих пластинах з урахуванням вимог ПВЕ та Правил пожежної безпеки в Україні. Електромережу штепсельних розеток для живлення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження при розташуванні їх уздовж стін приміщення прокладають по підлозі поряд зі стінами приміщення, як правило, в металевих трубах і гнучких металевих рукавах з відводами відповідно до затвердженого плану розміщення обладнання та технічних характеристик обладнання. При розташуванні в приміщенні за його периметром до 5 комп'ютерів, використанні трипровідникового захищеного проводу або кабелю в оболонці з негорючого або важкогорючого матеріалу дозволяється прокладання їх без металевих труб та гнучких металевих рукавів.

Під час монтажу та експлуатації необхідно повністю унеможливити виникнення електричного джерела загоряння внаслідок короткого замикання та перевантаження проводів, обмежувати застосування проводів з легкозаймистою ізоляцією і, за можливості, перейти на негорючу ізоляцію. Під час ремонту ліній електромережі шляхом зварювання, паяння та з використанням відкритого вогню необхідно дотримуватися Правил пожежної безпеки в Україні. Лінія електромережі для живлення комп'ютерів, їх периферійних пристроїв та устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого та нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

Є неприпустимими: експлуатація кабелів та проводів з пошкодженою або такою, що втратила захисні властивості за час експлуатації, ізоляцією; залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими провідниками; застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам до переносних електропроводок; застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання; користування пошкодженими розетками, розгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання; підвішування світильників безпосередньо на струмопровідних проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами); використання електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції. Тимчасова електропроводка від переносних приладів до джерел живлення виконується найкоротшим шляхом без заплутування проводів у конструкціях машин, приладів та меблях. Доточувати проводи можна тільки шляхом паяння з наступним старанним ізолюванням місць з'єднання.

4.1.2 Електробезпека

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам [3, 4]:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому

місці, в робочій зоні. При цьому потрібно розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони [6]. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні для виконання проєктних робіт наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату для постійних робочих місць

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату [7] на робочому місці інженера передбачається: в холодну пору року використання калорифера; в літню пору застосування вентиляторів обдува; провітрювання приміщення.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [6]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оператора лінії

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [7]: провітрювання

приміщення; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи; встановлення пиловловлюючих засобів.

4.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності [8].

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	середній	середній	400	200	4	2,4

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока

пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

4.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» [9] (таблиця 4.4).

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000

Творча діяльність, конструювання і проектування, програмування	86	71	61	54	49	45	42	40	38
---	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Для зниження шуму в приміщенні потрібно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

4.4.3. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [11, 12]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [13], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [14].

Приміщення для здійснення аналітичних робіт за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

Будівля офіс-центру, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІІ ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються

вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горючого покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горючі та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуру, шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2

Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинка	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IV, V
III	8/9	8/12	10/15

На території офіс-центру встановлено 38 вогнегасників ВП-5 та ВВП-5 і 32 газових вогнегасника ВВК-7 [16], а також протипожежний стенд.

ВИСНОВКИ

У результаті проведеного дослідження було досягнуто поставлену мету – проаналізовано сучасний стан, проблеми, ефективність використання та перспективи розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в Україні з урахуванням воєнних викликів і європейського вектора енергетичної інтеграції.

1. Україна володіє значним потенціалом для розвитку ВДЕ, зокрема у сфері сонячної, вітрової, гідро- та біоенергетики. Географічні та природні умови забезпечують можливість широкого впровадження альтернативної генерації електроенергії.

2. Попри початок повномасштабної війни у 2022 році, розвиток ВДЕ не зупинився повністю, хоча зазнав значних втрат через руйнування інфраструктури, замороження інвестицій, знищення об'єктів генерації та нормативні обмеження.

3. Зростаюча залежність від надійних і сталих джерел енергії стимулює Україну до переходу на відновлювані джерела, що також є частиною міжнародних зобов'язань нашої держави у сфері декарбонізації.

4. Порівняльний аналіз із країнами ЄС показав, що українська енергетична політика в напрямку ВДЕ відповідає загальноєвропейському курсу, хоча потребує подальшого інституційного укріплення та фінансової підтримки.

5. Потенціал ВДЕ в Україні оцінюється на рівні понад 450 млрд кВт·год на рік, що дає можливість у перспективі суттєво зменшити імпорту вугілля та зміцнити енергетичну незалежність держави.

6. Розроблено комплекс практичних заходів для підтримки та відновлення ВДЕ, серед яких: модернізація зруйнованих потужностей, стимулювання внутрішнього виробництва обладнання, нормативне

забезпечення, підтримка експортного потенціалу та створення сприятливих інвестиційних умов.

7. До 2032 року Україна планує впровадити масштабні проєкти у сфері сонячної, вітрової, гідро- та водневої енергетики, що дозволить не лише забезпечити внутрішні потреби, але й інтегруватися в європейський енергетичний простір як постачальник «зеленої» енергії.

Отже, розвиток відновлюваної енергетики є одним із ключових напрямів післявоєнного відновлення України. Реалізація стратегічних цілей у цьому секторі дозволить підвищити енергетичну безпеку, зміцнити економіку та зробити вагомий внесок у боротьбу з глобальними кліматичними змінами.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювальна енергетика та системи розосередженої генерації. КПІ кафедра ЕП. [Електронний ресурс]. URL: <https://ep.kpi.ua/index.php/uk/node/24>
2. Карбон КНС. Сонячні електростанції: принцип роботи та види комплексних систем. [Електронний ресурс]. URL: <https://karbon-cns.com.ua/uk/sonyachnii-elektrostantsiiyi-princip-roboti-ta-vidi-kompleksnih-sistem.html>
3. "Аграрна енергетика в XXI сторіччі: досягнення і перспективи розвитку": матеріали міжнародної науково-практичної конференції, 14 листопада 2022 року. Білоцерківський НАУ. 75 с.
4. A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X2200133X>
5. Власюк, Ю. С., Стефанишин Д.В. "Про проблеми та перспективи малої гідроенергетики в Україні." Математичне моделювання в економіці (2018).
6. Енергія. Бізнес. Комфорт: матеріали регіональної науково-практичної конференції. 16 грудня 2021 р. – Одеса: ОНАХТ, 2022 року. 51 с.
7. Долінський А. А., Халатов А. А. Геотермальна енергетика: виробництво електричної і теплової енергії. Вісник Національної академії наук України. — 2016. с. 77.
8. Українська Асоціація Відновлювальної Енергетики. Проблеми «дешевої» традиційної енергетики. [Електронний ресурс]. URL: <http://uare.com.ua/novyny/540-problemi-deshevoji-traditsijnoji-energetiki.html>
9. Касич А. О., Літвиненко Я. О. Чинники розвитку альтернативної енергетики у сучасних умовах. Економіка та суспільство. – 2017. с. 97.
10. Свиноус І. Використання альтернативних джерел енергії в ЄС: можливості та перспективи для України. Проблеми і перспективи економіки та управління. 2022 рік. с. 133-137.

11. Довгалюк О. М., Стріляний І. Ю.. Розвиток відновлюваної енергетики в Україні. Інтернет–конференції ХНУМГ ім. ОМ Бекетова, 2022 р.
12. Рожелюк М. М. Досвід використання регенеративних джерел енергії в Україні та країнах Європи. 2023 рік. с. 87.
13. Михайлова Л., Семенишина І., Шпатакова О. Зелена енергетика як чинник енергетичної незалежності України. Економіка та суспільство. 2023 рік.
14. Довгалюк О. М., Лазуренко О. П., Саїдов Ш. Н., Яковенко І. С. Оцінка ефективності використання відновлюваних джерел енергії в об'єднаній енергетичній системі України. 2018 рік. с. 46 - 49.
15. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. с. 110.
16. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. с. 540.
17. Горбик О. І., Собчук Н. В. Перспективи розвитку відновлювальних джерел електроенергії в електроенергетичній системі. Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки 2025, ВНТУ.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ)
РОБОТИ

Назва роботи: «Тенденції та потенціал інтеграції відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну мережу»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Собчук Н. В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	99
Загальна схожість	1

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

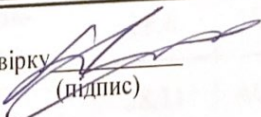
Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 
(підпис)

Горбик О. І.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНОК ПРОЕКТУ ПРИЄДНАННЯ СОНЯЧНОЇ СТАНЦІЇ ДО
ДІЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Таблиця Б.1 – Параметри ПЛЕП існуючої електричної мережі

Номер вітки	Назва вузла	Довжина L , км	Марка провода	R л, Ом	X л, Ом	B л, См*10 ⁻⁴
100-200	Еквівалент ЕМ 110 кВ і вище	-	-	2,11	5,01	-202,14
100-1	ДГЕС-Яришів	36,5	АС - 185	5,91	15,06	-100,38
1 – 2	Яришів-М.Подільськ	23	АС - 185	3,72	9,5	-63,25
100-2	ДГЕС- М.Подільськ	50,2	АС - 185	8,12	20,71	-137,82
2 – 3	М.Подільськ-Немія	6,83	АС - 120	1,7	2,92	-18,17
2 – 4	М.Подільськ-Коси	18,6	АС - 120	4,63	7,94	-49,48
4 – 5	Коси-Іванівка	22,23	АС - 120	5,54	9,49	-59,13
5 – 6	Іванівка-Михайлівка	12	АС - 120	2,99	5,12	-31,92
6 – 7	Михайлівка-Ямпіль	18,37	АС - 150	3,64	7,72	-49,6
7 – 8	Ямпіль-Пороги	4,9	АС - 150	0,97	2,06	-13,23
7 – 11	Ямпіль-Дзигівка	18,68	АС - 120	4,65	7,98	-49,69
11 – 10	Дзигівка-Радянське	2,85	АС – 120	0,71	1,22	-7,58
11 – 12	Дзигівка-Гнатків	16,48	АС - 120	0,25	7,04	-43,84
12 – 13	Гнатків-Томашпіль	18,3	АС - 120	4,56	7,81	-48,68
13 – 16	Томашпіль- Антонівка	22	АС - 120	5,48	9,39	-58,52
13 – 14	Томашпіль- Вапнярка	18,1	АС – 120	4,51	7,73	-48,15
16 – 17	Антонівка-Борівка	15,7	АС - 120	3,9	6,7	-41,76
17 – 18	Борівка-Моївка	8,23	АС - 120	2,05	3,51	-21,89
14 – 15	Вапнярка- Суворівська	15,7	АС - 150	3,11	6,59	-42,39
15 - 200	Суворівська-ЛТЕС	10,4	АС - 150	2,06	4,4	-28,08
14 – 23	Вапнярка т.- Вапнярка	7,4	АС - 120	1,84	3,16	-19,68
23 – 22	Вапнярка-Крижопіль	18,4	АС - 120	4,58	7,86	-48,94
22 – 21	Крижопіль- Соколівка	28,6	АС - 120	7,12	12,21	-76,08
21 – 20	Соколівка- Тростянець	28,11	АС - 120	7	12	-74,77
20 – 19	Тростянець- Лукашівка	26,36	АС - 120	6,56	11,26	-70,12
19 -200	Лукашівка-ЛТЕС	8,36	АС - 150	1,66	3,51	-22,57

Таблиця Б.2 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	Cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформат орів
1	Яришів	0.89	4.3+j1.7	ТДТН- 16000/110/35/10 ТДТН- 10000/110/35/10	2
2	Могилів- Подільський	0.89	13+j3.4	ТДТН- 10000/110/35/10 ТДТН- 10000/110/35/10	2
3	Немія	0.89	6+j2.5	ТДН-16000/110/10 ТДН-16000/110/10	2
4	Коси	0.89	1+j0.4	ТМН-6300/110/10	1
5	Іванівка	0.89	1+j0.4	ТМН-6300/110/10 ТМН-6300/110/10	2
6	Михайлівка	0.89	1+j0.5	ТМН-6300/110/10	1
7	Ямпіль	0.89	4.6+j2.3	ТДТН- 10000/110/35/10	1
8	Пороги	0.89	1.7+j0.8	ТДТН- 10000/110/35/10	1
10	Радянське	0.89	1+j0.5	ТМН-6300/110/10	1
11	Дзигівка	0.89	1.9+j0.9	ТМН-6300/110/10	1
12	Гнатків	0.89	1.2+j0.6	ТМН-6300/110/10	1
13	Томашпіль	0.89	5.7+j2.3	ТМН-6300/110/10 ТДТН- 10000/110/35/10	2
14	Вапнярка-тяга	0.89	4.1+j2	ТМ-6300/110/10	1
15	Суворівська	0.89	2.4+j1.2	ТМН-6300/110/10	1
16	Антонівка	0.89	1+j0.5	ТМН-6300/110/10	1
17	Борівка	0.89	1+j0.5	ТМН-6300/110/10	1
18	Моївка	0.89	5.1+j2.1	ТДТН- 10000/110/35/10	1
19	Лукашівка	0.89	0.9+j0.4	ТМН-6300/110/10	2
20	Тростянець	0.89	6.7+j4.8	ТДТН-10000/110/10	2
21	Соколівка	0.89	1.7+j0.8	ТМН-6300/110/10	1
22	Крижопіль	0.89	9.6+j4.8	ТДТН- 25000/110/35/10 ТДТН- 10000/110/35/10	2
23	Вапнярка	0.89	1.9+j0.9	ТМН-6300/110/10	1

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформат орів
100	Дн.ГЕС	$U_{бу}=115.2$ кВ	базис		
200	ЛТЕС	$U_{бу}=114.8$ кВ	базис		

Таблиця Б.3 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі

№ сх.	Ділянка мережі	n	$P_{л.п.а.}$, МВА	$Q_{л.п.а.}$, МВА	$S_{л.п.а.}$, МВА	$I_{п.а.}$, А	$I_{доп.}$, А	F мм ²	Марка проводу
1	3-Н1	2	-1,5	0,98 5	1,61	15	265	70	АС- 70/11
	1-Н2	1	11,66	5.25	12,83	147	390	120	АС- 120/19
	Н3-Н2	1	8,33	4,38	9,71	36	265	70	АС- 70/11
	100-Н3	1	0	0	0	0	390	120	АС- 120/19
	100-Н4	1	0	0	0	0	265	70	АС- 70/11
	2-Н4	1	5,73	3,4	6,67	67	265	70	АС- 70/11
	1-Н5	2	2	0,49	2,06	20	265	70	АС- 70/11
2	4-Н1	2	-1,5	0,98 5	1,61	15	265	70	АС- 70/11
	1-Н2	1	11,66	5.25	12,83	147	390	120	АС- 120/19
	Н3-Н2	1	8,33	4,38	9,71	36	265	70	АС- 70/11
	100-Н3	1	0	0	0	0	390	120	АС- 120/19
	100-Н4	1	0	0	0	0	265	70	АС- 70/11
	2-Н4	1	5,73	3,4	6,67	67	265	70	АС- 70/11
	1-Н5	2	2	0,49	2,06	20	265	70	АС- 70/11

№ сх.	Ділянка мережі	п	$P_{л.п.а},$ МВА	$Q_{л.п.а},$ МВА	$S_{л.п.а},$ МВА	$I_{п.а},$ А	$I_{доп},$ А	F мм ²	Марка проводу
3	5-Н1	2	-1,5	0,98 5	1,61	15	265	70	АС- 70/11
	1-Н2	1	11,66	5,25	12,83	147	390	120	АС- 120/19
	Н3-Н2	1	8,33	4,38	9,71	36	265	70	АС- 70/11
	100-Н3	1	0	0	0	0	390	120	АС- 120/19
	100-Н4	1	0	0	0	0	265	70	АС- 70/11
	2-Н4	1	5,73	3,4	6,67	67	265	70	АС- 70/11
	1-Н5	2	2	0,49	2,06	20	265	70	АС- 70/11

Таблиця Б.4 – Основні технічні параметри обраних проводів

№ сх.	Ділянка мережі	Кіль- кість лан- цюгів	Дов- жина ділян- ки, км	F	Марка проводу	$r_0,$ Ом	$x_0,$ Ом	b_0 х Е- 6, См	R, Ом	X, Ом	B/2 Е-6, См
1	3-Н1	2	16,5	70	АС- 70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	7,1	7,2 6	42,075
	1-Н2	1	21,45	12 0	АС- 120/19	0,2 5	0,4 3	2,6 6	5,3 6	9,2 2	57,057
	Н3-Н2	1	14,85	70	АС- 70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	6,3 9	6,3 4	37,867 5
	100-Н3	1	8,25	12 0	АС- 120/19	0,2 5	0,4 3	2,6 6	2,0 6	3,5 5	21,945
	100-Н4	1	18,15	70	АС- 70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	7,8 1	7,9 9	46,282 5
	2-Н4	1	19,8	70	АС- 70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	8,5 1	8,7 1	50,49
	1-Н5	2	9,9	70	АС- 70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	4,2 6	4,3 6	25.245

2	4-H1	2	23,1	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	9,9 3	10, 2	58,905
	1-H2	1	21,45	12 0	AC-120/19	0,2 5	0,4 3	2,6 6	5,3 6	9,2 2	57,057
	H3-H2	1	14,85	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	6,3 9	6,3 4	37,867 5
	100-H3	1	8,25	12 0	AC-120/19	0,2 5	0,4 3	2,6 6	2,0 6	3,5 5	21,945
	100-H4	1	18,15	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	7,8 1	7,9 9	46,282 5
	2-H4	1	19,8	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	8,5 1	8,7 1	50,49
	1-H5	2	9,9	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	4,2 6	4,3 6	25.245
3	5-H1	2	18,15	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	7,8 1	7,9 9	46,282 5
	1-H2	1	21,45	12 0	AC-120/19	0,2 5	0,4 3	2,6 6	5,3 6	9,2 2	57,057
	H3-H2	1	14,85	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	6,3 9	6,3 4	37,867 5
	100-H3	1	8,25	12 0	AC-120/19	0,2 5	0,4 3	2,6 6	2,0 6	3,5 5	21,945
	100-H4	1	18,15	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	7,8 1	7,9 9	46,282 5
	2-H4	1	19,8	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	8,5 1	8,7 1	50,49
	1-H5	2	9,9	70	AC-70/11	0,4 3	0,4 4	2,5 5	4,2 6	4,3 6	25.245

	N початку	N кінця	Тип вітки	Тип трансформатора	Кт(д.ч.)
1	100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	36.500
2	1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	23.000
3	100	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	50.200
4	2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.830
5	2	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
6	4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.230
7	5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
8	6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
9	7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
10	7	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.680
11	11	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.850
12	11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
13	12	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
14	13	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
15	13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.100
16	16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.700
17	17	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.230
18	14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
19	15	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	10.400
20	14	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.400
21	23	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.400
22	22	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	28.600
23	21	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.110
24	20	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	26.360
25	19	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	8.360
26	1	1001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
27	1001	10035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
28	1001	10010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
29	1	1002	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000

Рисунок Б.1 – Початкові дані про вітки, взяті із програми «Втрати» для існуючої мережі

	N початку	N кінця	Тип вітки	Тип трансформатора	Кт(д.ч.)
30	1002	10135	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
31	1002	10010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
32	2	2001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
33	2001	20035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
34	2001	20010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
35	2	2002	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
36	2002	20135	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
37	2002	20010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
38	3	30010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
39	3	30010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
40	4	40010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
41	5	50010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
42	5	50010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
43	6	60010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
44	7	7001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
45	7001	70035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
46	7001	70010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
47	8	8001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
48	8001	80035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
49	8001	80010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
50	10	100010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
51	11	110010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
52	12	120010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
53	13	130010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
54	13	13001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
55	13001	130135	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
56	13001	130010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
57	14	140010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
58	15	150010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Рисунок Б.2 – Початкові дані про вітки, взяті із програми «Втрати» для існуючої мережі

	N початку	N кінця	Тип вітки	Тип трансформатора	Кт(д.ч.)
59	16	160010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
60	17	170010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
61	18	18001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
62	18001	180035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
63	18001	180010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
64	19	190010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
65	19	190010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
66	20	20001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
67	20001	200035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
68	20001	200010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
69	20	20002	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
70	20002	200135	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
71	20002	200010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
72	21	210010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
73	22	22001	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
74	22001	220035	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
75	22001	220010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
76	22	22002	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
77	22002	220135	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
78	22002	220010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
79	23	230010	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Рисунок Б.3 – Початкові дані про вітки, взяті із програми «Втрати» для існуючої мережі

	N вузла	Назва вузла	U _н ,кВ	P _н ,МВт	Q _н ,Мвар	P _г ,МВт	Q _г ,Мвар	W _г ,МВт год	Cos F _i	P _{min} ,МВт	P _{max} ,МВт	Назва РЕМ	Код шин НН
30	40010		10	1.000	0.400								
31	50010		10	1.000	0.400								
32	60010		10	1.000	0.500								
33	70035		35										
34	70010		10	4.600	2.300								
35	80035		35										
36	80010		10	1.700	0.800								
37	100010		10	1.000	0.500								
38	110010		10	1.900	0.900								
39	120010		10	1.200	0.600								
40	130010		10	5.700	2.300								
41	130135		35										
42	140010		10	4.100	2.000								
43	150010		10	2.400	1.200								
44	160010		10	1.000	0.500								
45	170010		10	1.000	0.500								
46	180035		35										
47	180010		10	5.100	2.100								
48	190010		10	0.900	0.400								
49	200035		35										
50	200010		10	6.700	4.800								
51	200135		35										
52	210010		10	1.700	0.800								
53	220035		35										
54	220010		10	9.600	4.800								
55	220135		35										
56	230010		10	1.900	0.900								
57	100		110										
58	200		110										

Рисунок Б.4 – Початкові дані про вузли, взяті із програми «Втрати» для існуючої мережі

N вузла	Назва вузла	Un,kВ	Pn,МВт	Qn,Мвар	Pr,МВт	Qr,Мвар	Wb,МВт год	Cos Fi	Pmin,МВт	Pmax,МВт	Назва РЕМ	Код шин НН
1	Ярише	110										
2	Могилів-Подільський	110										
3	Немія	110										
4	Коси	110										
5	Іванівка	110										
6	Михайлівка	110										
7	Ямпіль	110										
8	Пороги	110										
10	Радянське	110										
11	Дзигівка	110										
12	Гнатків	110										
13	Томашпіль	110										
14	Вапнярка-тяга	110										
15	Суворівська	110										
16	Антонівка	110										
17	Борівка	110										
18	Моївка	110										
19	Лукашівка	110										
20	Тростянець	110										
21	Соколівка	110										
22	Крижопіль	110										
23	Вапнярка	110										
10035		35										
10010		10	4.300	1.700								
10135		35										
20035		35										
20010		10	13.000	3.400								
20135		35										
30010		10	6.000	2.500								

Рисунок Б.5 – Початкові дані про вузли, взяті із програми «Втрати» для існуючої мережі

	N вузла	Назва вузла	Un,kВ	Pn,МВт	Qn,Мвар	Pr,МВт	Qr,Мвар	Wb,МВт год	Cos Fi	Pmin,МВт	Pmax,МВт	Назва РЕМ	Код шин НН
59	1001		110										
60	1002		110										
61	2001		110										
62	2002		110										
63	7001		110										
64	8001		110										
65	13001		110										
66	18001		110										
67	20001		110										
68	20002		110										
69	22001		110										
70	22002		110										

Рисунок Б.6 – Початкові дані про вузли, взяті із програми «Втрати» для існуючої мережі

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н
20035					36.73	4.9
20010		13.00	3.40		10.33	3.3
20135					36.73	4.9
30010		6.00	2.50		10.68	6.8
40010		1.00	0.40		10.65	6.5
50010		1.00	0.40		10.63	6.3
60010		1.00	0.50		10.53	5.3
70035					35.86	2.5
70010		4.60	2.30		10.04	0.4
80035					36.70	4.8
80010		1.70	0.80		10.42	4.2
100010		1.00	0.50		10.49	4.9
110010		1.90	0.90		10.39	3.9
120010		1.20	0.60		10.48	4.8
130010		5.70	2.30		10.37	3.7
130135					36.64	4.7
140010		4.10	2.00		10.27	2.7
150010		2.40	1.20		10.62	6.2
160010		1.00	0.50		10.47	4.7
170010		1.00	0.50		10.43	4.3
180035					35.64	1.8
180010		5.10	2.10		9.99	-0.1
190010		0.90	0.40		10.90	9.0
200035					36.59	4.5
200010		6.70	4.80		10.26	2.6

Рисунок Б.7 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н
1	Яришів				113.68	3.3
2	Могилів-Подільський				112.95	2.7
3	Немія				112.79	2.5
4	Коси				112.32	2.1
5	Іванівка				111.61	1.5
6	Михайлівка				111.25	1.1
7	Ямпіль				110.82	0.7
8	Пороги				110.79	0.7
10	Радянське				110.80	0.7
11	Дзигівка				110.81	0.7
12	Гнатків				110.98	0.9
13	Томашпіль				111.23	1.1
14	Вапнярка-тяга				112.36	2.1
15	Суворівська				113.78	3.4
16	Антонівка				110.62	0.6
17	Борівка				110.22	0.2
18	Моївка				110.04	0.0
19	Лукашівка				114.37	4.0
20	Тростянець				112.82	2.6
21	Соколівка				112.37	2.2
22	Крижопіль				111.79	1.6
23	Вапнярка				112.16	2.0
10035					37.70	7.7
10010		4.30	1.70		10.76	7.6
10135					37.82	8.1

Рисунок Б.8 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н
180010		5.10	2.10		9.99	-0.1
190010		0.90	0.40		10.90	9.0
200035					36.59	4.5
200010		6.70	4.80		10.26	2.6
200135					36.59	4.5
210010		1.70	0.80		10.57	5.7
220035					36.76	5.0
220010		9.60	4.80		10.39	3.9
220135					36.75	5.0
230010		1.90	0.90		10.53	5.3
100					115.20	4.7
200					114.80	4.4
1001					112.61	2.4
1002					112.96	2.7
2001					109.71	-0.3
2002					109.71	-0.3
7001					107.11	-2.6
8001					109.62	-0.3
13001					109.44	-0.5
18001					106.47	-3.2
20001					109.30	-0.6
20002					109.30	-0.6
22001					109.81	-0.2
22002					109.77	-0.2

Рисунок Б.9 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вузли

Nпочатку	Nкінця	P _{п.} , МВт	Q _{п.} , МВАр	P _{к.} , МВт	Q _{к.} , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	15.84	5.70	15.71	5.41	0.13	0.29	0.084	1.54
1	2	11.36	4.41	11.32	4.31	0.04	0.10	0.062	0.74
2	100	-16.56	-5.81	-16.76	-6.27	0.21	0.46	-0.090	-2.27
3	30010	3.00	1.32	3.00	1.25	0.00	0.07	0.017	1.18
3	30010	3.00	1.32	3.00	1.25	0.00	0.07	0.017	1.18
2	2001	6.54	2.57	6.52	2.02	0.02	0.55	0.036	3.71
2001	20010	6.52	2.02	6.50	1.70	0.02	0.32	0.036	2.28
2002	20010	6.52	2.02	6.50	1.70	0.02	0.32	0.036	2.28
2	2002	6.54	2.57	6.52	2.02	0.02	0.55	0.036	3.71
2	4	8.71	3.75	8.68	3.70	0.04	0.05	0.048	0.64
4	5	7.67	3.91	7.63	3.86	0.04	0.05	0.044	0.72
5	6	6.61	3.89	6.60	3.87	0.02	0.02	0.040	0.36
6	7	5.59	3.80	5.57	3.77	0.01	0.03	0.035	0.44
7	11	-0.79	0.63	-0.79	0.63	0.00	0.00	-0.005	0.00
11	12	-3.72	-0.33	-3.72	-0.33	0.01	0.01	-0.019	-0.17
12	13	-4.93	-0.45	-4.94	-0.47	0.01	0.01	-0.026	-0.26
13	14	-17.91	-5.26	-18.04	-5.46	0.14	0.20	-0.097	-1.15
14	15	-27.73	-11.13	-27.96	-11.55	0.23	0.42	-0.153	-1.43
15	200	-30.38	-12.48	-30.56	-12.81	0.18	0.33	-0.166	-1.03
14	23	5.55	3.91	5.54	3.90	0.01	0.01	0.035	0.20
23	22	3.63	3.29	3.62	3.28	0.01	0.01	0.025	0.37
22	21	-6.05	-1.64	-6.07	-1.68	0.02	0.04	-0.032	-0.59
21	20	-7.79	-1.81	-7.81	-1.85	0.02	0.04	-0.041	-0.46
20	19	-14.57	-6.77	-14.72	-6.97	0.14	0.21	-0.082	-1.55
19	200	-15.64	-6.90	-15.68	-6.97	0.04	0.07	-0.086	-0.43

Рисунок Б.10 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
19	190010	0.45	0.20	0.45	0.20	0.00	0.00	0.002	0.45
19	190010	0.45	0.20	0.45	0.20	0.00	0.00	0.002	0.45
20	20001	3.36	2.73	3.36	2.52	0.01	0.21	0.022	3.64
20001	200010	3.36	2.52	3.35	2.40	0.01	0.12	0.022	2.18
20002	200010	3.36	2.52	3.35	2.40	0.01	0.12	0.022	2.18
20	20002	3.36	2.73	3.36	2.52	0.01	0.21	0.022	3.64
22	22001	6.85	3.90	6.85	3.63	0.01	0.28	0.041	2.09
22001	220010	6.85	3.63	6.84	3.45	0.01	0.17	0.041	1.33
22002	220010	2.76	1.41	2.75	1.34	0.00	0.07	0.016	1.29
22	22002	2.76	1.52	2.76	1.41	0.00	0.11	0.016	2.13
13	130010	2.90	1.31	2.89	1.13	0.01	0.18	0.016	3.13
13001	130010	2.81	1.23	2.81	1.17	0.00	0.06	0.016	1.18
13	13001	2.82	1.34	2.81	1.23	0.00	0.11	0.016	1.94
5	50010	0.50	0.21	0.50	0.20	0.00	0.01	0.003	0.50
5	50010	0.50	0.21	0.50	0.20	0.00	0.01	0.003	0.50
1	1002	1.24	0.53	1.23	0.51	0.00	0.02	0.007	0.74
1002	10010	1.23	0.51	1.23	0.50	0.00	0.01	0.007	0.46
1001	10010	3.07	1.20	3.06	1.20	0.00	0.00	0.017	0.07
1	1001	3.07	1.28	3.07	1.20	0.00	0.08	0.017	1.13
11	10	1.01	0.54	1.01	0.54	0.00	0.00	0.006	0.01
22001	220035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
10	100010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.23
2002	20135	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2001	20035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
22002	220135	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00

Рисунок Б.11 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
23	230010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.24
14	140010	4.12	2.40	4.10	2.00	0.03	0.40	0.024	5.38
7	8	1.72	0.89	1.72	0.89	0.00	0.00	0.010	0.03
8	8001	1.70	0.87	1.70	0.82	0.00	0.04	0.010	1.26
13001	130135	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
8001	80035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
13	16	7.22	2.94	7.19	2.89	0.03	0.04	0.040	0.62
16	160010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.23
16	17	6.18	2.93	6.16	2.90	0.02	0.02	0.036	0.41
17	170010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.24
17	18	5.15	2.71	5.15	2.70	0.01	0.01	0.030	0.19
18	18001	5.13	2.72	5.11	2.33	0.01	0.39	0.030	3.98
18001	180010	5.11	2.33	5.10	2.10	0.01	0.23	0.030	2.41
18001	180035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
12	120010	1.20	0.63	1.20	0.60	0.00	0.03	0.007	1.48
11	110010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.32
7	7001	4.62	2.84	4.61	2.50	0.01	0.34	0.028	4.04
7001	70035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
7001	70010	4.61	2.50	4.60	2.30	0.01	0.20	0.028	2.44
6	60010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.22
20001	200035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
15	150010	2.41	1.33	2.40	1.20	0.01	0.13	0.014	2.92
4	40010	1.00	0.42	1.00	0.40	0.00	0.02	0.006	1.00
8001	80010	1.70	0.82	1.70	0.80	0.00	0.02	0.010	0.77
1002	10135	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00

Рисунок Б.12 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	P _п , МВт	Q _п , МВАр	P _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
8001	80035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
13	16	7.22	2.94	7.19	2.89	0.03	0.04	0.040	0.62
16	160010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.23
16	17	6.18	2.93	6.16	2.90	0.02	0.02	0.036	0.41
17	170010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.24
17	18	5.15	2.71	5.15	2.70	0.01	0.01	0.030	0.19
18	18001	5.13	2.72	5.11	2.33	0.01	0.39	0.030	3.98
18001	180010	5.11	2.33	5.10	2.10	0.01	0.23	0.030	2.41
18001	180035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
12	120010	1.20	0.63	1.20	0.60	0.00	0.03	0.007	1.48
11	110010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.32
7	7001	4.62	2.84	4.61	2.50	0.01	0.34	0.028	4.04
7001	70035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
7001	70010	4.61	2.50	4.60	2.30	0.01	0.20	0.028	2.44
6	60010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.22
20001	200035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
15	150010	2.41	1.33	2.40	1.20	0.01	0.13	0.014	2.92
4	40010	1.00	0.42	1.00	0.40	0.00	0.02	0.006	1.00
8001	80010	1.70	0.82	1.70	0.80	0.00	0.02	0.010	0.77
1002	10135	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2	3	6.05	2.76	6.04	2.75	0.01	0.01	0.034	0.17
20002	200135	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
1001	10035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
21	210010	1.70	0.86	1.70	0.80	0.00	0.06	0.010	1.96

Рисунок Б.13 – Результати розрахунку існуючої мережі. Інформація про вітки

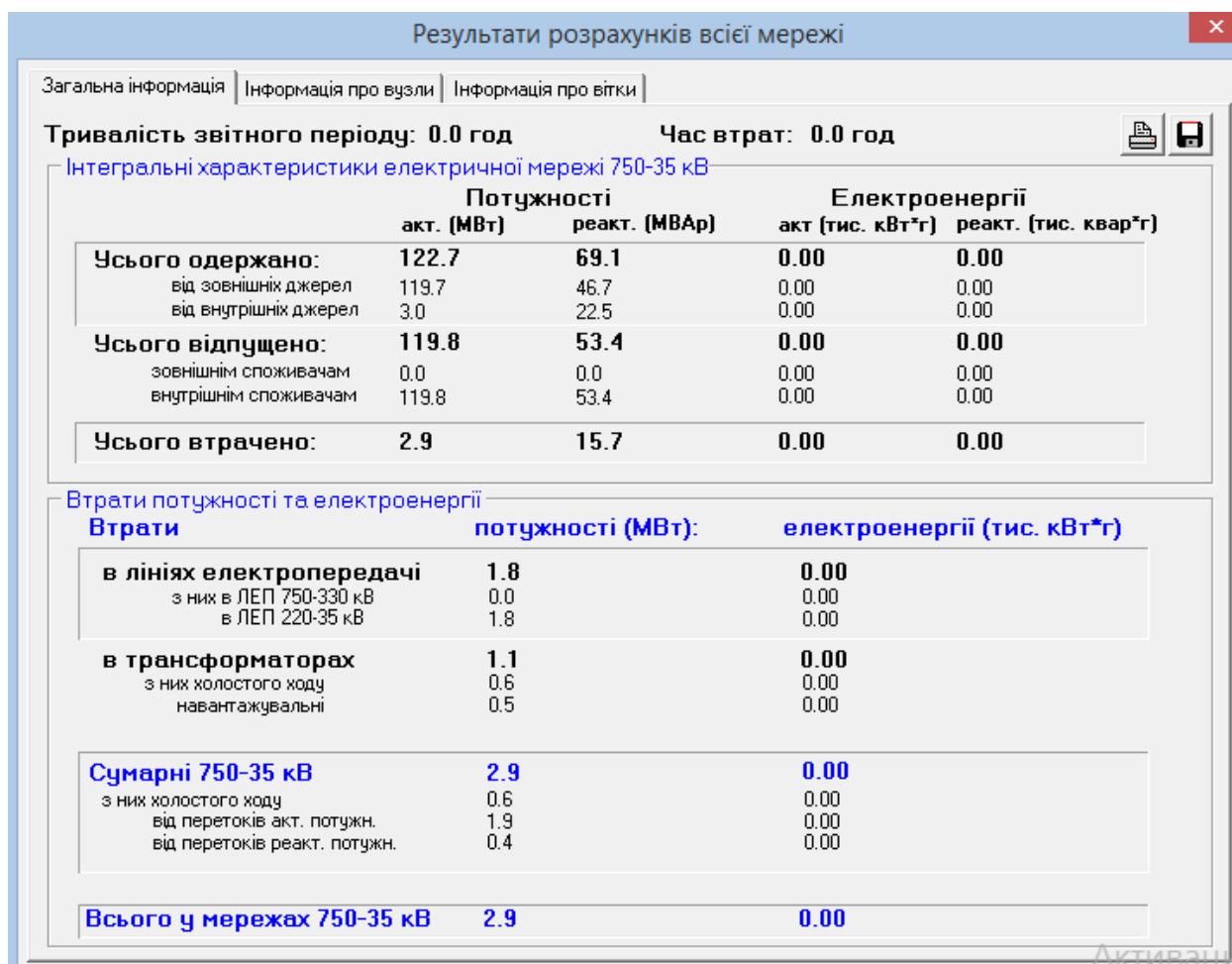


Рисунок Б.14 – Результати розрахунку спроектованої мережі (усталений режим)

Результати розрахунків всієї мережі							✕
Загальна інформація							Інформація про вузли
							Інформація про вітки
N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н	↕
10135					37.71	7.8	
20035					36.74	5.0	
20010		13.00	3.40		10.33	3.3	
20135					36.74	5.0	
30010		6.00	2.50		10.68	6.8	
40010		1.00	0.40		10.68	6.8	
50010		1.00	0.40		10.68	6.8	
60010		1.00	0.50		10.60	6.0	
70035					36.07	3.0	
70010		4.60	2.30		10.10	1.0	
80035					36.90	5.4	
80010		1.70	0.80		10.48	4.8	
100010		1.00	0.50		10.53	5.3	
110010		1.90	0.90		10.44	4.4	
120010		1.20	0.60		10.52	5.2	
130010		5.70	2.30		10.39	3.9	
130135					36.72	4.9	
140010		4.10	2.00		10.29	2.9	
150010		2.40	1.20		10.62	6.2	
160010		1.00	0.50		10.49	4.9	
170010		1.00	0.50		10.46	4.6	
180035					35.73	2.1	
180010		5.10	2.10		10.02	0.2	
190010		0.90	0.40		10.90	9.0	
200035					36.61	4.6	

Рисунок Б.15 – Результати розрахунку спроектованої мережі (усталений режим, інформація про вузли)

Результати розрахунків всієї мережі						
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки						
N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н
200035					36.61	4.6
200010		6.70	4.80		10.26	2.6
200135					36.61	4.6
210010		1.70	0.80		10.58	5.8
220035					36.79	5.1
220010		9.60	4.80		10.40	4.0
220135					36.78	5.1
230010		1.90	0.90		10.54	5.4
100					115.20	4.7
200					114.80	4.4
1001					112.29	2.1
1002					112.65	2.4
2001					109.74	-0.2
2002					109.74	-0.2
7001					107.73	-2.1
8001					110.21	0.2
13001					109.69	-0.3
18001					106.73	-3.0
20001					109.34	-0.6
20002					109.34	-0.6
22001					109.91	-0.1
22002					109.87	-0.1
91	H1				112.20	2.0
92	H2				112.97	2.7
93	H3				114.45	4.0

Рисунок Б.16 – Результати розрахунку спроектованої мережі (усталений режим, інформація про вітки)

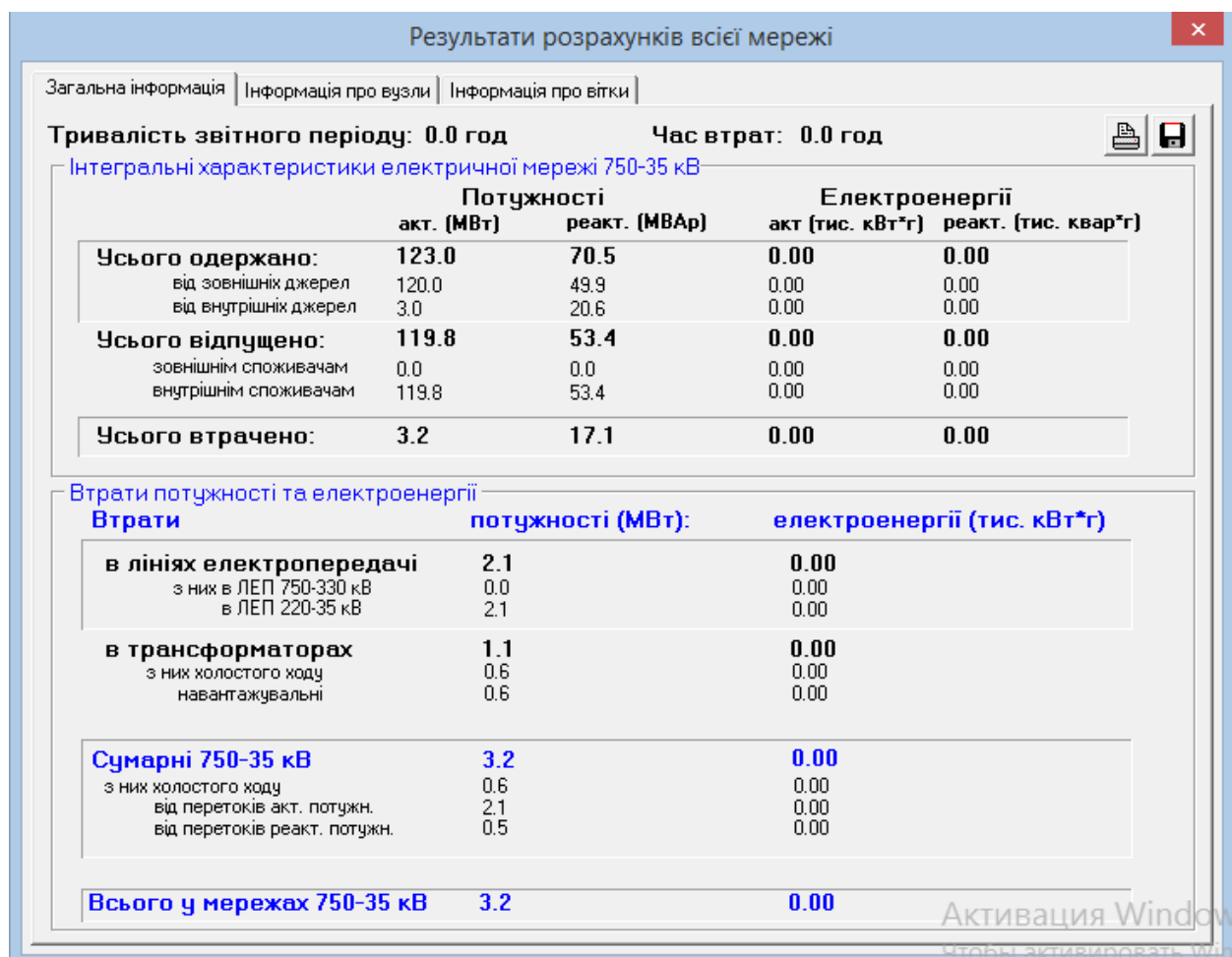


Рисунок Б.17 – Результати розрахунку спроектованої мережі (мінімальне навантаження)

Результати розрахунків всієї мережі						
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки						
N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н
1	Яришів				108.05	-1.8
2	Могилів-Подільський				107.65	-2.1
3	Немія				107.47	-2.3
4	Коси				107.24	-2.5
5	Іванівка				106.81	-2.9
6	Михайлівка				106.61	-3.1
7	Ямпіль				106.09	-3.6
8	Пороги				106.06	-3.6
10	Радянське				106.00	-3.6
11	Дзигівка				106.01	-3.6
12	Гнатків				106.13	-3.5
13	Томашпіль				106.32	-3.3
14	Вапнярка-тяга				107.46	-2.3
15	Суворівська				108.93	-1.0
16	Антонівка				105.67	-3.9
17	Борівка				105.24	-4.3
18	Моївка				105.05	-4.5
19	Лукашівка				109.54	-0.4
20	Тростянець				107.91	-1.9
21	Соколівка				107.44	-2.3
22	Крижопіль				106.84	-2.9
23	Вапнярка				107.24	-2.5
10035					35.79	2.3
10010		4.30	1.70		10.22	2.2
10135					35.92	2.6

Рисунок Б.18 – Результати розрахунку спроектованої мережі (мінімальне навантаження, інформація про вузли)

Результати розрахунків всієї мережі										
Загальна інформація		Інформація про вузли			Інформація про вітки					
Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	
100	1	15.02	8.90	14.86	8.55	0.16	0.35	0.091	1.96	
1	2	5.33	2.61	5.32	2.58	0.01	0.03	0.032	0.41	
2	100	-13.22	-7.34	-13.39	-7.72	0.17	0.37	-0.081	-2.37	
3	30010	3.00	1.33	3.00	1.25	0.00	0.08	0.018	1.24	
3	30010	3.00	1.33	3.00	1.25	0.00	0.08	0.018	1.24	
2	2001	6.54	2.67	6.52	2.06	0.02	0.61	0.038	3.98	
2001	20010	6.52	2.06	6.50	1.70	0.02	0.35	0.038	2.45	
2002	20010	6.52	2.06	6.50	1.70	0.02	0.35	0.038	2.45	
2	2002	6.54	2.67	6.52	2.06	0.02	0.61	0.038	3.98	
2	4	7.15	1.01	7.12	0.97	0.02	0.03	0.039	0.41	
4	5	6.11	1.12	6.09	1.09	0.02	0.03	0.033	0.44	
5	6	5.07	1.08	5.06	1.07	0.01	0.01	0.028	0.21	
6	7	7.01	4.03	6.99	3.99	0.02	0.04	0.044	0.53	
7	11	0.62	0.72	0.62	0.72	0.00	0.00	0.005	0.08	
11	12	-2.30	-0.30	-2.30	-0.31	0.00	0.00	-0.013	-0.12	
12	13	-3.52	-0.48	-3.52	-0.49	0.01	0.01	-0.019	-0.20	
13	14	-16.50	-5.59	-16.63	-5.78	0.13	0.19	-0.094	-1.15	
14	15	-26.57	-11.63	-26.81	-12.07	0.24	0.44	-0.156	-1.49	
15	200	-29.23	-13.05	-29.42	-13.39	0.19	0.34	-0.169	-1.07	
14	23	5.81	4.00	5.80	3.99	0.01	0.01	0.038	0.22	
23	22	3.88	3.33	3.87	3.32	0.01	0.02	0.027	0.41	
22	21	-5.80	-1.73	-5.82	-1.77	0.02	0.04	-0.033	-0.61	
21	20	-7.53	-1.98	-7.56	-2.02	0.03	0.04	-0.042	-0.48	
20	19	-14.33	-7.07	-14.48	-7.30	0.16	0.23	-0.085	-1.63	
19	200	-15.40	-7.27	-15.45	-7.34	0.04	0.08	-0.090	-0.46	

Рисунок Б.19 – Результати розрахунку спроектованої мережі (мінімальне навантаження, інформація про вітки)

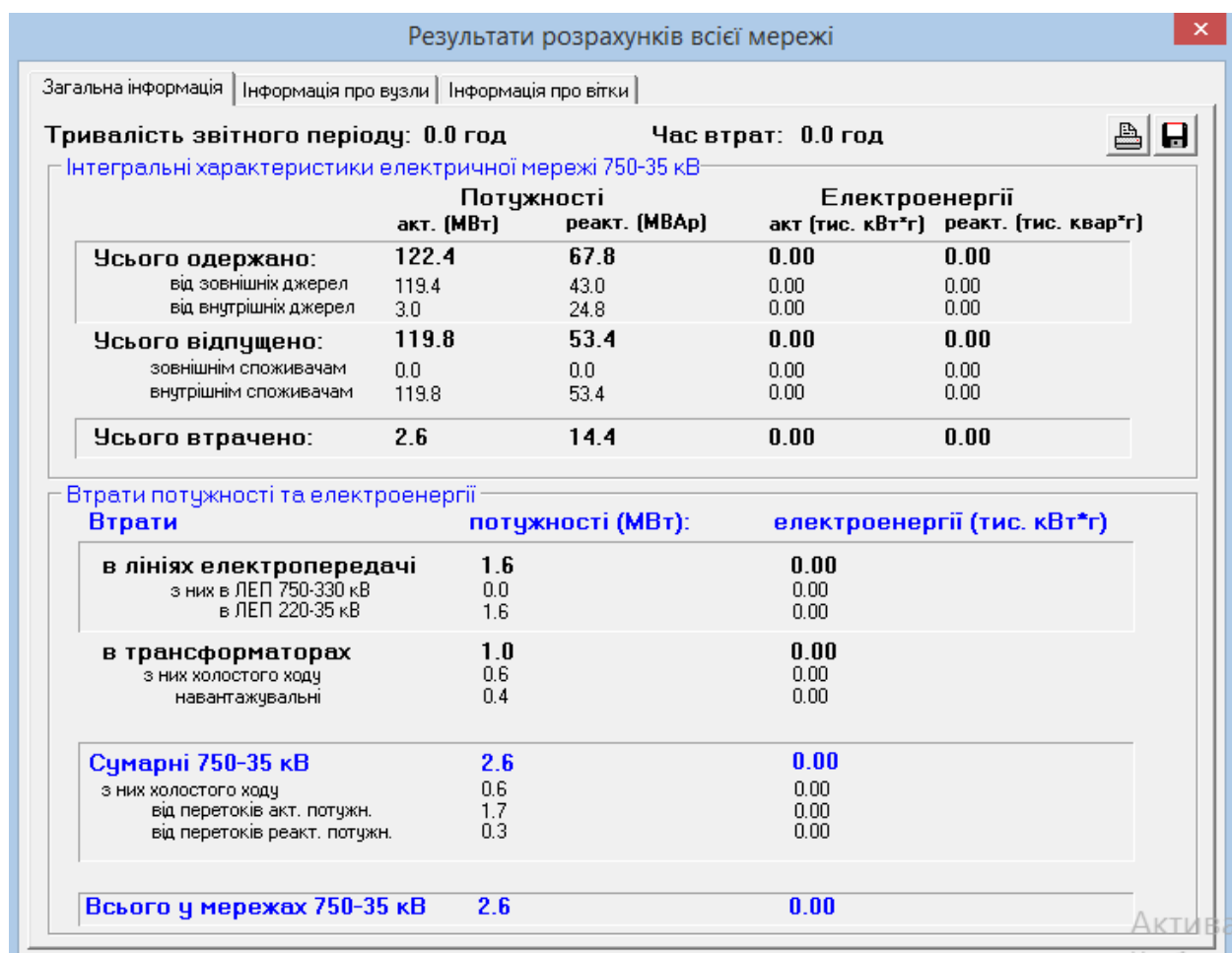


Рисунок Б.20 – Результати розрахунку спроектованої мережі (післяаварійний режим)

Результати розрахунків всієї мережі						
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки						
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U, кВ	dU, % від U _н
10135					39.72	13.5
20035					38.83	11.0
20010		13.00	3.40		10.94	9.4
20135					38.83	11.0
30010		6.00	2.50		11.27	12.7
40010		1.00	0.40		11.27	12.7
50010		1.00	0.40		11.28	12.8
60010		1.00	0.50		11.20	12.0
70035					38.27	9.3
70010		4.60	2.30		10.75	7.5
80035					39.04	11.5
80010		1.70	0.80		11.09	10.9
100010		1.00	0.50		11.15	11.5
110010		1.90	0.90		11.06	10.6
120010		1.20	0.60		11.14	11.4
130010		5.70	2.30		11.02	10.2
130135					38.91	11.2
140010		4.10	2.00		10.92	9.2
150010		2.40	1.20		11.24	12.4
160010		1.00	0.50		11.12	11.2
170010		1.00	0.50		11.08	10.8
180035					38.00	8.6
180010		5.10	2.10		10.68	6.8
190010		0.90	0.40		11.50	15.0
200035					38.80	10.9

Рисунок Б.21 – Результати розрахунку спроектованої мережі (післяаварійний режим, інформація про вузли)

Результати розрахунків всієї мережі									
Загальна інформація		Інформація про вузли			Інформація про вітки				
Nпочатку	Nкінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Rk, МВт	Qk, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
19	200	-15.32	-6.35	-15.35	-6.41	0.03	0.06	-0.079	-0.39
19	190010	0.45	0.20	0.45	0.20	0.00	0.00	0.002	0.43
19	190010	0.45	0.20	0.45	0.20	0.00	0.00	0.002	0.43
20	20001	3.36	2.69	3.35	2.51	0.01	0.18	0.021	3.40
20001	200010	3.35	2.51	3.35	2.40	0.01	0.11	0.021	2.04
20002	200010	3.35	2.51	3.35	2.40	0.01	0.11	0.021	2.04
20	20002	3.36	2.69	3.35	2.51	0.01	0.18	0.021	3.40
22	22001	6.85	3.85	6.85	3.61	0.01	0.24	0.038	1.95
22001	220010	6.85	3.61	6.84	3.45	0.01	0.15	0.038	1.24
22002	220010	2.76	1.40	2.75	1.34	0.00	0.06	0.015	1.20
22	22002	2.76	1.50	2.76	1.40	0.00	0.10	0.015	1.98
13	130010	2.90	1.29	2.89	1.13	0.01	0.16	0.016	2.89
13001	130010	2.81	1.22	2.81	1.17	0.00	0.06	0.015	1.10
13	13001	2.82	1.32	2.81	1.22	0.00	0.10	0.015	1.80
91	91001	-1.49	-0.88	-1.50	-0.98	0.01	0.11	-0.008	-4.43
91	91001	-1.49	-0.88	-1.50	-0.98	0.01	0.11	-0.008	-4.43
5	50010	0.50	0.20	0.50	0.20	0.00	0.00	0.003	0.46
5	50010	0.50	0.20	0.50	0.20	0.00	0.00	0.003	0.46
2	94	-7.58	2.97	-7.62	2.93	0.04	0.04	-0.039	-0.38
94	100	-19.70	-4.69	-19.93	-4.90	0.23	0.21	-0.098	-1.65
94	94001	6.02	4.07	6.00	3.55	0.03	0.51	0.035	5.17
94	94001	6.02	4.07	6.00	3.55	0.03	0.51	0.035	5.17
1	1002	1.23	0.53	1.23	0.51	0.00	0.02	0.006	0.70
1002	10010	1.23	0.51	1.23	0.50	0.00	0.01	0.006	0.43
1001	10010	3.07	1.20	3.06	1.20	0.00	0.00	0.016	0.07

Рисунок Б.22 – Результати розрахунку спроектованої мережі (післяаварійний режим, інформація про вітки)

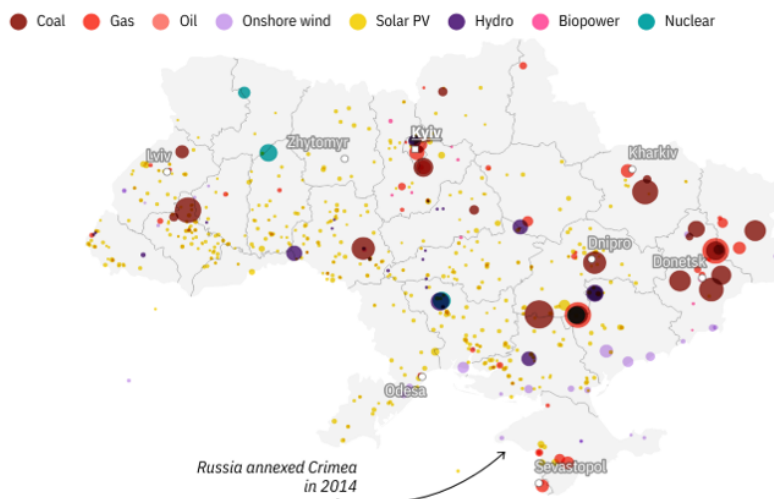
Додаток В**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

Мета роботи полягає у дослідженні перспектив розвитку відновлювальних джерел енергії та їх впливу на електроенергетичну систему, що в майбутньому допоможе впроваджувати найефективніші рішення для стабільної і оптимальної її роботи.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- Аналіз ефективності використання відновлювальних джерел енергії;
- Аналіз впливу відновлювальних джерел енергії на енергосистему;
- Аналіз сучасних тенденцій, що сприяють інтеграції ВДЕ в енергосистему;
- Розрахунок приєднання відновлювальних джерел енергії до існуючої мережі;
- Розроблення технологічних рішень та стратегій розвитку відновлювальних джерел енергії.

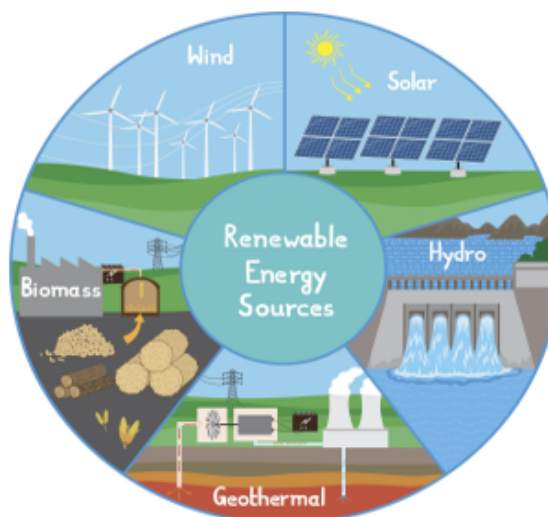
Active/partially active power plants (size represents capacity, MW)



Ажіотаж ВДЕ пов'язаний, в першу чергу з великою світовою кризою на фоні війни, різних економічних чинників, які підштовхують країни і їх лідерів до введення і використання нових рішень в сфері технологій, енергетичній, видобувній промисловості.

Джерела енергії, які не вичерпуються та поповнюються природними процесами, називаються відновлювальними джерелами енергії. Це можуть бути:

- Вітроенергетичні системи
- Сонячні станції
- Гідроелектростанції
- Сонячні теплоенергетичні системи
- Біоенергетичні системи
- Геотермальні системи
- та інші.



Характеристика відновлювальних джерел енергії порівняно з традиційними:

- Традиційні джерела є невідновлювальними і їх запаси зменшуються, альтернативні - невичерпні і доступні.
- Традиційні джерела мають максимально негативний вплив на довкілля, в той час як ВДЕ цей вплив максимально нівелює.
- ВДЕ ефективно нестійкі через залежність від природних умов, тоді як традиційні джерела є стабільними.
- Видобування традиційних ресурсів дорожче, в той час як відновлювальні джерела з кожним роком стають сучасніше і дешевше.
- Традиційні джерела потребують умов транспортування, а ВДЕ можуть бути вироблені на місці споживання.
- Традиційні джерела енергії є надійними, а ВДЕ поки що менш надійні через нестійкість.

Джерела енергії



ПЕРЕВАГИ РІЗНИХ ТИПІВ ВДЕ

Сонячна енергія	• Універсальність (підходить для електро- й тепlopостачання). • Екологічність (у процесі виробництва відсутні шкідливі викиди газів у навколишнє середовище). • Доступність (потрібна лише наявність сонця). • Зручність (процес виробництва автономний та безшумний). • Дешевизна (дешевий процес генерації електроенергії, основні витрати пов'язані з придбанням та обслуговуванням панелей).
Енергія вітру	• Невичерпність (особливо актуальна у вітряних районах). • Простота (легка експлуатація після установки обладнання). • Екологічність (не забруднює навколишнє середовище, має найнижчий вуглецевий слід з усіх відновлювальних джерел).
Енергія води	• Енергоефективність. • Доступність (наявність широкого асортименту обладнання). • Економія (максимальний результат при мінімальних витратах).
Геотермальна енергія	• Універсальність (підходить для електро- й тепlopостачання). • Ефективність (стабільне і майже невичерпне джерело). • Автономність (постачання не залежить від доби і пори року).
Біопаливо	• Економія (ефективне співвідношення вигід і витрат, стимулювання сільського господарства). • Ефективність (легка відновлюваність).

НЕДОЛІКИ ВДЕ

Сонячна енергетика
•Нерівномірність і нерегулярність потужностей, пов'язана із мінливістю сонячної активності. •Потребує великих площ. •Складність утилізації використаних панелей.
Вітрова енергетика
•Наявність шуму. •Висока вартість обладнання та великий термін окупності. •Територіальна обмеженість. •Потрапляння тварин в лопасті.
Водна енергетика
•Можливість затоплення територій. •Наявність шуму. •Можлива загибель риб та рослин внаслідок зменшення рівня кисню в воді.
Геотермальна енергетика
•Насичені токсичними компонентами. •Вимагають очищення, яке може порушувати природні явища.
Біопаливо
•Тривале відновлення сировини та негативний вплив від добрив, які використовуються при вирощуванні культур. Зміни в землекористуванні. •Промислове забруднення (при спалюванні виділяються шкідливі речовини).

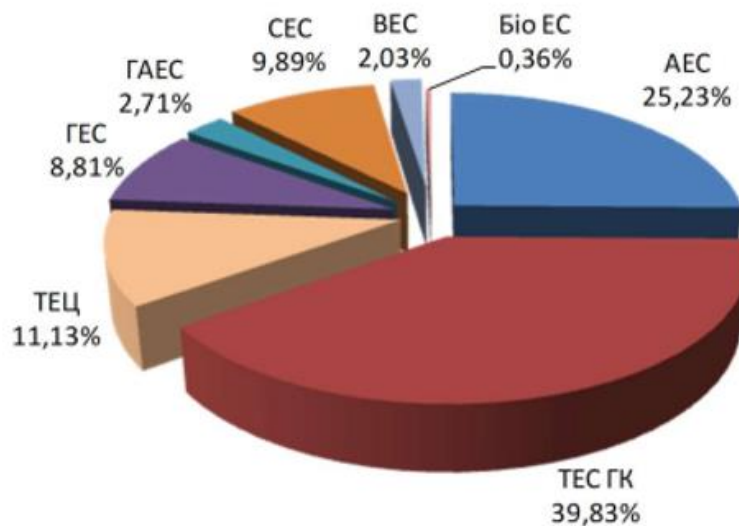


Рисунок – Генеруючі потужності ОЕС України станом на січень 2022 року

Коефіцієнти ефективності ВДЕ

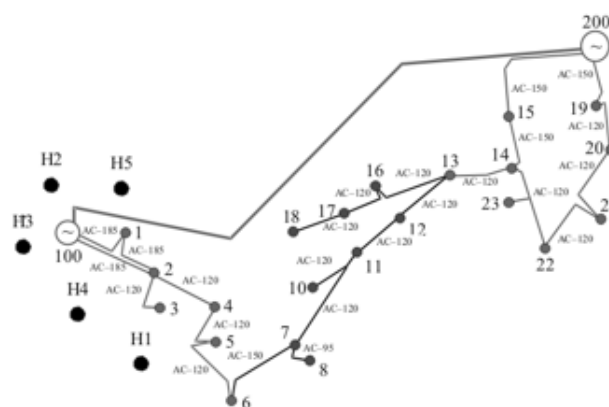
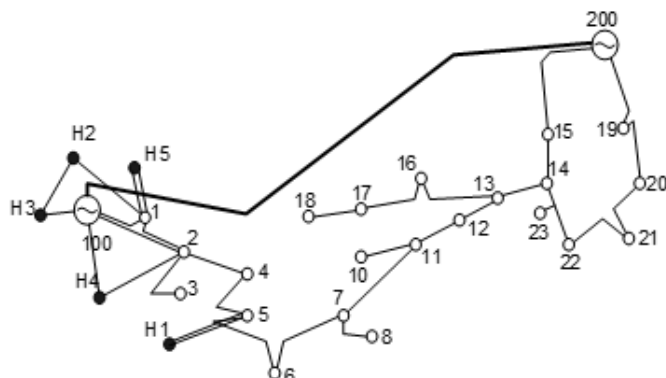


Рисунок – Схема електричної мережі в районі спорудження СЕС

Рисунок - Найбільш економічно вигідний варіант розвитку електричної мережі



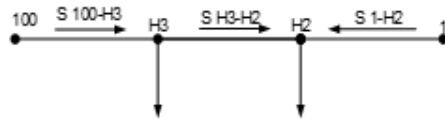


Рисунок – Розрахунок перетоків потужностей головних ділянок

РЕЗУЛЬТАТИ ВИБОРУ ТРАНСФОРМАТОРІВ

№ вуз-ла	Тип	S _{роз} МВА	S _{ном} МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _k %	R Ом	X Ом	ΔQ _x квар
					ВН	НН							
H1	ТМН-2500/110	2304	2500	+10 × 1,5% -8 × 1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
H2	ТДН-16000/110	15873	16000	±9 × 1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
H3	ТМН-6300/110	5102	6300	±9 × 1,78%	115	6,5; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
H4	ТДН-10000/110	9967	10000	±9 × 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
H5	ТМН-6300/110	2946	6300	±9 × 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

ВИБІР РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИБОРІВ

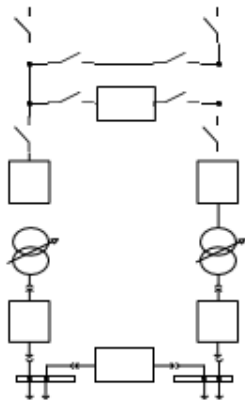


Рисунок – Місток з вимикачем в перемичці та відділювачами в ланцюгах трансформаторів

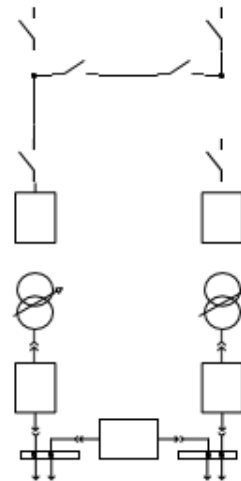


Рисунок – Місток з вимикачем в ланцюгах трансформаторів та без вимикача в перемичці

Ми здійснили розрахунок потокорозподілу, втрат потужності та напруги на навантаженні для схеми №3. Дані обчислення були проведені на основі результатів отриманих з програми "Втрати-110", в котрій ми прорахували 3 режими роботи нашої новоствореної електричної мережі.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
H1	112.2	106.88	118.44
H2	112.97	107.64	118.93
H3	114.45	109.2	120.31
H4	113.42	108.11	119.36
H5	113.27	107.95	119.23

Результати розрахунку приведених витрат

№ сх.	$K_{n/ст}$	K_n	K	$B_{n/ст}$	B_n	$B_{\Delta w}$	B	$З$
	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.
3	912296	46850.2	959146.16	85755.824	1311.804	1487.234	88556.862	8081439.53

ВИСНОВКИ

У бакалаврській дипломній роботі проаналізовано перспективи розвитку відновлювальних джерел енергії в електроенергетичній системі. Виявлено проблеми, що гальмують розвиток ВДЕ, а також запропоновано варіанти їх вирішення. Під час реалізації даного дослідження, було вирішено наступні завдання:

- Проведено аналіз актуальних на сьогодні джерел відновлювальної енергетики, зроблено порівняльну характеристику відновлювальних джерел енергії з традиційними.
- Була встановлена оцінка ефективності використання відновлювальних джерел енергії, як в Україні, так і в світі.
- Був розрахований проєкт приєднання п'яти нових об'єктів до існуючої мережі. На одному з таких об'єктів, була розташована сонячна електростанція. В процесі розрахунку сформовано три напрямки розвитку нової електричної мережі. Розраховано потужності навантажень схем приєднання, вибрано номінальну напругу в схемах. Вибрано марки і площі перерізу ЛЕП, трансформатори на підстанціях. Зроблено баланс потужностей. Вибрано схеми розподільних пристроїв, а також економічно доцільну схему приєднання. Проведено розрахунок режимів роботи мережі та регулювання напруги. Визначено техніко-економічні показники спроектованої мережі.
- Проведено розрахунки в програмному комплексі «Втрати-110».
- Як результат, маємо стійку та якісну роботу електричної мережі після введення п'яти нових об'єктів, в тому числі і сонячної електростанції.