

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

**АНАЛІЗ МОЖЛИВОЇ СТРУКТУРИ ГЕНЕРАЦІЇ В ОБ'ЄДНАНІЙ
ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»
Зеленько І.Я.

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Вишневський С. Я.

«03» 06 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. КЕМСК
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Начака О.М.

«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 перш ий (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«20» квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Зеленько Іллі Ярославовичу.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1.Тема роботи «Аналіз можливої структури генерації в об'єднаній енергосистемі України»

Керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 №97

2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

2<https://interactive.carbonbrief.org/the-carbon-brief-profile-germany/index>.3.

<https://www.trade.gov/country-commercial-guides/germany-energy>? 4.

<https://www.france.promotour.info/economie-energie.php> Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 550 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1276 МВт;

максимальна потужність, що віддається в район 530 МВт ;номінальна

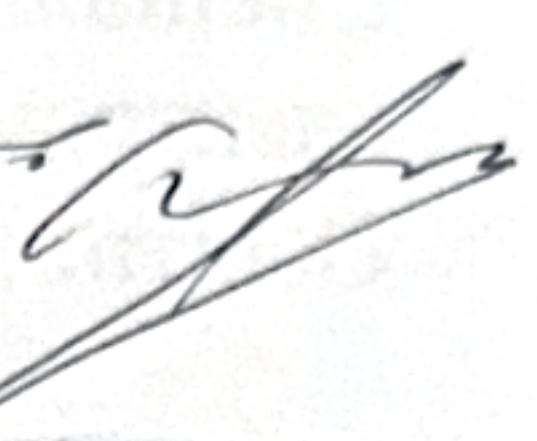
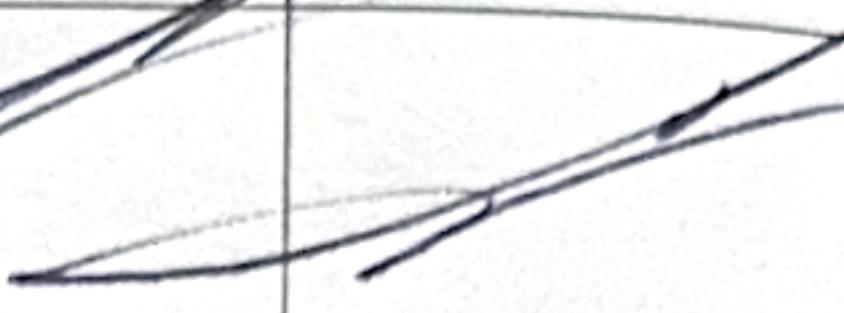
потужність системи 20000 МВА; номінальний опір системи 0,1 в.о.;

номінальна напруга системи 500кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ НІМЕЧЧИНИ2 СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ ФРАНЦІЇ3 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СЕКТОРІВ4 ПРОПОНОВАНА СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

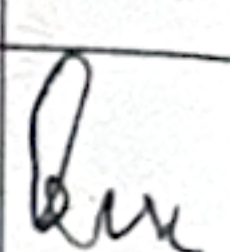
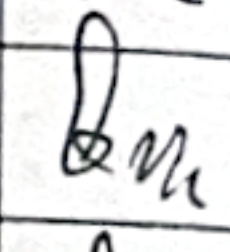
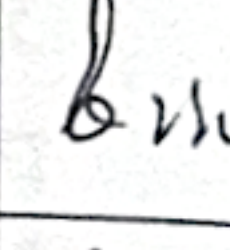
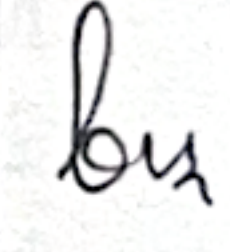
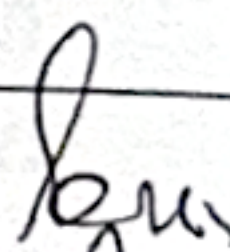
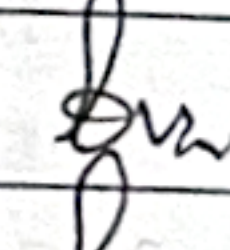
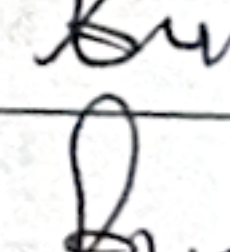
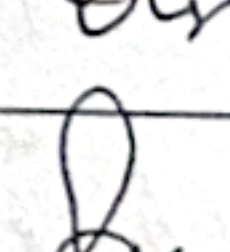
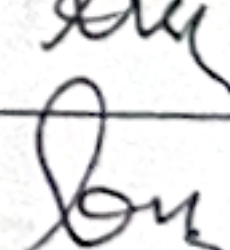
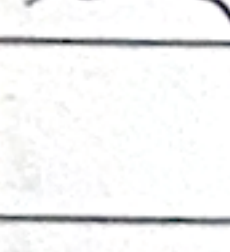
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1.Поточна структура генерації в Україні, 2.Досвід Нвмеччини та Франції, 3.Практики що ватрто та не варто адаптувати в Укураїні, 4.Пропонована структура генерації в Україні, 5.Запропонований поділ Урнаїни на локальні енергосистеми, 6.ЛЕС «Центр», 7.ЛЕС «Захід», 8.ЛЕС «Схід», 9.ЛЕС «Південь», 10.Можливості балансування та тарифна політика

6. Консультанти розділів роботи

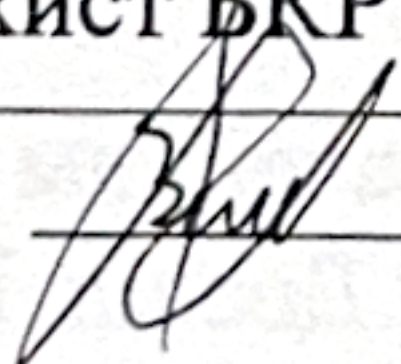
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я. к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В д. пед. н., проф., завідувач каф.		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

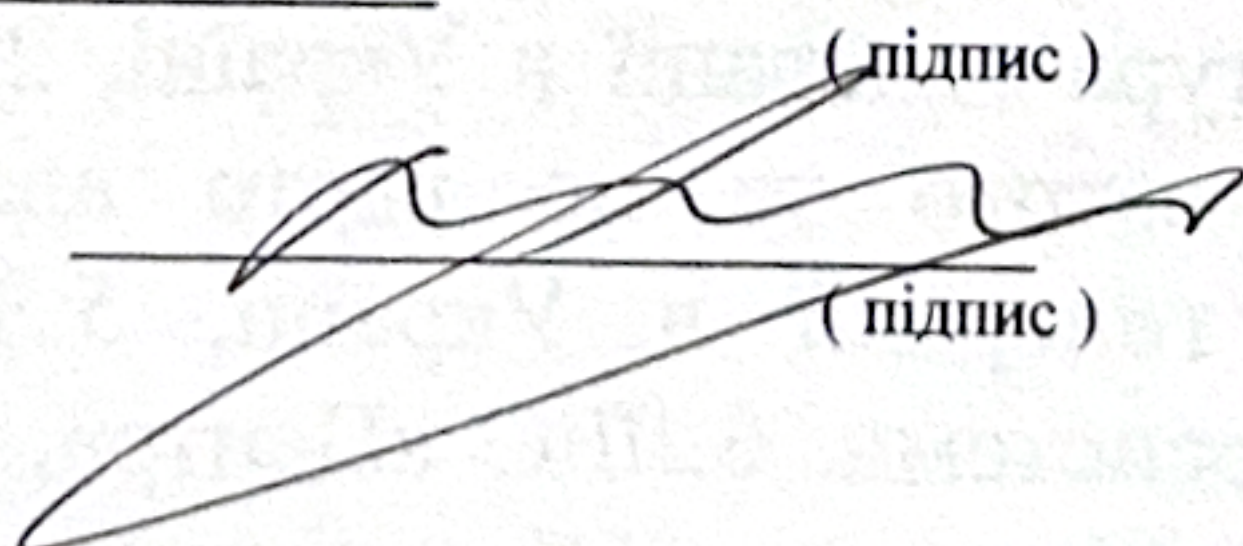
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми БКР	16.03.2025	17.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	18.03.2025	20.03.2025	
4	Структура генерації Німеччини та Франції	01.04.2025	06.04.2025	
5	Аналіз можливої структури генерації в об'єднаній енергосистемі України	19.04.2025	25.04.2025	
6	Виконання розділу охорони праці	26.04.2025	30.04.2025	
7	Формування висновків по роботі	01.05.2025	09.05.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки	15.05.2025	20.05.2025	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	21.05.2025	30.05.2025	
10	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР	04.06.2025	05.06.2025	
11	Рецензування БКР	07.06.2025	09.06.2025	
	Захист БКР	10.06.2025	13.06.2025	

Студент

Зеленько І.Я.

(підпис)

Керівник роботи



(підпис)

Вишневський С.Я

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311

Зеленько Ілля Ярославович. «Аналіз можливої структури генерації в об'єднаній енергосистемі України». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 76 с. Бібліогр.: 34. Рис. : 30. Табл. : 11.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі «Аналіз можливої структури генерації в об'єднаній енергосистемі України» проведено системне дослідження сучасного стану та перспектив розвитку національного енергетичного комплексу з урахуванням досвіду країн Європейського Союзу — зокрема Німеччини та Франції. У роботі визначено та порівняно географічні, промислові й економічні особливості, що впливають на формування структури генерації в кожній з країн. Обґрунтовано доцільність оптимального поєднання атомної, теплової, гідро- та відновлювальної генерації на основі регіональної специфіки, енергетичної безпеки та екологічної доцільності.

Особливу увагу приділено моделі локальних енергосистем (ЛЕС) в Україні, яка передбачає поділ ОЕС на регіональні енергетичні блоки з урахуванням фактичного розміщення генеруючих потужностей, рівнів промислового навантаження та потенціалу для балансування. Запропоновано техніко-економічно обґрунтовану структуру генерації для кожної ЛЕС, що передбачає гнучкість режимів роботи (острівний та синхронний), а також забезпечення сталого енергозабезпечення за умов кризових або військових загроз. У дослідженні застосовано аналітичний підхід до узгодження між обсягами виробництва і споживання електроенергії в регіонах.

Результати роботи можуть бути використані при розробленні стратегій розвитку енергосистеми України, реформуванні тарифної політики,

модернізації електростанцій та плануванні інтеграції з європейською мережею ENTSO-E.

Ключові слова: структура генерації, об'єднана енергосистема, локальні енергосистеми, атомна енергетика, теплова генерація, гідроенергетика, ВДЕ, енергетична безпека, балансування, Україна, Німеччина, Франція.

ABSTRACT

UDC 621.311

Zelenko Illia Yaroslavovych. *“Analysis of the Possible Generation Structure in the United Energy System of Ukraine”*. Bachelor’s Qualification Thesis. – Vinnytsia: VNTU, 2025. – 76 p. References: 34. Figures: 30. Tables: 11.

This bachelor’s qualification thesis titled “Analysis of the Possible Generation Structure in the United Energy System of Ukraine” presents a comprehensive study of the current state and development prospects of the national power sector, taking into account the experience of European Union countries — particularly Germany and France. The thesis identifies and compares geographical, industrial, and economic characteristics that influence the formation of generation structures in each of the analyzed countries. It substantiates the rationale for an optimal mix of nuclear, thermal, hydro, and renewable energy sources based on regional specificity, energy security, and environmental sustainability.

Special attention is given to the model of local energy systems (LES) in Ukraine, which involves dividing the United Energy System into regional energy clusters based on the actual distribution of generating capacities, levels of industrial load, and balancing potential. A technically and economically justified generation structure is proposed for each LES, enabling both islanded and synchronous operation modes while ensuring reliable energy supply in crisis or military threat scenarios. The study employs an analytical approach to matching regional electricity production with consumption.

The results of the research can be applied in the development of Ukraine’s energy system strategies, reform of tariff policy, modernization of power plants, and planning of integration with the European grid ENTSO-E.

Keywords: generation structure, united energy system, local energy systems, nuclear energy, thermal generation, hydropower, RES, energy security, balancing, Ukraine, Germany, France.

ЗМІСТ

ВСТУП	
1 СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ НІМЕЧЧИНИ.....	
1.1 Аналіз сучасної структури генерації в Німеччині.....	
1.2 Споживання та генерація енергії.....	
1.3 Імпорт енергоносіїв.....	
1.4 Ядерна енергетика Німеччини.....	
2 СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ ФРАНЦІЇ.....	
2.1 Виробництво первинної енергії у Франції.....	
2.2 Економічні показники енергетичного комплексу Франції.....	
2.3 Кінцеве споживання Франції.....	
3 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СЕКТОРІВ.....	
3.1 Географічні відмінності у порівнянні з Україною.....	
3.2 Промислові відмінності у порівнянні з Україною.....	
3.3 Економічні відмінності (робота енергоринку)у порівнянні з Україною.....	
3.4 Адаптація до умов України	
4 ПРОПОНОВАНА СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ.....	
4.1 Поточна структура генерації в Україні.....	
4.2 Пропонована структура генерації для України.....	
4.3 Можливість реалізації роботи локальних електроенергетичних систем в Україні.....	
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	

5.1.2 Електробезпека.....	
5.2 Технічні рішення з виробничої санітарії	
5.2.1 Мікроклімат.....	
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	
5.2.3 Виробниче освітлення.....	
5.2.4 Виробничий шум.....	
5.3 Пожежна безпека	
6 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ.....	
ВИСНОВКИ.....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ РОБОТИ.....	
ДОДАТОК Б.....	

ВСТУП

У ХХІ столітті енергетична безпека стала одним із ключових чинників стабільного розвитку держав. Енергетичні системи, що раніше орієнтувалися здебільшого на централізоване виробництво на базі викопного палива, нині зазнають трансформацій під впливом трьох визначальних факторів: потреби у зменшенні викидів парникових газів, інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та підвищення гнучкості функціонування мережі, зокрема в умовах воєнних загроз. Саме на цьому тлі особливого значення набуває переосмислення структури генерації в енергосистемах європейських країн, таких як Німеччина та Франція, досвід яких є цінним для України в процесі її енергетичної модернізації.

Франція, спираючись на значний парк атомних електростанцій, забезпечує понад 60% своєї генерації безвуглецевою енергією. Сучасна енергетична стратегія цієї країни передбачає модернізацію АЕС, підтримку гідроенергетики та поступовий розвиток ВДЕ. Натомість Німеччина, після відмови від ядерної енергетики у 2011 році, зосередила увагу на вітрових та сонячних електростанціях, а також на розвитку технологій зберігання енергії та цифрових систем керування. Обидва підходи демонструють різні шляхи досягнення декарбонізації, стабільності та енергетичної незалежності.

Водночас Україна опинилася в унікальній ситуації: її енергетична система зазнала численних руйнувань через збройну агресію, що вимагає не просто оновлення, а глибокої структурної реформи. Особливої уваги потребує перегляд територіального розподілу генерації, оцінка локальних енергетичних ресурсів, адаптація досвіду інших країн до вітчизняних умов, а також формування локальних енергосистем (ЛЕС), здатних функціонувати як автономно, так і в складі об'єднаної енергосистеми України (ОЕС).

Актуальність дослідження зумовлена необхідністю забезпечення енергетичної стійкості України в умовах триваючих загроз та викликів, а

також пошуком оптимальної структури генерації для регіонів з різними ресурсними, географічними та інфраструктурними умовами.

Мета роботи полягає в аналітичному обґрунтуванні доцільної структури генерації електроенергії в Україні з урахуванням регіональної специфіки, порівнянням з досвідом Німеччини та Франції, а також розробці концепції функціонування локальних енергосистем.

Завдання дослідження:

- проаналізувати енергетичні стратегії Франції та Німеччини;
- визначити географічні, промислові та економічні відмінності у порівнянні з Україною;
- провести оцінку структури генерації в Україні;
- розробити модель формування локальних енергосистем;
- обґрунтувати доцільність та можливості їхньої автономної та синхронної роботи в межах ОЕС України.

Об'єкт дослідження — об'єднана енергосистема України.

Предмет дослідження — структура генерації електроенергії та її регіональна оптимізація в контексті формування локальних енергосистем.

Особистий внесок здобувача полягає у зборі, систематизації та аналізі даних щодо наявних і перспективних генеруючих потужностей, проведенні порівняльного аналізу європейських моделей, моделюванні локальних енергосистем України та обґрунтуванні їхньої структури за потужністю, типами джерел енергії та територіальним розподілом.

СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ НІМЕЧЧИНИ

Німеччина має тривалу історію як провідний промисловий центр і досі залишається ядром європейського виробництва. Станом на 2023 рік вона займала дванадцяте місце серед країн світу за рівнем викидів парникових газів. Будучи піонером у впровадженні вітрової та сонячної енергетики, Німеччина реалізує політику енергетичного переходу «Energiewende», що стимулювала стрімкий розвиток зазначених технологій упродовж останніх двадцяти років. При цьому країна поступово відмовилася від ядерної енергетики. Водночас Німеччина залишається найбільшим споживачем вугілля в Європі. Війна в Україні, розпочата Росією у 2022 році, оголила значну залежність Німеччини від імпорту викопного палива, насамперед природного газу [1].

1.1 Аналіз сучасної структури генерації в Німеччині

Німеччина декларує амбітну ціль — досягти 80 % частки відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії до 2030 року. У 2022 році цей показник становив 46 %. Однак річне скорочення викидів парникових газів лише на 2 % не є достатнім для досягнення цільового рівня зменшення викидів на 55 % до 2030 року порівняно з рівнем 1990 року. Енергетична криза, спричинена війною, призвела до збільшення використання вугільної генерації, яка має вищі викиди. Зокрема, транспортний і будівельний сектори не виконали свої плани щодо скорочення викидів у 2022 році. Для дотримання кліматичних зобов'язань Німеччина повинна утричі збільшити темпи скорочення викидів — до 6 % щорічно, починаючи з 2023 року.

Досягнення цих цілей потребуватиме масштабних інвестицій у морську вітрову енергетику, сонячну енергетику, розширення електричних мереж, а також у проєкти накопичення енергії. Важливим завданням стане впровадження інтелектуальної енергетичної інфраструктури, здатної балансувати коливання генерації з відновлюваних джерел. Значну роль також відіграватимуть заходи з підвищення енергоефективності. Протягом

тривалого часу Німеччина була світовим лідером у впровадженні екологічно чистих технологій та відновлюваних джерел енергії.

Водночас Німеччина продовжує підтримувати значну частку нафти та природного газу в енергетичному балансі, при цьому ці ресурси майже повністю імпортуються. Така залежність зумовлює два основні фактори ризику: по-перше, чутливість до глобальних коливань цін на енергоносії, що позначається на економічній стабільності споживачів; по-друге, вразливість до зовнішньополітичних впливів, оскільки імпорт енергії залежить від надійності міжнародних партнерів. Запланована відмова від ядерної та вугільної енергетики потенційно посилить залежність від природного газу, що вимагає активізації заходів з його диверсифікації, зокрема через розвиток інфраструктури для імпорту скрапленого природного газу.

Незважаючи на високий рівень інтеграції відновлюваної енергії в мережу, Німеччина демонструє надзвичайно високу надійність енергопостачання. У країні практично не фіксується збоїв в електропостачанні, і вона має один із найнижчих рівнів перерв у подачі електроенергії у світі [2]. Це свідчить про високу ефективність управління енергосистемою та надійність її технічної інфраструктури.

1.2 Споживання та генерація енергії

Споживання енергії

Німеччина залишається найбільшим споживачем енергії в Європі, випереджаючи Францію та Велику Британію. За даними 2022 року, обсяг споживання первинної енергії становив 11 769 петаджоулів ($1 \text{ ПДж} = 10^{15} \text{ Дж}$), що еквівалентно понад 3,2 трлн кВт·год. При цьому понад 75% енергії надходить із викопних джерел, 17,2% — із відновлюваних джерел, а 3,2% — з ядерної енергії. Незважаючи на енергетичну кризу, загальне енергоспоживання залишалося нижчим за доковідні рівні. У 2022 році воно знизилося на 3,5% у порівнянні з 2021 роком, що пов'язано як з коливаннями ринкових цін, так і зі структурними змінами в енергобалансі країни.

Після згортання ядерної енергетики та збільшення частки відновлюваних джерел у структурі генерації відбулося переформатування енергетичного портфеля. Нафта залишалася основним джерелом енергії з часткою 35,3%, далі йшов природний газ — 23,7%. Частка бурого вугілля становила 9,9%, а кам'яного — 9,8%. План із поступового виведення вугільної генерації було тимчасово призупинено до квітня 2023 року через глобальні енергетичні потрясіння. Біомаса, яка забезпечує понад 50% усієї відновлюваної енергії, показала зростання споживання на 1%. Водночас виробництво з гідроелектростанцій скоротилося на 13% через посушливу погоду. Навпаки, генерація сонячної енергії зросла на 19% завдяки сприятливим метеоумовам, а вітрова енергетика — на 10% **[2]** .

Виробництво електроенергії

У 2022 році виробництво електроенергії в Німеччині досягло 506,8 ТВт·год, що на 0,4% більше, ніж у 2021 році. Частка традиційних джерел енергії у загальному обсязі становила 51,7%. Зокрема, електростанції на бурому вугіллі забезпечили 105 ТВт·год, на кам'яному — 56,3 ТВт·год, а газові — 51,9 ТВт·год. Атомні станції, які перебували в процесі поступового виведення з експлуатації, забезпечили 32,8 ТВт·год.

Водночас частка відновлюваної генерації продовжувала зростати і досягла 48,3% загального виробництва. Вітрова енергетика, з обсягом у 131,3 ТВт·год, посіла перше місце серед джерел генерації, забезпечивши 25,9% у структурі виробництва. Сонячна генерація зросла до 55,3 ТВт·год (зростання на 19% порівняно з 2021 роком), біомаса — до 41,6 ТВт·год, а гідроенергетика становила основну частину решти 14,2 ТВт·год. Загалом відновлювані джерела забезпечили близько 244,8 ТВт·год — приблизно на 9% більше, ніж у 2021 році.

Витрати на енергію

2022 рік позначився стрімким зростанням витрат на енергію внаслідок зменшення постачань енергоносіїв з Росії. Хоча з початку 2023 року ціни на електроенергію, газ і пальне для домогосподарств почали знижуватись, вони залишаються значно вищими за довоєнний рівень (станом на січень 2022 року). Це зростання цін також негативно вплинуло на промисловість, особливо на енергоємні підприємства.

З метою стабілізації ситуації уряд Німеччини запровадив фінансову підтримку енергоємних секторів. Планується щорічне виділення близько 4,4 млрд доларів США на субсидування витрат на електроенергію, щоб запобігти втраті промислових потужностей через релокацію підприємств за межі країни **【2】**.

1.3 Імпорт енергоносіїв

Природний газ

У 2022 році Німеччина імпортувала 1449 ТВт·год природного газу, що на 12% менше порівняно з попереднім роком. Основними постачальниками були Норвегія (33%) і Росія (22%). Для порівняння, у 2021 році частка Росії сягала 52%. Імпорт із Росії здійснювався переважно через газопровід «Північний потік-1», проте внаслідок геополітичної напруги та енергетичних санкцій поставки газу різко скоротилися: від середнього щоденного обсягу 1,7 ТВт·год у червні — до повного припинення з вересня 2022 року.

Зменшення обсягів постачання з Росії частково було компенсоване за рахунок збільшення імпорту з Нідерландів, Бельгії та Норвегії. Промисловий сектор залишався головним споживачем газу — понад 500 ТВт·год, що становить 58% загального обсягу. Очікується, що у майбутньому значна частина промислових процесів буде переведена на електричну енергію або водень, проте в коротко- і середньостроковій перспективі природний газ залишиться ключовим ресурсом для енергозабезпечення багатьох галузей **【2.**

Сира нафта

У 2022 році імпорт сирої нафти в Німеччину зріс на 8,5% порівняно з попереднім роком, що було обумовлено відновленням економіки після пандемії COVID-19 та значним зростанням цін на нафту. Росія залишалася основним постачальником, однак її частка поступово зменшувалась. Серед інших важливих постачальників були США, Казахстан, Велика Британія, Норвегія та країни-члени ОПЕК. Зростання цін на нафту суттєво збільшило фінансове навантаження на енергетичний імпорт Німеччини **【2】** .

Зріджений природний газ (ЗПГ)

У 2022 році Німеччина імпортувала близько 1,32 млн тонн зрідженого природного газу. Основними постачальниками стали США та країни Перської затоки. Поставки ЗПГ зі США до Європи зросли на 137% за перші 11 місяців 2022 року порівняно з аналогічним періодом 2021 року. США стали провідним постачальником завдяки високій частці газу, доступного на спотовому ринку, та зростаючим експортним можливостям.

Очікується, що у 2023 році лідерами з експорту ЗПГ залишаться Катар та Сполучені Штати, які вже постачають понад половину імпортованого до Європи ЗПГ. Для Німеччини розвиток інфраструктури імпорту ЗПГ став одним із пріоритетів енергетичної стратегії на тлі скорочення традиційних трубопровідних поставок із Росії **【2】** .

1.4 Ядерна енергетика Німеччини

Ядерна енергетика була складовою частиною енергетичного балансу Німеччини до 2023 року. Станом на 2021 рік у країні функціонували шість атомних електростанцій, які забезпечували приблизно 13,3% загального виробництва електроенергії. Згідно з планом відмови від ядерної енергетики,

прийнятим у 2011 році, три з цих станцій були зупинені наприкінці 2021 року, а решта — планувалося вивести з експлуатації до кінця 2022 року.

Однак у 2022 році, на тлі енергетичної кризи, спричиненої вторгненням Росії в Україну, плани щодо остаточного зупинення ядерних об'єктів були переглянуті. Уряд тимчасово продовжив експлуатацію останніх трьох блоків до завершення використання наявного ядерного палива. Остаточне припинення генерації електроенергії на атомних станціях відбулося 15 квітня 2023 року. Цей крок залишився в рамках стратегії «Energiewende» — переходу до стійких і безпечних джерел енергії. Основним обґрунтуванням такого рішення вказано необхідність забезпечення енергетичної безпеки країни без опори на ядерну генерацію [3] .



Рисунок 1.1 – АЕС в Німеччині (станом на серпень 2015 року)

СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ ФРАНЦІЇ

Енергетичний сектор Франції охоплює повний цикл енергетичного ланцюга — від добування та виробництва первинної енергії до її перетворення, транспортування, розподілу та споживання. У 2019 році частка енергетики у ВВП Франції становила 1,8%, аналогічно витратам на енергію, що також дорівнювали 1,8% ВВП. Станом на 2023 рік рівень енергонезалежності країни досягнув 55%, що є суттєвим показником у порівнянні з іншими країнами ЄС.

Первинна енергія — це енергія, доступна в природному середовищі до будь-якої форми технічного перетворення. Частково вона може бути використана безпосередньо, однак переважно вимагає перетворення у вторинну форму — зручну для транспортування, зберігання та кінцевого споживання у вигляді так званої «кінцевої енергії» **【4】**.

2.1 Виробництво первинної енергії у Франції

Національний обсяг виробництва первинної енергії у Франції оцінюється на рівні 125 млн тонн нафтового еквівалента. В останні роки (зокрема, у 2017 році) відзначено зниження виробництва практично всіх форм первинної енергії, за винятком відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та теплової енергії від ТЕС. Зростання виробітку від ВДЕ склало 1% у порівнянні з попереднім роком, і сумарно перевищило 32,5 ТВт·год.

Особливо динамічно зростає частка вітрової енергетики, яка додала 5% у структурі виробництва з ВДЕ. Водночас фотоелектричне виробництво поки займає незначну частку — лише 0,9 млн тонн нафтового еквівалента.

Попри загальноєвропейські тенденції відмови від розвитку атомної енергетики — зокрема в Німеччині та Бельгії — Франція продовжує підтримувати та розвивати свою ядерну генерацію. Замість того, щоб знижувати частку атомної енергії до 50% до 2025 року, як планувалося раніше, країна переорієнтувалася на подовження строків експлуатації існуючих

атомних електростанцій (АЕС). Це дозволяє відтермінувати витрати на зняття з експлуатації, демонтаж і утилізацію, знижуючи навантаження на державний бюджет.

Французьке Міністерство енергетики та ядерний регулятор ASN підтримують цю стратегію, наголошуючи на необхідності модернізації АЕС задля підвищення безпеки та надійності. За попередніми оцінками, вартість модернізації може перевищити 60 млрд євро. Станом на зараз остаточно ухвалене рішення щодо виведення з експлуатації стосується лише найстарішої АЕС країни — «Фессенхайм».

Суттєвим викликом залишається імпортозалежність Франції: понад 50% її енергетичного балансу базується на імпортованій первинній енергії. Вуглеводнева сировина становить 49% енергобалансу, зокрема:

- нафта та нафтопродукти — 30%;
- природний газ — 14,1%;
- вугілля — 4,9% [5] .

Ці структурні показники демонструють стратегічну орієнтацію Франції на збереження ядерної генерації як основного джерела енергетичної автономії при поступовому розвитку ВДЕ.

Економічні показники енергетичного комплексу Франції

Франція входить до десятки найбільш енергетично конкурентоспроможних держав світу, розділяючи дев'яту позицію з Фінляндією та випереджаючи такі потужні економіки, як Велика Британія та Німеччина. Це свідчить про ефективність її енергетичної політики, збалансованість структури генерації, а також про активний розвиток відновлюваних джерел енергії при збереженні потужного ядерного потенціалу.

За даними оператора національної електричної мережі RTE (Réseau de France) становило 475 ТВт·год, що на 0,3% менше порівняно з попереднім роком. Споживання електроенергії також дещо знизилося — на 0,5%, що може бути пов'язане з підвищенням енергоефективності, впровадженням цифрових технологій у промисловості, а також із загальними економічними тенденціями.

Частка відновлюваних джерел енергії, включно з гідроенергетикою, продовжила стале зростання, забезпечивши 24% від загального енергоспоживання. Цей показник став новим рекордом, свідчаючи про ефективну інтеграцію ВДЕ в національний енергобаланс. Таке зростання є важливим фактором у контексті переходу до низьковуглецевої енергетики.

Попри зниження на 0,4% у 2017 році, атомна енергетика продовжувала залишатися основою французької генерації: частка атомної електроенергії становила близько 70% від загального виробництва електроенергії країни. За обсягом генерації з АЕС Франція посідає друге місце у світі після Сполучених Штатів Америки, забезпечуючи понад половину всієї ядерної генерації в межах Європейського Союзу.

На рисунку 2 наведено приклад атомної енергетичної інфраструктури Франції — АЕС Бюже (Bugey), що є однією з базових станцій національного енергетичного комплексу.

Окремо слід відзначити збільшення на 5% генерації електроенергії на вугільних ТЕС, що, ймовірно, є реакцією на коливання ринку газу або технічну потребу в балансуванні. Водночас теплові електростанції, що працюють на мазуті та природному газі, також нарощували виробництво. Зростання генерації на газових станціях у 2017 році на 2% після падіння на 7% у 2016 році засвідчує поступове повернення інтересу до газу як більш екологічно безпечного виду палива.



Рисунок 2 – Енергетика Франції: атомна електростанція Бюже

За інформацією Єврогазу (Eurogas), споживання природного газу у Франції у 2017 році збільшилося на 3%, що частково зумовлено зростанням використання газу як моторного палива. Така диверсифікація споживання відповідає загальній стратегії декарбонізації транспорту та промисловості.

Кінцеве споживання Франції

У 2019 році кінцеве енергоспоживання у Франції склало 152,8 млн тонн нафтового еквівалента (тне), що на 0,7% менше порівняно з попереднім роком. З урахуванням кліматичних поправок зменшення становило 0,9%, незважаючи на зростання валового внутрішнього продукту на 1,5%. У порівнянні з 2012 роком, який використовується як базовий для оцінки прогресу щодо національних цілей скорочення споживання енергії, спостерігається загальне

зниження на 2,9%, що відповідає середньорічному падінню на 0,4%. Враховуючи кліматичну корекцію, кінцеве споживання енергії зменшилось на 1,0%, і ця тенденція охоплює всі сектори економіки.

Найбільше зниження споживання зафіксовано в промисловості (–2,5%) і третинному секторі (–1,8%). У житловому секторі споживання знизилось на 0,8%, тоді як в аграрному – на 0,7%. Транспорт залишився на сталому рівні, демонструючи стійкість до загальних тенденцій енергоефективності. Неенергетичне споживання, яке включає використання енергоресурсів як сировини, зросло на 0,9%, досягнувши 13,4 млн тне.

Реальне кінцеве енергоспоживання у 2019 році (без урахування кліматичної корекції) склало 142,9 млн тне та розподілялося наступним чином: транспортний сектор — 45,2 млн тне (31,6%), житловий сектор — 39,8 млн тне (27,9%), промисловість — 31 млн тне (21,7%), третинний сектор — 22,4 млн тне (15,7%), сільське господарство — 4,4 млн тне (3,1%).

Аналіз структури споживання первинної енергії у Франції демонструє домінування атомної енергетики, яка забезпечує 40% енергобалансу. Наступними за значенням є: нафта — 29%, природний газ — 16%, відновлювані джерела енергії разом із побутовими та промисловими відходами — 12%, вугілля — 3%.

У структурі кінцевого споживання енергії переважають нафтопродукти (43,1%), за ними йде електроенергія (24,3%), природний газ (19,3%), теплова енергія з ВДЕ та відходів (10,0%), централізоване тепло (2,4%) і вугілля (0,8%).

У 2022 році споживання природного газу знизилось на 9,3% для побутових та промислових споживачів. При цьому зниження було значно відчутнішим у промисловості (–11,5%), ніж у секторі публічного розподілу (–6,2%). Цей спад значною мірою пояснюється зростанням цін на енергоносії, що знизило попит. Однак варто зазначити, що це частково компенсувалося суттєвим зростанням використання природного газу для виробництва електроенергії, яке у 2022 році зросло на 54,4% порівняно з попереднім роком.

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СЕКТОРІВ

Географічні відмінності у порівнянні з Україною

Географічні умови є визначальним чинником для формування структури енергетичного комплексу країни. У випадку Німеччини, Франції та України — це стосується розміщення генерувальних потужностей, доступності природних ресурсів, логістики постачання енергоносіїв, кліматичних умов і сейсмічної активності. Нижче подано порівняльний аналіз географічних чинників, що впливають на структуру генерації вказаних країн.

Територіальне розташування та площа

Німеччина розташована в центральній частині Європи, має площу близько 357 тис. км². Її географічне положення забезпечує сприятливі умови для транзиту енергоносіїв з Північного моря, Скандинавії, Росії, Північної Африки та Близького Сходу. Франція, площею 551 тис. км², є найбільшою країною Європейського Союзу за розміром, і розміщена на заході Європи. Вона має вихід до Атлантичного океану та Середземного моря, що створює додаткові можливості для імпорту ЗПГ та розгортання прибережних вітропарків.

Україна, з площею 603,7 тис. км², є найбільшою країною Європи, що повністю знаходиться в її межах. Вона має стратегічне положення на перетині енергетичних маршрутів між Європою та Азією. Водночас, розтягнутість території по широті створює нерівномірний розподіл енергетичного навантаження та генеруючих потужностей, що ускладнює балансування об'єднаної енергосистеми (ОЕС).

Рельєф, клімат та природні умови

Німеччина має здебільшого рівнинний рельєф на півночі та пагористі регіони на півдні (Альпи). Це сприяє рівномірному розподілу вітрових станцій у північних регіонах, де швидкість вітру є стабільно високою (6–8 м/с на висоті

100 м). Франція має змішаний рельєф: рівнинні області (басейн Луари, долина Рони), гірські масиви (Альпи, Піренеї, Центральний масив). Це дає змогу розміщувати гідроелектростанції у гірських регіонах та вітрові турбіни вздовж узбережжя Атлантики. Завдяки великій кількості сонячних днів, південь Франції активно використовує фотоелектричні станції.

В Україні рельєф здебільшого рівнинний, за винятком Карпатського регіону та Криму. Вітровий потенціал зосереджений переважно в південних і прибережних районах (Одеська, Миколаївська, Херсонська області), тоді як гідропотенціал сконцентрований уздовж Дніпра та його приток. Сонячна генерація має потенціал переважно в південних та східних регіонах, однак відсутність доступу до західних європейських ринків та воєнна загроза обмежують її розвиток.

Ресурсна база

Франція має обмежені запаси корисних копалин і значною мірою залежить від імпорту енергоносіїв. Водночас вона володіє унікальними інженерними потужностями в атомній енергетиці, з розвиненою технологією замкненого ядерного паливного циклу. Німеччина має певні запаси бурого вугілля (найбільші в Європі), однак скорочує його видобуток у рамках кліматичних зобов'язань.

Україна володіє значними покладами вугілля (переважно антрациту в Донбасі та бурого вугілля в західних регіонах), уранової руди (одна з найбільших у Європі), природного газу та нафти, а також має розвинену гідроресурсну базу. Але доступ до значної частини копалин обмежено через тимчасову окупацію територій.

Геополітична стабільність і ризики

Географічне розташування Франції та Німеччини на заході та в центрі Європи відповідно забезпечує їм більшу геополітичну стабільність, доступ до морських портів і альтернативних логістичних маршрутів. В Україні ж

геополітична ситуація значно погіршилася внаслідок повномасштабної збройної агресії Росії, що призвело до масованих атак на енергетичну інфраструктуру, окупації генерувальних потужностей та часткової втрати енергетичного суверенітету.

Логістика енергопостачання та інфраструктура

Німеччина має розгалужену систему міждержавних з'єднань (ENTSO-E), що дозволяє ефективно регулювати потоки енергії на рівні Європейського Союзу. Франція є нетто-експортером електроенергії, зокрема до Італії, Іспанії, Швейцарії та Бельгії. Її атомні станції забезпечують стабільну базову генерацію. Україна лише у 2022 році була інтегрована до ENTSO-E в ізольованому режимі, а згодом — синхронізована, що стало визначним кроком у напрямку енергетичної незалежності від РФ. Однак інфраструктурні обмеження й руйнування потребують значного відновлення і модернізації.

Географічні особливості Німеччини та Франції сприяють диверсифікації генерації — завдяки виходу до моря, стабільному вітру, гірському рельєфу та клімату. Україна, маючи значний потенціал у галузі відновлюваної енергетики й багаті ресурси, стикається з викликами, обумовленими масштабною територією, нерівномірним розподілом навантажень і високими ризиками безпеки. Для підвищення стійкості енергосистеми України доцільно враховувати географічні аспекти при розміщенні нових генеруючих потужностей та розвитку мережі.

Промислові відмінності у порівнянні з Україною

Промисловий потенціал та його енергетичне забезпечення відіграють ключову роль у формуванні національної структури генерації. Промислові відмінності між Німеччиною, Францією та Україною мають істотний вплив на обсяги споживання, потреби в типах генеруючих потужностей та загальну логіку функціонування енергосистеми. У цьому розділі розглянуто

особливості промислових систем кожної з трьох країн у взаємозв'язку з енергетичною структурою.

Галузева структура промисловості

Німеччина — це провідна індустріальна держава Європи з розвинутими машинобудуванням, автомобілебудуванням, хімічною, фармацевтичною та електронною промисловістю. Промисловість є одним із найбільших споживачів електроенергії в країні — понад 45% від кінцевого енергоспоживання. Особливо енергоємні галузі, як-от сталеливарна, цементна, хімічна, вимагають надійного та безперервного енергопостачання. Це обумовлює збереження високої долі стабільної генерації з використанням вугілля, газу, а також розвиток сучасних акумуляційних систем у поєднанні з відновлюваними джерелами.

Франція, на відміну від Німеччини, має меншу частку важкої промисловості. Її економіка характеризується сильним аграрним сектором, високим рівнем розвитку харчової, фармацевтичної, авіаційної та ядерної галузей. Водночас електроенергія у Франції використовується більш рівномірно між житловим сектором, послугами та промисловістю. Завдяки високій частці атомної генерації, ціни на електроенергію тривалий час були нижчими, що сприяло конкурентоспроможності в окремих секторах, таких як алюмінієва, машинобудівна та нафтопереробна промисловість.

Україна історично була промисловим центром колишнього СРСР з потужними металургійними, машинобудівними, хімічними і енергетичними підприємствами, більшість з яких розташовані на сході країни (Донецька, Луганська, Дніпропетровська, Запорізька області). До 2014 року важка промисловість України споживала до 50% усієї виробленої електроенергії. Після втрати контролю над частиною Донбасу та з початком повномасштабної війни у 2022 році, обсяги промислового виробництва різко скоротились, що

також позначилось на енергетичному балансі — зменшився попит на стабільну базову генерацію.

Енергомісткість ВВП

Енергомісткість ВВП — один з ключових індикаторів ефективності використання енергії в економіці. У Німеччині цей показник один із найнижчих у світі, що пояснюється високим рівнем енергоефективності, широким використанням технологій енергозбереження та переходом до цифрових, менш енергоємних видів виробництва. У Франції завдяки атомній енергетиці забезпечується стабільне енергопостачання при порівняно низьких викидах CO₂, а високий рівень автоматизації сприяє зниженню енергоспоживання на одиницю ВВП.

В Україні енергомісткість ВВП залишається високою — значно вищою, ніж у країнах ЄС. Це пов'язано з застарілими технологіями, низькою модернізацією виробництва, великим обсягом втрат при транспортуванні енергії та малою ефективністю споживання. Незважаючи на проведення енергоефективних реформ, в т.ч. підтриманих міжнародними організаціями, загальний прогрес залишається обмеженим через економічні та воєнні чинники.

Логістика та інфраструктура промислового енергозабезпечення

Німеччина має потужну промислову інфраструктуру, інтегровану до європейських ланцюгів постачання. Її енергетична система здатна забезпечувати як великі індустріальні кластери (наприклад, Рурський регіон), так і окремі підприємства завдяки гнучкій мережі підстанцій, резервних потужностей та систем керування навантаженням. Те саме стосується Франції, де система побудована на основі централізованої атомної генерації з добре розвиненими електричними мережами.

На відміну від цього, енергетична інфраструктура України була значною мірою зорієнтована на важку промисловість зі стабільними графіками

споживання. Нинішні реалії змінили ці орієнтири: значна частина споживачів втрачена, інші — релоковані до центральних та західних регіонів. Це спричинило необхідність у гнучкій перебудові мереж та формуванні нових точок генерації поблизу нових промислових кластерів.

Декарбонізація промисловості

Німеччина активно декарбонізує промисловість через впровадження водневих технологій, перехід на відновлювані джерела енергії, підтримку циркулярної економіки. Франція робить ставку на продовження експлуатації АЕС як джерела безвуглецевої енергії для промисловості. Україна також задекларувала кліматичні цілі, однак реальні дії стримуються воєнною ситуацією та потребами швидкого відновлення зруйнованої інфраструктури.

Промислова структура Німеччини та Франції характеризується високою енергоефективністю, стабільним розвитком інноваційних галузей і здатністю адаптувати енергосистему до нових потреб. Українська промисловість, попри великий потенціал, залишається залежною від енергоємних галузей, застарілих технологій та неефективної інфраструктури. Під час післявоєнного відновлення енергетичної системи доцільно орієнтуватися на створення гнучкої енергетичної інфраструктури, модернізацію промисловості та впровадження технологій з низьким рівнем викидів.

Економічні відмінності (робота енергоринку) у порівнянні з Україною

Структура енергоринку країни є критично важливою для забезпечення безперебійного, стабільного та економічно ефективного постачання електроенергії. Економічні відмінності між Німеччиною, Францією та Україною в контексті організації енергоринку пов'язані з історичним розвитком системи, регуляторною моделлю, рівнем лібералізації, ступенем інтеграції у регіональні енергетичні ринки та інвестиційною привабливістю галузі.

Модель енергоринку: порівняння підходів

Німеччина з початку 2000-х років послідовно реалізовувала політику лібералізації енергоринку. Після впровадження Третього енергетичного пакета ЄС країна відокремила виробництво, постачання та розподіл електроенергії, створивши конкурентні умови на ринку генерації. Важливими регуляторними органами стали Федеральне агентство з мереж транскордонному обміну електроенергією та участі в спільному ринку балансування та резервів потужності.

Франція також впровадила лібералізацію, проте зберегла високу роль держави. Компанія EDF (Électricité de France), більшість акцій якої перебуває у власності уряду, продовжує бути основним виробником електроенергії. Вона контролює переважну частину атомного сектору, що є специфічною ознакою французького ринку. Регулятором ринку є CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Водночас держава активно впроваджує енергетичне планування з довгостроковими цілями та високим рівнем прогнозованості для інвесторів.

В Україні ринок електроенергії офіційно функціонує у лібералізованій моделі з 1 липня 2019 року, коли вступив у дію новий Закон України «Про ринок електричної енергії». Однак повноцінна конкуренція не була досягнута через вплив олігополій, обмеження з боку регуляторів (НКРЕКП), цінові обмеження, а також високий рівень дефіциту обігових коштів у підприємств генерації та постачання. В умовах війни відбулися тимчасові відхилення від ринкових правил: запроваджені обмеження на експорт, адміністративне регулювання цін та підтримка критичної інфраструктури.

Ціни на електроенергію та дотаційна політика

У Німеччині роздрібна ціна на електроенергію є однією з найвищих у світі — понад 30 євроцентів за кВт·год для побутових споживачів (станом на 2023 рік). Така ціна формується за рахунок значних податків та зборів, включно з EEG-Umlage — надбавкою на розвиток ВДЕ. Водночас промислові споживачі мають преференції, що дозволяє знижувати собівартість продукції. Після енергетичної кризи 2022 року уряд виділив понад 4,4 млрд євро для компенсації витрат підприємств.

Франція, маючи більшу частку атомної генерації, тривалий час підтримувала низькі ціни. Завдяки механізму ARENH (Accès Régulé à l'électricité Nucléaire Historique) електроенергію в EDF за фіксованою ціною. Це дозволяло стримувати ріст тарифів. Проте внаслідок частих зупинок реакторів для технічного обслуговування та впливу зовнішніх факторів ціни в 2022–2023 рр. зросли. Тим не менш, Франція продовжує субсидувати тарифи для вразливих споживачів.

В Україні, навпаки, ціни є нижчими, проте це досягається переважно завдяки державному регулюванню та дотаціям. Встановлено так звану систему PSO (покладання спеціальних обов'язків), що зобов'язує виробників (зокрема НАЕК «Енергоатом») продавати електроенергію за зниженими цінами для потреб населення. Це створює значне фінансове навантаження на держкомпанії та дестабілізує ринок.

Інвестиції та довіра до ринку

Німеччина та Франція мають високий рівень довіри інвесторів до енергетичного ринку, зокрема у сфері відновлюваної енергетики, децентралізованих рішень, інфраструктури зберігання енергії. Наявність механізмів підтримки, передбачуваність регулювання, державні програми субсидій і грантів дозволяють активно залучати приватний капітал.

В Україні інвестиційна привабливість енергетичного сектору значною мірою підірвана. Основні проблеми — політичні ризики, невиконання гарантій для «зелених» інвесторів у 2020–2021 роках, повільне реформування ринку та війна. У результаті приватні інвестори знижують активність, а основним джерелом інвестицій залишаються міжнародні фінансові організації та донори.

Енергетичні баланси та стратегії розвитку

Німеччина має довгострокову стратегію *Energiewende*, спрямовану на досягнення 80% ВДЕ у генерації до 2030 року, а також повну декарбонізацію до 2045 року. Франція орієнтується на поступову модернізацію атомного флоту, розвиток водневої економіки та розширення відновлюваних джерел у рамках Плану багаторічного енергетичного програмування (PPE). Обидві країни мають зрозумілі регуляторні інструменти для реалізації стратегій.

Україна також задекларувала перехід до низьковуглецевої економіки у 2050 році відповідно до Національного плану з енергетики та клімату. Проте ефективна реалізація стримується обмеженим доступом до фінансування, нестабільністю ринку та руйнуванням інфраструктури. Післявоєнне відновлення створює вікно можливостей для оновлення ринку за європейськими принципами.

Німеччина та Франція демонструють ефективні моделі енергоринку, що ґрунтуються на прозорості, конкуренції та стратегічному плануванні. Україна знаходиться на етапі формування повноцінного енергетичного ринку, зі значними викликами, але також і потенціалом для перезапуску системи на основі сучасних європейських практик. Створення привабливого інвестиційного клімату, лібералізація та зміцнення регуляторної бази є ключовими передумовами для успішної трансформації.

Адаптація до умов України

Енергетичні системи Німеччини та Франції, незважаючи на відмінності у структурі генерації та державному втручанні, пропонують низку практик, які мають потенціал для адаптації в українському контексті. Водночас існують підходи, які, з урахуванням українських реалій, можуть мати негативні наслідки при прямому копіюванні. Цей розділ присвячено критичному аналізу досвіду обох країн з метою визначення доцільності їх впровадження в Україні.

Практики, які варто адаптувати в Україні

1. Інтегроване довгострокове планування та стратегічне програмування.

Франція реалізує багаторічне енергетичне програмування (PPE), що узгоджене з кліматичними цілями та ринковими механізмами. Німеччина діє в рамках концепції *Energiewende*, де узгоджені дії уряду, бізнесу та суспільства. Україні вкрай необхідне ухвалення національної енергетичної стратегії з реалістичними термінами, ресурсним забезпеченням і відповідальністю за виконання.

2. Розвиток гнучкої генерації та систем зберігання енергії.

У Німеччині діє потужна програма підтримки акумуляційних систем, що компенсують нестабільність ВДЕ. Франція активізує розгортання гідроакумулюючих станцій та дослідження водневої економіки. Україні, яка планує зростання ВДЕ, слід створити прозорі умови для розвитку накопичувачів (зокрема в умовах нерівномірного добового графіка споживання).

3. Високий рівень цифровізації енергетичної інфраструктури.

Сучасна енергосистема потребує широкого використання цифрових технологій: смарт-мереж, автоматизованих систем обліку, управління попитом. Німеччина активно впроваджує інтелектуальні лічильники (*smart*

meters) і платформи для гнучких тарифів. Впровадження цифрових рішень в Україні дозволить зменшити втрати, підвищити ефективність споживання і прозорість ринку.

4. Створення привабливого інвестиційного клімату.

І у Франції, і в Німеччині діють чіткі механізми підтримки інвесторів, зокрема feed-in тарифів, контрактів на різницю (CfD), зелених аукціонів. Вони не лише знижують ризики, але й забезпечують прогнозованість доходів. В Україні варто остаточно закріпити законодавчі гарантії для інвесторів у ВДЕ, уникнувши ситуацій, подібних до кризи 2020 року.

5. Енергетична безпека через диверсифікацію джерел і маршрутів.

Після скорочення постачання з Росії обидві країни суттєво диверсифікували імпорту. Зокрема, Німеччина запустила нові LNG-термінали. Україні важливо зберегти напрацьовані маршрути імпорту з країн ЄС, продовжувати розвиток реверсних потужностей та збільшувати частку внутрішнього виробництва.

Практики, які не слід копіювати в Україні

1. Повна відмова від ядерної енергетики.

Німеччина вийшла з атомної енергетики, що стало суперечливим рішенням, особливо в умовах енергетичної кризи 2022 року. Франція, навпаки, зберігає ядерну генерацію як базове джерело. Для України, де атомна енергетика забезпечує понад 50% генерації, повна відмова є передчасною та економічно невиправданою. Навпаки, необхідна модернізація існуючих блоків та розвиток малих модульних реакторів.

2. Надмірне податкове навантаження на електроенергію.

У Німеччині високі податки та збори, які накладаються на електроенергію, суттєво підвищують ціну для побутових споживачів. Для українського населення в умовах економічної нестабільності така політика є

неприйнятною. Перехід до ринкових цін має бути поступовим та соціально справедливим.

3. Занадто швидкий темп переходу до ВДЕ без резервної інфраструктури.

В Німеччині паралельне згорання ядерної та вугільної генерації при зростанні ВДЕ призвело до енергетичного дефіциту та зростання імпорту. Україні слід уникати подібної ситуації: розвиток ВДЕ має супроводжуватися створенням резервної генерації, накопичувачів та гнучкої системи управління.

4. Надмірна централізація управління (французька модель).

Хоча централізоване управління дозволяє Франції контролювати систему, для України важливо забезпечити розвиток локальних ініціатив, малих електростанцій, енергетичних кооперативів. Децентралізація енергетики підвищить стійкість до атак, зменшить втрати, дозволить швидше відновлювати пошкоджені об'єкти.

Україна має можливість використати найкращі практики європейських країн, зокрема стратегічне планування, підтримку інновацій, розвиток гнучких технологій та цифрову трансформацію. Водночас, критично важливо зберігати власну специфіку: ядерну генерацію як базову, поступовість змін, соціальну чутливість тарифної політики. Адаптація, а не механічне копіювання, — ключ до ефективної енергетичної трансформації України.

ПРОПОНОВАНА СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ

У контексті трансформації енергетичного сектору України, спричиненої як внутрішніми реформами, так і зовнішніми викликами, постає необхідність у формуванні оптимальної структури генерації електроенергії. Це має забезпечити енергетичну безпеку, економічну ефективність та екологічну стійкість країни. Досвід країн Європейського Союзу, зокрема Німеччини та Франції, надає цінні уроки для України у цьому процесі. Виникає об'єктивна потреба у формуванні нової, збалансованої структури генерації, яка б забезпечувала стабільність, енергетичну безпеку та відповідала критеріям стійкості, економічної доцільності та екологічної відповідальності.

Поточна структура генерації в Україні

Станом на 2024 рік, структура генерації електроенергії в Україні характеризується наступними показниками: ([ica.org](https://www.ica.org))

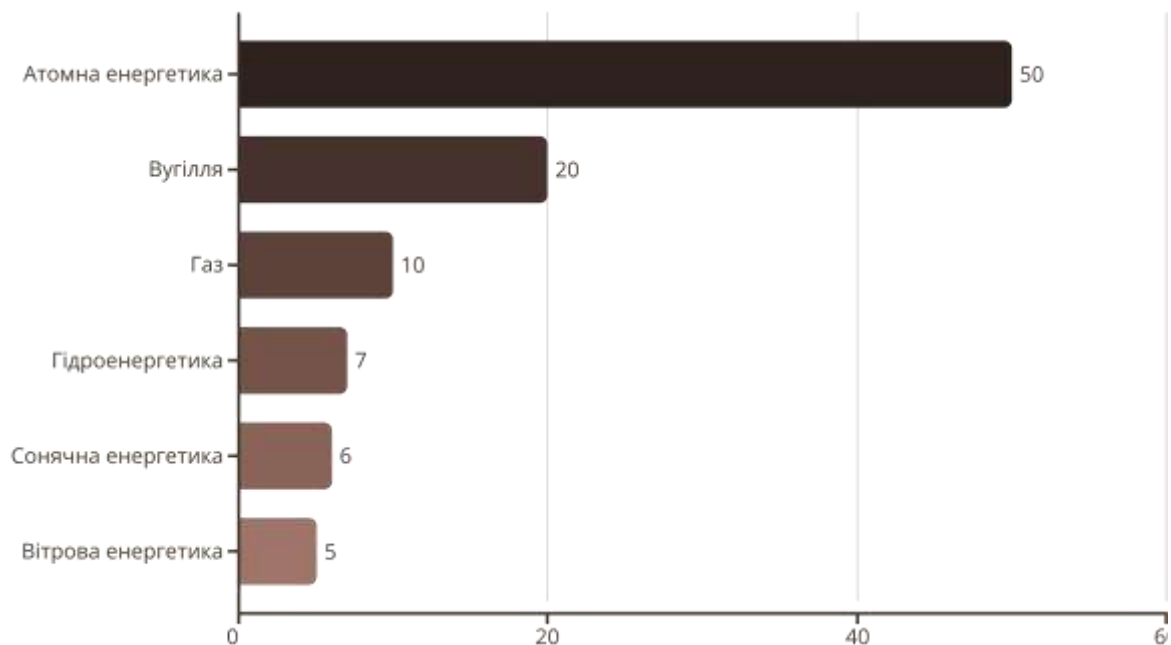


Рисунок 4.1 - Структура генерації електроенергії в Україні

- **Атомна енергетика (АЕС):** близько 50%
- **Теплова генерація:**

- вугілля: приблизно 20%
- газ: близько 10%
- **Гідроенергетика:** приблизно 7%
- **Відновлювальні джерела енергії (ВДЕ):**
 - сонячна: близько 6%
 - вітрова: приблизно 5%

Ці дані свідчать про значну залежність від атомної та теплової генерації, зокрема вугільної, що створює виклики в контексті екологічної стійкості та відповідності європейським стандартам

Пропонована структура генерації для України

Досвід Німеччини та Франції: уроки для України

Німеччина:

У 2024 році Німеччина досягла рекордного рівня частки відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії — 62.7%. Зокрема, вітрова енергетика забезпечила 33% електроенергії, а сонячна — 14% . Водночас, країна повністю відмовилася від атомної енергетики, завершивши процес виведення з експлуатації останніх АЕС у 2023 році. (ise.fraunhofer.de)

Франція:

Франція, навпаки, зберігає високий рівень використання атомної енергетики — близько 67% у 2024 році. Разом з тим, країна активно розвиває відновлювані джерела, зокрема гідроенергетику (14%) та вітрову енергетику

Ці два підходи демонструють різні стратегії досягнення низьковуглецевої енергетики: Німеччина робить ставку на ВДЕ, тоді як Франція — на атомну енергетику.

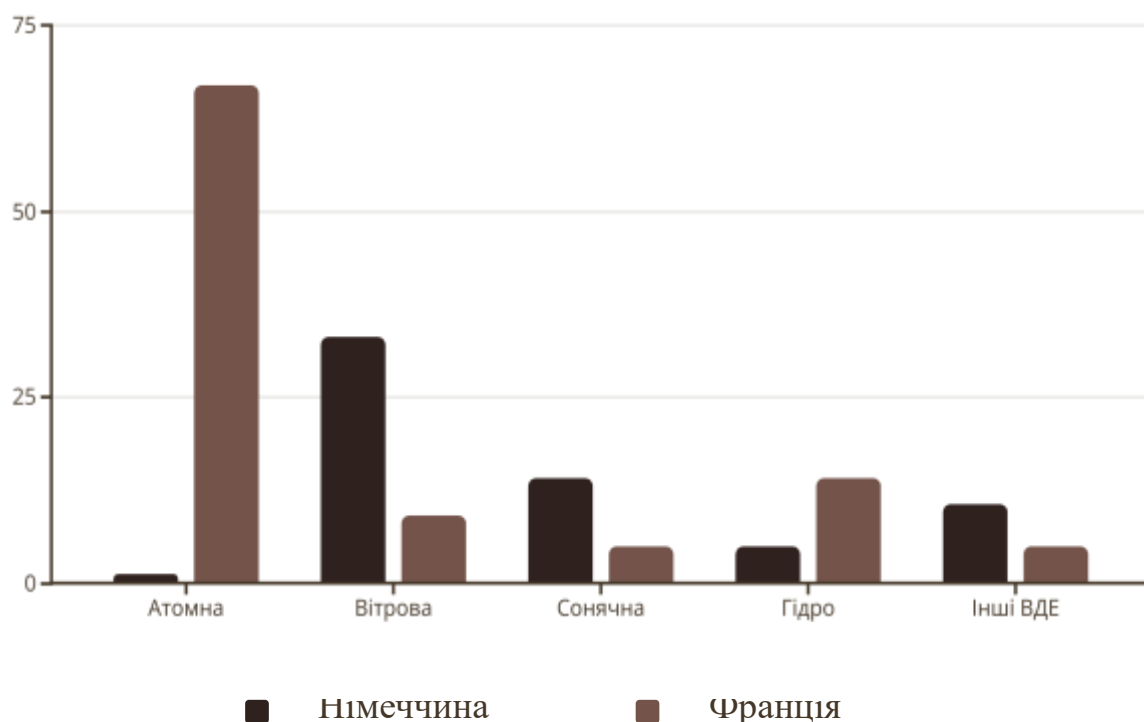


Рисунок 4.2 - Структура генерації електроенергії в Німеччині та Франції

З урахуванням географічного розташування, наявної інфраструктури, паливно-енергетичних ресурсів, регіонального споживання електроенергії, а також досвіду провідних країн світу, пропонується така орієнтовна структура генерації в Україні (у відсотковому співвідношенні до загального виробництва):

Атомна енергетика – 35-40%

Т

Г

Г

Гідроенергетика – 10-15%

П

Сонячна енергетика – 10-15%

Л

О

В

а

Вітрова енергетика – 10-15%

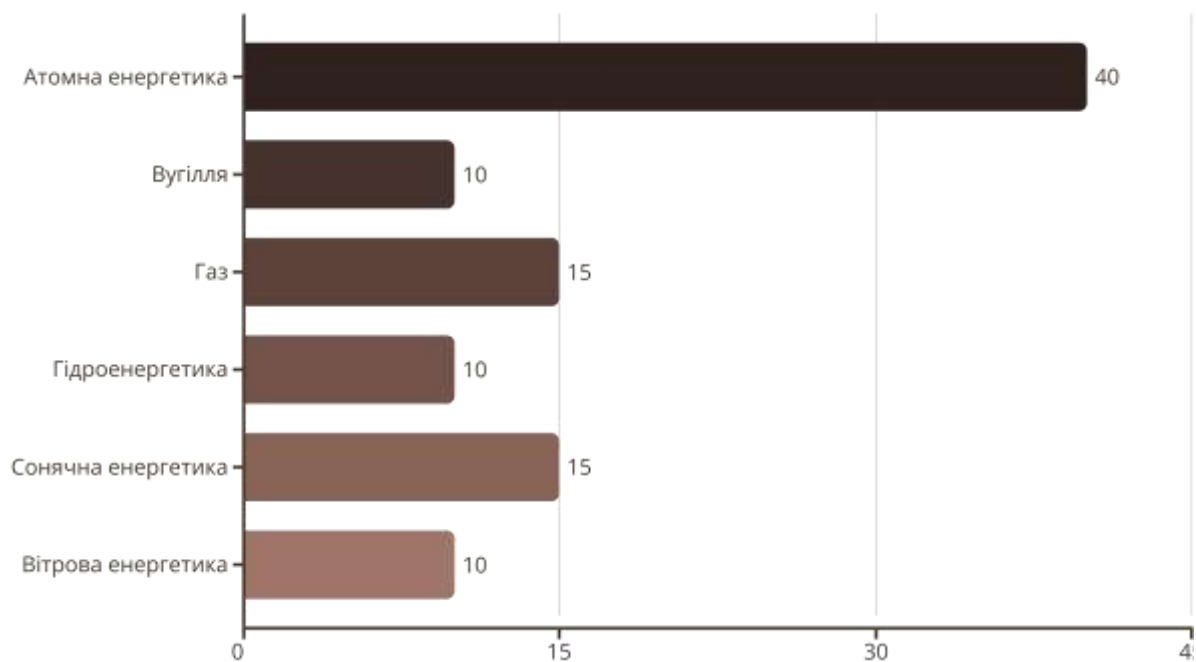


Рисунок 4.3 – Пропонована структура генерації електроенергії в Україні

Атомна енергетика (35-40%)

Україна історично має потужний потенціал в галузі атомної енергетики. На частку АЕС припадає понад 50% виробництва електроенергії (за даними до 2022 року), що зумовлено високим ККД, низькою собівартістю та стабільністю виробництва. Пропонується дещо скоротити частку до 35% у новій структурі, оскільки атомна генерація має обмежену гнучкість, тривалі цикли реконструкції й високі капітальні витрати. Водночас збереження значної частки АЕС дозволяє забезпечити базове навантаження з мінімальними викидами CO₂, що є вкрай важливим з огляду на кліматичні зобов'язання України. Світовий досвід Франції підтверджує, що опора на атомну генерацію забезпечує енергетичну незалежність за умови належного контролю безпеки та інвестицій у модернізацію.

Теплова генерація – вугілля (5-10%) і газ (10-15%)

У зв'язку з екологічними викликами та необхідністю зменшення залежності від імпортованого палива, частка вугільної генерації має бути зменшена до 10%, що дозволить зберегти стратегічний резерв і компенсувати пікові навантаження в аварійних режимах. Більша увага повинна приділятися газовим електростанціям, які є більш гнучкими та придатними для балансування системи за умов великої частки ВДЕ. Частка газової генерації також визначена на рівні 10%, з урахуванням потенціалу використання біометану та водню у перспективі, як це реалізовується в Німеччині. Резервування та швидкий пуск роблять газову генерацію незамінною в умовах нестабільної генерації від сонця і вітру.

Гідроенергетика (10-15%)

Гідроелектростанції є важливим компонентом балансування, особливо в умовах нестабільності генерації з ВДЕ. Частка 15% є амбітною, проте досяжною за рахунок реконструкції існуючих потужностей, будівництва малих ГЕС у Карпатському регіоні, а також реалізації проектів гідроакумулювальних станцій. Світова практика (зокрема досвід Скандинавських країн) показує, що ГЕС є одним із ключових інструментів збереження гнучкості та регулювання системи.

Сонячна енергетика (10-15%)

Сонячна генерація має високий потенціал у південних та центральних регіонах України. При цьому характерна нерівномірність генерації впродовж доби і року вимагає підтримки з боку систем акумулювання. Частка 15% є виправданою, якщо забезпечити розширення інфраструктури накопичення енергії та модернізацію мереж. Україна має сприятливу інсоляцію, що можна ефективно використовувати з урахуванням досвіду Іспанії, Італії та Китаю.

Вітрова енергетика (10-15%)

Найперспективнішими є південні та прибережні райони, включаючи Азовське узбережжя та Карпати. З урахуванням тенденцій зростання частки

вітрової генерації у світі (приклад – Німеччина, Данія), доцільно збільшити її частку до 15%. За належного планування та синхронізації з іншими видами генерації, вітрова енергетика здатна забезпечити суттєвий внесок у декарбонізацію та енергетичну автономію.

У цій конфігурації кожен сегмент відіграє свою роль: атомна енергетика – як стабільна база, теплова – як гнучкий резерв, гідро – як балансувальний інструмент, а ВДЕ – як шлях до екологічно чистого майбутнього. Пропонована структура генерації електроенергії в Україні передбачає збалансоване поєднання традиційних та відновлюваних джерел енергії. Такий підхід забезпечить енергетичну безпеку, економічну ефективність та екологічну стійкість країни. Врахування досвіду Німеччини та Франції дозволяє адаптувати найкращі практики до українських реалій та сприяти інтеграції України до європейського енергетичного простору.

Можливість реалізації роботи локальних електроенергетичних систем в Україні

З огляду на нові виклики в енергетичній безпеці, актуальним стає перехід до децентралізованої моделі енергозабезпечення, в якій важливу роль відіграють локальні електроенергетичні системи (ЛЕС). Вони здатні функціонувати як автономно (острівний режим), так і синхронно з Об'єднаною енергосистемою України (ОЕС). В умовах підвищеної загрози для централізованої інфраструктури, спричиненої як військовими діями, так і техногенними або кліматичними ризиками, локальні системи стають важливою складовою забезпечення надійного енергопостачання.

Передумови для впровадження ЛЕС в Україні

Для обґрунтованого формування ЛЕС необхідно враховувати низку рівноважних чинників:

1. Географічно-паливні особливості

- **Західний регіон:** наявність водних ресурсів, перспективи малої гідроенергетики, наявність біомаси, потенціал вітру.
- **Південний регіон:** найвища інсоляція – ідеальні умови для СЕС; вітрові потужності узбережжя Чорного моря.
- **Східний регіон:** промислово навантажені, потребують теплової генерації з резервуванням; наявність відновлювального потенціалу.
- **Центральна Україна:** можливість комбінації СЕС і біомаси.
- **Північ:** помірні умови для СЕС, висока частка споживання в місті Києві.

2. Промислова географія споживання

Промислове споживання електроенергії у 2022 р. становило близько 45 млрд кВт·год, причому розподіл регіонально нерівномірний. Найбільші споживачі:

- Дніпропетровська область — понад 500 МВт стабільного промислового навантаження.
- Запорізька, Харківська, Львівська, Київська області — від 200 до 400 МВт промислового попиту.
- Одеська, Миколаївська, Івано-Франківська області — до 150 МВт із перспективами зростання.

Аналіз та визначення слабких місць

• можливість оцінити потужності та реальні потреби регіонів у МВт.

• можливість проаналізувати структуру наявних генеруючих потужностей.

• необхідність уточнення та коригування структури генерації відповідно до сучасних реалій та можливостей балансування навантаження.

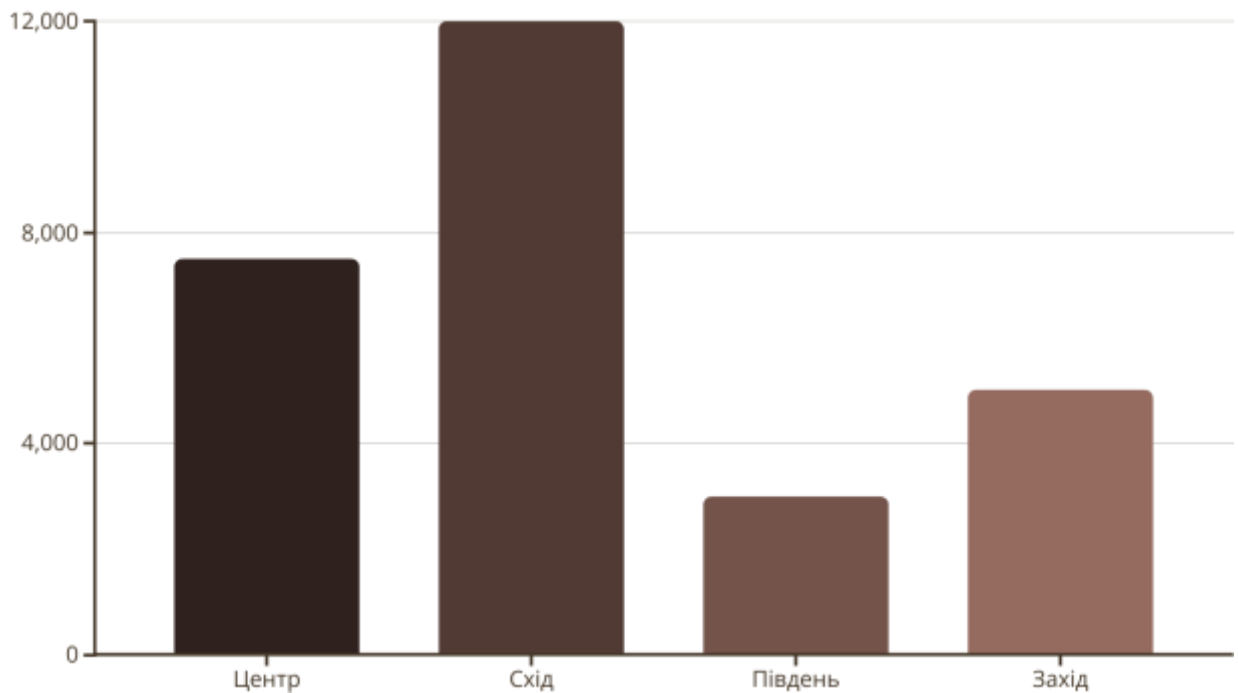


Рисунок 4.4 - Структура генерації електроенергії по регіонам

Цей розподіл дає змогу умовно сформувати 4 **потенційних локальних енергосистем**, які будуть взаємопов'язані з ОЕС, але здатні працювати автономно в надзвичайних ситуаціях.

Запропонований поділ України на локальні електроенергетичні системи

На основі географічних та економічних критеріїв пропонується поділити Україну на такі ЛЕС:

ЕС «Центр»: Київська, Черкаська, Полтавська, Вінницька, Житомирська області.

- Споживання ~7500 МВт.

ЕС «Схід»: Дніпропетровська, Запорізька, Харківська, Сумська, Донецька, Луганська області.

- Споживання ~12000 МВт.

ЕС «Південь»: Одеська, Миколаївська, Херсонська області.

- Споживання ~3000 МВт.

4. ЛЕС «Захід»: Львівська, Волинська, Рівненська, Закарпатська, Тернопільська, Івано-Франківська, Чернівецька області.

- Споживання ~5000 МВт.

Аналіз існуючих генеруючих потужностей та пропозиції щодо структури генерації по кожній ЛЕС

ЛЕС «Центр»

- **Атомна енергетика:** ~4000 МВт (Хмельницька та Рівненська АЕС близько меж ЛЕС)
- **Теплова генерація (вугілля):** 1000 МВт (Трипільська ТЕС)
- **Теплова генерація (газ):** 1000 МВт (Київські ТЕЦ)
- **Гідроенергетика:** 1000 МВт (Канівська та Київська ГЕС)
- **ВДЕ (сонце та вітер):** 500 МВт

апропонована структура генерації: атомна 53%, вугілля 13%, газ 13%, ГЕС 13%, ВДЕ 7%

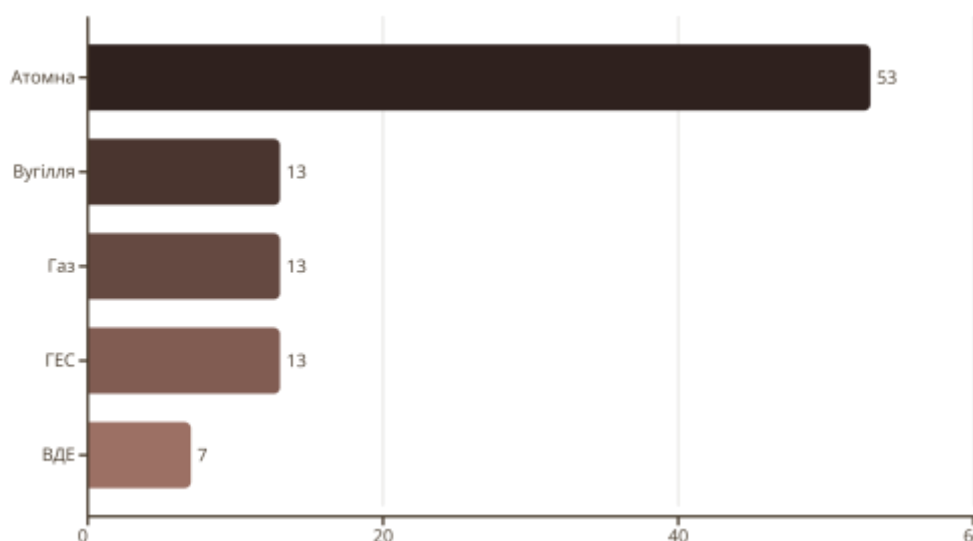


Рисунок 4.5 - Структура генерації електроенергії в ЛЕС «Центр»

Запропонована структура генерації для ЛЕС «Центр» характеризується високою часткою атомної енергетики (53%), що забезпечує стабільне базове навантаження. Теплова генерація (вугілля та газ) складає по 13% кожна, що дозволяє забезпечити маневрові потужності. Гідроенергетика також становить 13%, забезпечуючи додаткову гнучкість системи. Частка відновлюваних джерел енергії поки що невелика (7%), але має потенціал для зростання.

ЛЕС «Схід»

- **Атомна енергетика:** 6000 МВт (Запорізька АЕС)
- **Теплова генерація (вугілля):** 3500 МВт (Курахівська, Зміївська, Придніпровська ТЕС)
- **Теплова генерація (газ):** 500 МВт
- **Гідроенергетика:** 500 МВт (ДніпроГЕС)
- **ВДЕ (сонце та вітер):** 1500 МВт

апропонована структура генерації: атомна 50%, вугілля 29%, газ 4%, ГЕС 4%, ВДЕ 13%

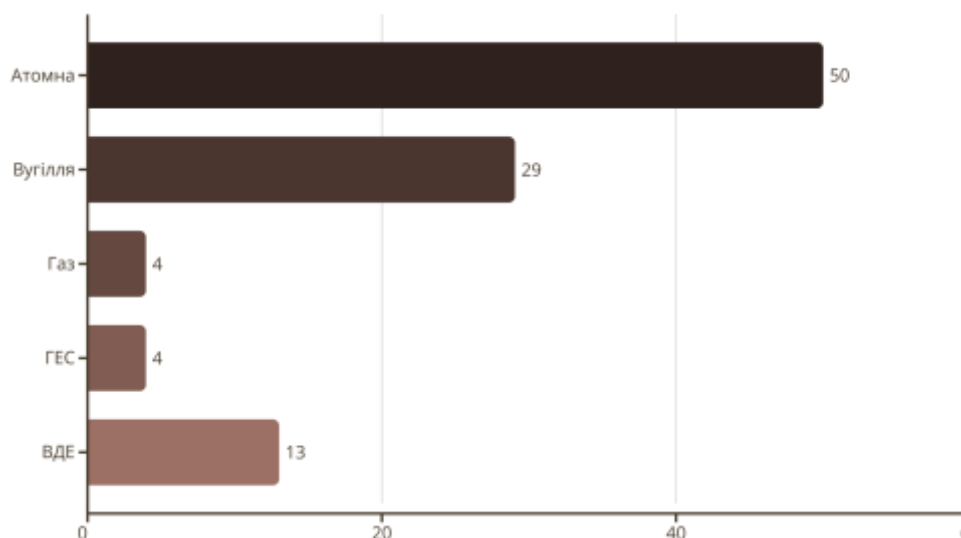


Рисунок 4.6 - Структура генерації електроенергії в ЛЕС «Схід»

Запропонована структура генерації для ЛЕС «Схід» відображає промисловий характер регіону з високим енергоспоживанням. Атомна

енергетика забезпечує половину потреб (50%), а вугільна генерація – значну частку (29%) через наявність розвиненої інфраструктури та місцевих ресурсів. Частки газової генерації та гідроенергетики невеликі (по 4%), але вони відіграють важливу роль у балансуванні системи. Відновлювані джерела енергії становлять 13%, що є хорошим показником для промислового регіону.

ЛЕС «Південь»

- **Атомна енергетика:** 3000 МВт (Південноукраїнська АЕС)
- **Теплова генерація (вугілля):** немає значних потужностей
- **Теплова генерація (газ):** 500 МВт (Одеські ТЕЦ)
- **Гідроенергетика:** 302 МВт (Ташлицька ГАЕС)
- **ВДЕ (сонце та вітер):** 800 МВт

апропонована структура генерації: атомна 55%, газ 10%, ГЕС 10%, ВДЕ 25%

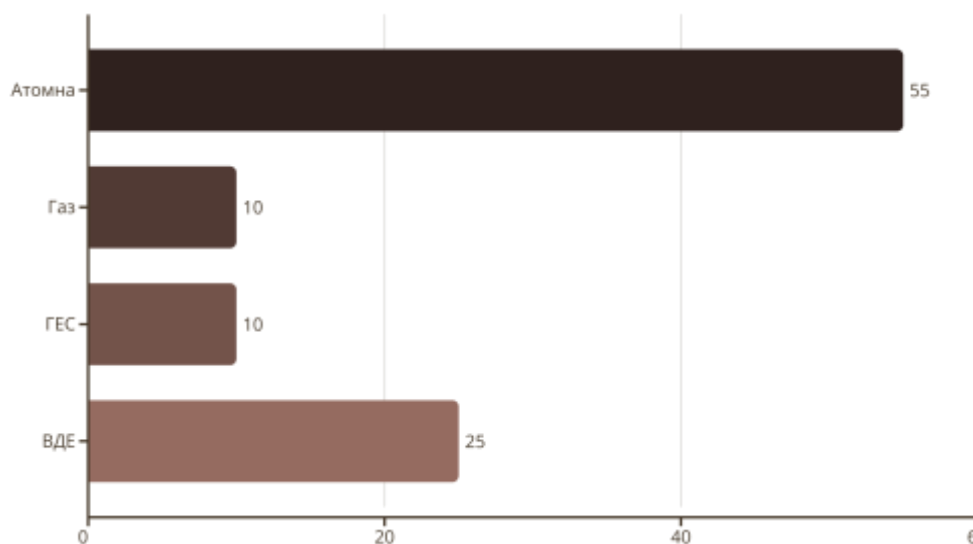


Рисунок 4.7 - Структура генерації електроенергії в ЛЕС «Південь»

Запропонована структура генерації для ЛЕС «Південь» враховує кліматичні особливості регіону. Атомна енергетика забезпечує базове навантаження (55%), а відновлювані джерела енергії мають значну частку

(25%) завдяки високій інсоляції та вітровому потенціалу узбережжя. Газова генерація та гідроенергетика (по 10%) забезпечують балансування системи. Вугільна генерація відсутня, що відповідає екологічним цілям та відсутності значних вугільних потужностей у регіоні.

ЛЕС «Захід»

- **Атомна енергетика:** 2000 МВт (частина потужності Хмельницької АЕС)
- **Теплова генерація (вугілля):** 800 МВт (Бурштинська ТЕС)
- **Теплова генерація (газ):** 400 МВт (ТЕЦ регіональних міст)
- **Гідроенергетика:** 1200 МВт (Дністровська ГАЕС, Теребле-Ріцька ГЕС)
- **ВДЕ (сонце та вітер):** 600 МВт

апропонована структура генерації: атомна 40%, вугілля 16%, газ 8%, ГЕС 24%, ВДЕ 12%

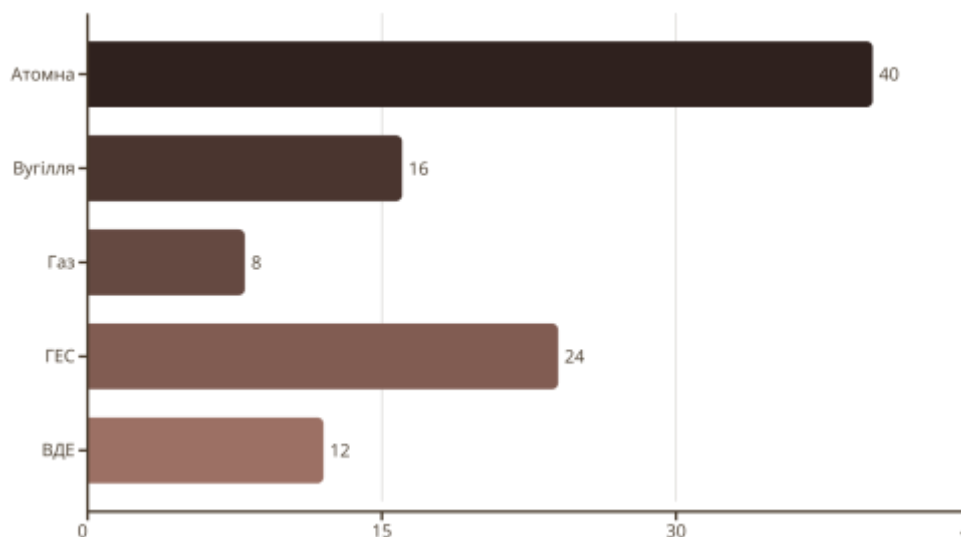


Рисунок 4.8 - Структура генерації електроенергії в ЛЕС «Захід»

Запропонована структура генерації для ЛЕС «Захід» відображає географічні особливості регіону. Атомна енергетика забезпечує 40% потреб, а

гідроенергетика має значну частку (24%) завдяки наявності водних ресурсів у Карпатському регіоні. Вугільна генерація становить 16%, газова – 8%, що забезпечує необхідну гнучкість системи. Відновлювані джерела енергії складають 12% з потенціалом для зростання, особливо у сфері вітрової енергетики в гірських районах.

Кожна ЛЕС повинна бути здатною:

- працювати в синхронному режимі з ОЕС — за нормальних умов;
- автономно (острівно) — в умовах надзвичайної ситуації, за сценаріями

Для цього необхідна наявність локальних балансуючих потужностей (ГЕС, ГАЕС, акумулятори, газотурбінні установки), розумної автоматизованої системи керування режимами (ADMS/EMS), а також відповідне резервування критичних споживачів.

Тарифна політика

Враховуючи значні відмінності у структурі генерації, виникає необхідність оцінити, чи доцільно диференціювати тарифи. Запровадження ЛЕС не обов'язково вимагає різних тарифів для регіонів. Але:

- **для населення:** тариф може зберігатися єдиним, за рахунок крос-субсидіювання в межах єдиної енергетичної політики;
- **для промисловості:** можливе зонування тарифів за принципом доступності ресурсів та вартості генерації в кожному ЛЕС. Наприклад, у Південній ЛЕС, де дешевша СЕС та ВЕС, може бути нижчий денний тариф, а в ЛЕС «Центр» та «Схід» завдяки високій частці атомної генерації тарифи можуть залишатися відносно низькими.

Запровадження єдиного тарифу із механізмами компенсації через ОЕС України є доцільним для уникнення економічних дисбалансів та підтримки соціальної стабільності.

Таке зонування тарифів має сенс лише за умов ринку, вільного вибору постачальника та наявності ефективного регуляторного нагляду. Але в умовах поствоєнної відбудови та соціальної стабільності доцільно зберегти єдиний тарифний підхід, що гарантує рівні умови доступу до електроенергії для всіх громадян.

У підсумку, впровадження ЛЕС з чітко структурованою генерацією і можливістю автономної роботи є ключовим елементом нової енергетичної стратегії України. Такий підхід дозволить гнучко адаптуватися до змін на ринку, зменшити ризики від централізованих пошкоджень, підвищити енергетичну стійкість та наблизити Україну до вимог сучасної «розумної» енергосистеми європейського рівня.

ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ з охорони праці бакалаврської роботи присвячений дослідженню умов праці електротехнічного персоналу, що виконує аналіз стану електричних мереж. Наразі зі зростанням темпів розвитку сучасного виробництва значно зростає роль і значення охорони праці на підприємстві. Про це йдеться, зокрема в Законі України «Про охорону праці». Законодавством України установлені соціальні гарантії у сфері охорони праці найманих працівників, які потрібно виконувати в обов'язковому порядку.

Під час аналізування та проєктування, згідно [1, 2], на працівників впливають такі шкідливі виробничі фактори: фізичні, хімічні та трудового процесу:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); 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, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

5.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами

Площа, виділена для одного робочого місця повинна складати не менше 6 кв. м, а об'єм – не менше 20 куб м.

Під час проектування СЕС, систем електропостачання тощо ПВЕ, ПТЕ, ПБЕ ЕЕС, НАОП, а також розділів ДБН, що стосуються штучного освітлення та електротехнічних пристроїв, та вимог нормативно-технічної і експлуатаційної документації заводів виробників комп'ютерів. Комп'ютери та устаткування для обслуговування, ремонту та їх налагодження, інше устаткування (апарати управління, контрольно-вимірювальні прилади, світильники, тощо) електропроводи та кабелі за виконанням та ступенем захисту мають відповідати класу зони за ПВЕ, мати апаратуру захисту від струму короткого замикання та інших аварійних режимів.

Під час монтажу та експлуатації приміщень з ПК 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.

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 приміщені, 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. Електромережі штепсельних з'єднань та електророзеток для живлення комп'ютерів та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження слід виконувати за магістральною схемою, по 3 - 6 з'єднань або електророзеток в одному колі. Штепсельні з'єднання та електророзетки для напруги 12 В та 36 В за своєю конструкцією повинні відрізнятися від штепсельних з'єднань для напруги 127В та 220В. Штепсельні з'єднання та електророзетки, розраховані на напругу 12 В та 36 В, мають бути пофарбовані в колір, який візуально значно відрізняється від кольору штепсельних з'єднань, розрахованих на напругу 127 В та 220 В.

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.

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.

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.

Х.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно: розмішувати неізольовані струмовідні 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;

- 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.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал 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. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

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.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 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.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота проєктувальників відноситься до легкої фізичної роботи категорія Ia, бо вони практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, а,	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 на робочому місці оператора крану передбачається:

холодну пору року – використання калорифера;

літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

Провітрювання приміщень;

Цілісність конструкції кабіни та вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи установки;

Встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Раціональне освітлення – один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормують мінімальну освітленість на найбільш темній ділянці робочої поверхні. Рівень аварійного освітлення складає 15% освітленості основної роботи. Приміщення забезпечене природним освітленням в денний проміжок часу, але вечірні постає проблема в штучному освітленні.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменш ий або еквівалент-и	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього о	у т. ч. від загально го		

	ний розмір об'єкта розрізнен ня, мм								
Середн ьої точност і	Від 0,5 до 1,0 включн о	IV	в	малий середн ій велики й	світли й середн ій темни й	400	200	4	2,4

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 освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп [E27 LED 15W NW A60 "SG"](#). Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні. Для забезпечення нормативних значень освітлення передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме світлодіодних ламп;

необхідна кількість природного світла (великі вікна);

для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком.

5.2.4 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».

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових	107	95	87	82	78	75	73	71	69

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».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

.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].

Отже, до складу системи електропостачання, яка проєктується, входять підстанції, приміщення яких за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відносяться 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-Іа, де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості. До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Сст у- пін ь вог- не- стій - кос ті бу- дин -ків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло- ни	сходові площад- ки, костури, сходи, балки, марші сходови х кліток	пере- криття між по- верхові (у т.ч. горищн і та над підва- лами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходо- вих кліток	само- несучі	зов- ніш- ні не- несу- чі	внут- рішні не- несуч і (пере- - город -ки				пли- ти, наст и-ли, прог о-ни	балки, ферми , арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 5.7.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.8.

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.8 (знаменник) [15].

Таблиця 5.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Таблиця 5.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II		IIIа, IIIб, IV, IVа,
I, II	6/9	8/9	10/12

На території підстацій встановлено 18 порошкових вогнегасників ВВП-8 (ВП-5) і 12 газових вогнегасників ВВК-7 [16].

РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи P_{CMAH} та району P_{PMAH} .

Представимо приклад обчислення для часового інтервалу "0-6" та сезону "зима" для даного місцевого району [3].

$$P_{\text{pt}} = \frac{P'_{\text{pt}} \cdot P_{\text{PMAH}}}{100}, \quad (6.1)$$

$$P_{\text{ct}} = \frac{P'_{\text{ct}} \cdot P_{\text{CMAH}}}{100}, \quad (6.2)$$

де P_{PMAH} , P_{CMAH} - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи, МВт;

P'_{pt} , P'_{ct} - навантаження відповідно місцевого району та системи, %,

$$P_{\text{pt}} = \frac{53 \cdot 500}{100} = 265 \quad (\text{МВт}),$$

$$P_{\text{ct}} = \frac{74 \cdot 1100}{100} = 814 \quad (\text{МВт}).$$

Передача електроенергії пов'язана із зазначеними втратами, які розподіляються на постійні, незалежні від струму навантаження, та змінні, пропорційні квадрату струмів навантаження. Під час аналізу графіків навантажень можна враховувати відносні величини цих втрат [3]:

а) в мережах місцевого району: $\Delta P'_p = (0,01 - 0,015)$,
 $\Delta P''_2 = (0,06 - 0,08)$;

б) в мережах системи: $\Delta P_{1c} = (0,02 - 0,03)$, $\Delta P''_2 = (0,14 - 0,16)$;

Приймаємо $\Delta P'_1 = 0,01$, $\Delta P'_2 = 0,06$, $\Delta P''_1 = 0,02$, $\Delta P''_2 = 0,14$.

Визначимо незмінні втрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_p \cdot P_{p \max}, \quad (6.3)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 500 = 5 \text{ (МВт)}.$$

Визначимо незмінні втрати в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_c \cdot P_{c \max}, \quad (6.4)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1100 = 22 \text{ (МВт)}.$$

Визначимо втрати, що змінюються в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}, \quad (6.5)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{265^2}{400} = 8,43 \text{ (МВт)}.$$

Визначимо втрати, що змінюються в мережах системи:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (6.6)$$

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{814^2}{1100} = 84,33 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається у місцевий район:

$$P_{\text{рвід}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}, \quad (6.7)$$

$$P_{\text{рвід}} = 265 + 5 + 8,43 = 278,43 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається у систему:

$$P_{\text{свід}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}, \quad (6.8)$$

$$P_{\text{свід}} = 814 + 22 + 84,33 = 920,33 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається з шин станції:

$$P_{\text{відт}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}, \quad (6.9)$$

$$P_{\text{відт}} = 278,43 + 920,33 = 1198,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, щовіддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від.мак}}}{100}, \quad (6.10)$$

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1198,76}{1900} \right) \cdot \frac{3 \cdot 1805,4}{100} = 42,17 \text{ (МВт)}.$$

де $P_{\text{вст}}$ - наведена в завданні встановлена потужність станції,;

$P'_{\text{вп}}$ - навантаження власних потреб, взяте відносно встановленої потужності станції по [3], ($P'_{\text{вп}} = 3\%$).

Вироблена генераторами потужність:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}}, \quad (6.11)$$

$$P_{\text{вир}} = 1198,76 + 42,17 = 1240,93 \text{ (МВт)}.$$

Використовуючи наведений алгоритмом розрахуємо графіки навантажень. Окремо для зимової та літньої доби. Дані заносяться в таблицю.

Таблиця 6.1 – Добові графіки навантажень

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	53	58	92	85	94	99	88	65
	літо	50	52	88	79	89	94	83	60
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	265	290	460	425	470	495	440	325
	літо	250	260	440	395	445	470	415	300
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	5							
	літо								
Змінні втрати	зима	8,43	10,09	25,39	21,68	26,51	29,40	23,23	12,68

потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	літо	7,50	8,11	23,23	18,72	23,76	26,51	20,67	10,80
Потужності, що віддається до місцевого району, МВт	зима	278,43	305,09	490,39	451,68	501,51	529,40	468,23	342,68
	літо	262,50	273,11	468,23	418,72	473,76	501,51	440,67	315,80
Навантаження системи, %	зима	74,00	80,00	99,00	93,00	96,00	100,00	87,00	76,00
	літо	64,00	69,00	89,00	80,00	88,00	93,00	84,00	69,00
Навантаження системи, МВт	зима	814,00	880,00	1089,00	1023,00	1056,00	1100,00	957,00	836,00
	літо	704,00	759,00	979,00	880,00	968,00	1023,00	924,00	759,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	22							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	84,33	98,56	150,94	133,19	141,93	154,00	116,56	88,95
	літо	63,08	73,32	121,98	98,56	119,26	133,19	108,66	73,32
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	920,33	1000,56	1261,94	1178,19	1219,93	1276,00	1095,56	946,95
	літо	789,08	854,32	1122,98	1000,56	1109,26	1178,19	1054,66	854,32
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1198,76	1305,65	1752,33	1629,87	1721,43	1805,40	1563,79	1289,63
	літо	1051,58	1127,43	1591,22	1419,28	1583,02	1679,70	1495,33	1170,12
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	42,17	44,00	51,64	49,54	51,11	52,54	48,41	43,72
	літо	39,65	40,95	48,88	45,94	48,74	50,39	47,24	41,68
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1240,93	1349,65	1803,96	1679,41	1772,54	1857,95	1612,21	1333,35
	літо	1091,23	1168,38	1640,10	1465,22	1631,76	1730,10	1542,57	1211,80

Вироблена електроенергія протягом року [3]:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i$$

$$E_p = \left(6 \cdot 1240,93 + 4 \cdot (1803,96 + 1333,35) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1349,65 + 1679,41 + 1772,54 + 1857,95 + 1612,21) \right) \cdot 183 + \\ + \left(6 \cdot 1091,23 + 4 \cdot (1640,1 + 1211,8) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1168,38 + 1465,22 + 1631,76 + 1730,1 + 1542,57) \right) \cdot 182 = \\ = 12698155,02 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Розрахуємо техніко-економічні показники роботи. Для цього використаємо річний графік електричних навантажень, результати наведені у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	1857,95
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	12698155,02
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1900,00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	1449,56
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,78
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,76
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6834,51
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6683,24
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,02

Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}i} \cdot t_i$	400127,19
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	12298027,83
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5711,32

Побудуємо графіки навантажень, отриманих за даними розрахунків. Приймаємо тривалість зими періоду 183 доби, а літа періоду - 182 доби, рисунки 6.1, 6.2.

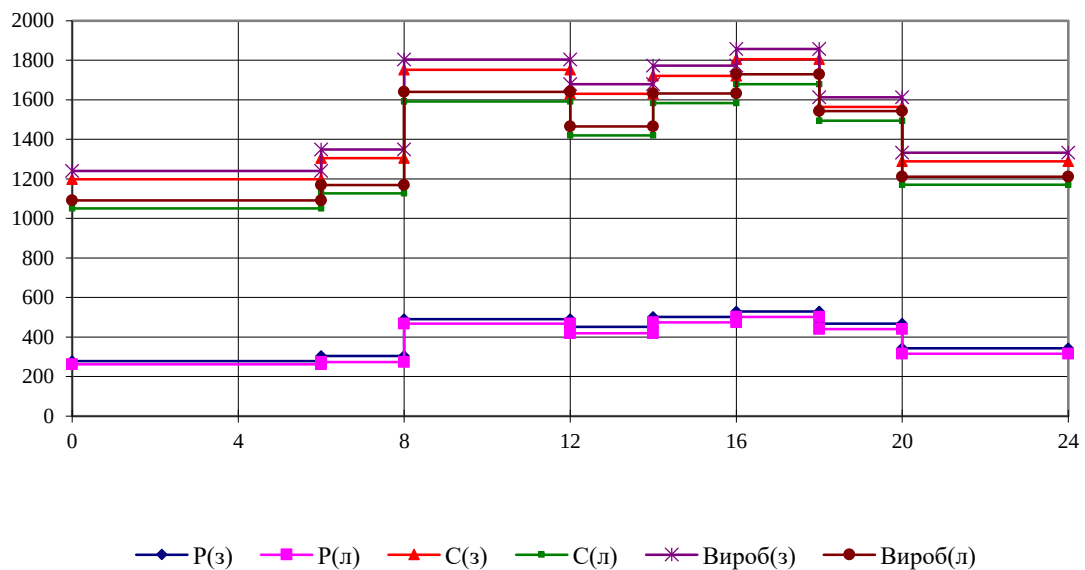


Рисунок 6.1 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

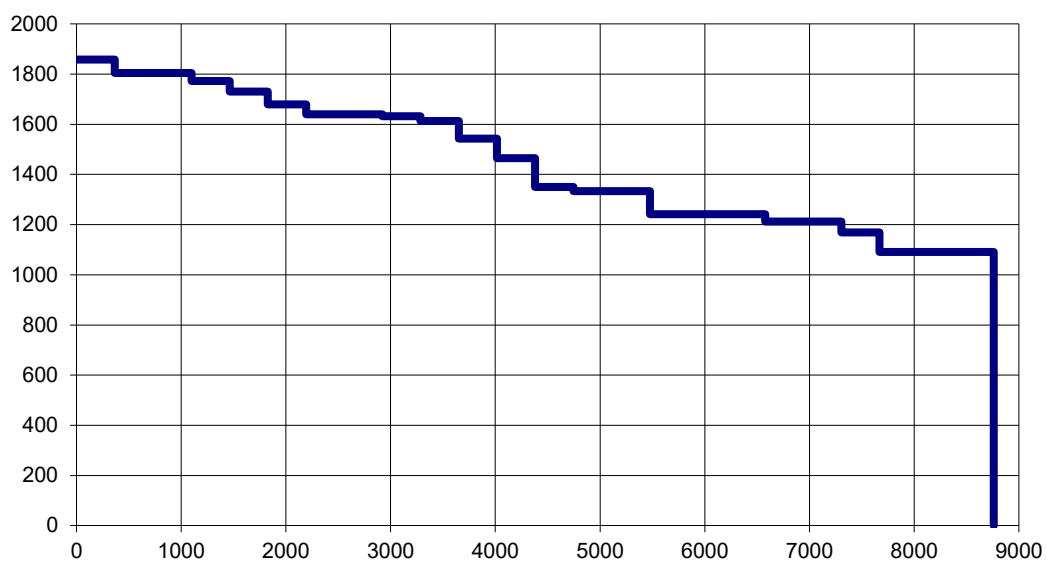


Рисунок 6.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

ВИСНОВКИ

У процесі виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи на тему «Аналіз можливої структури генерації в об'єднаній енергосистемі України» було здійснено комплексне дослідження факторів, що визначають доцільність і перспективність побудови ефективної структури генерації в межах ОЕС України. Здійснено порівняльний аналіз енергетичних стратегій Франції та Німеччини, що дозволив окреслити дві відмінні моделі розвитку: ядерно орієнтовану (французьку) та відновлювану (німецьку). Такий підхід створив основу для критичної оцінки можливості їх застосування в українських реаліях.

Географічні, промислові та економічні особливості України демонструють об'єктивну потребу у формуванні багатокомпонентної структури генерації з чітким урахуванням регіональних ресурсів, потенціалу навантаження та стратегічної безпеки. У межах роботи запропоновано концепцію розподілу ОЕС України на чотири локальні енергосистеми (ЛЕС): «Захід», «Центр», «Південь» та «Схід». Для кожної з них визначено актуальну та цільову структуру генерації у відсотковому співвідношенні між атомною, тепловою (газовою і вугільною), гідро- та відновлювальною енергетикою, а також надано обґрунтування на основі фактичних потужностей споживання й виробництва.

Проаналізовано доцільність гнучкого режиму функціонування ЛЕС у форматі як острівного, так і синхронізованого з ОЕС, що значно підвищує рівень стійкості енергосистеми до зовнішніх загроз, зокрема в умовах воєнного стану або техногенних катастроф.

Сформульовано техніко-економічні висновки, що свідчать про необхідність:

- збереження атомної генерації як основи національного енергобалансу;
- зменшення частки вугільної генерації на користь ВДЕ та гідроенергетики;

- створення інституційної та технічної бази для повноцінного переходу до моделі ЛЕС;
- забезпечення тарифної рівноваги або адаптивного підходу до формування цін у різних ЛЕС залежно від структури генерації.

Отримані результати можуть бути використані у стратегічному плануванні розвитку енергетики України, формуванні регіональних енергетичних політик, а також у процесі інтеграції України до європейського енергетичного простору.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Що робити зі знищеною тепловою генерацією
https://biz.censor.net/resonance/3482438/scho_robity_zi_znyschenoyu_teplovoyu_generatsiyeyu
2. За останні тижні Росія знищила 80 відсотків українських ТЕЦ
https://censor.net/ua/news/3482715/za_ostanni_tyjni_rosiya_znyschyla_80_vidsotkiv_ukrayinskyh_tets_shmygal
3. Наслідки російських ударів по енергосистемі: Імпорт електроенергії зріс на третину, експорт впав у 10 разів
https://biz.censor.net/news/3487458/import_elektroenergiyi_u_kvitni_zris_na_tretynu_eksport_vpav_u_10_raziv
4. Через ракетні удари в Україні потрібно створювати сотні дрібних електростанцій замість великих
5. <https://minprom.ua/news/309930.html>
6. Ukraine Facility Platform
7. <https://www.facebook.com/uafp.eu>
8. І.В. Фролов Аналіз поточного стану енергосистеми та стратегії розвитку розосередженої генерації в Україні / Праці ІЕД НАН України. 2024 – Вип. 67, с. 48-53
9. Декарбонізація в Німеччині <https://interactive.carbonbrief.org/the-carbon-brief-profile-germany/index>.
10. Ринок електроенергії в Німеччині <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/germany-energy?>
11. Енергетичний сектор у Франції
https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_en_France
12. Енергетичний комплекс Франції
<https://www.france.promotour.info/economie-energie.php>

13. Удари РФ по ТЕС та ГЕС <https://www.dw.com/uk/udari-rf-po-tes-ta-ges-vlitku-ukrainci-budut-bez-svitla/a-68805538>
14. Німеччина може віддати Україні обладнання зі своїх закритих енергетичних об'єктів
https://biz.censor.net/news/3485542/nimechchyna_moje_viddaty_ukrayini_obladnannya_zi_svoyih_zakrytyh_energetychnyh_obyektiv
15. Енергетика в Німеччині <https://www.dw.com/uk/energetika-v-nimeccini-mifi-ta-fakti-pro-vugilla-gaz-atom-i-vidnovluvani-dzerela-energii/a-64971878>
16. Кабмін схвалив будівництво двох енергоблоків Хмельницької АЕС
<https://www.rbc.ua/rus/news/kabmin-shvaliv-budivnitstvo-dvoh-energoblokiv-1712060579.html>
17. Німеччина закриває АЕС <https://www.dw.com/uk/nimeccina-zakryvae-aes-vlada-za-naselenya-proty/a-65271598>
18. Для будівництва нової генерації тариф на світло можуть підвищити до 5 гривень за кіловат
https://mbiz.censor.net/news/3490014/schob_zbuduvaty_novu_generatsiyu_taryf_moje_zrosty_do_5_grn_za_kvthod
19. Енергоатом змінив плани щодо Південноукраїнської АЕС
<https://biz.liga.net/ua/all/tek/novosti/na-pivdennoukrainskii-aes-planuiut-zbuduvaty-dva-enerhobloky-westinghouse>
20. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
21. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->

- 22.ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
- 23.ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
- 24.НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
- 25.ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
- 26.ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
- 27.ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
- 28.ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
- 29.ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
- 30.НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
- 31.ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
- 32.ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

- 33.ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
- 34.ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
- 35.Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

Бакалаврська кваліфікаційна робота

АНАЛІЗ МОЖЛИВОЇ СТРУКТУРИ ГЕНЕРАЦІЇ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

Виконав - Зеленько Ілля ЕС-216



Вступ

У контексті трансформації енергетичного сектору України, спричиненої як внутрішніми реформами, так і зовнішніми викликами, постає необхідність у формуванні оптимальної структури генерації електроенергії. Це має забезпечити енергетичну безпеку, економічну ефективність та екологічну стійкість країни. Досвід країн Європейського Союзу, зокрема Німеччини та Франції, надає цінні уроки для України у цьому процесі.

Енергетична безпека

Забезпечення стабільного постачання електроенергії в умовах зовнішніх викликів

Економічна ефективність

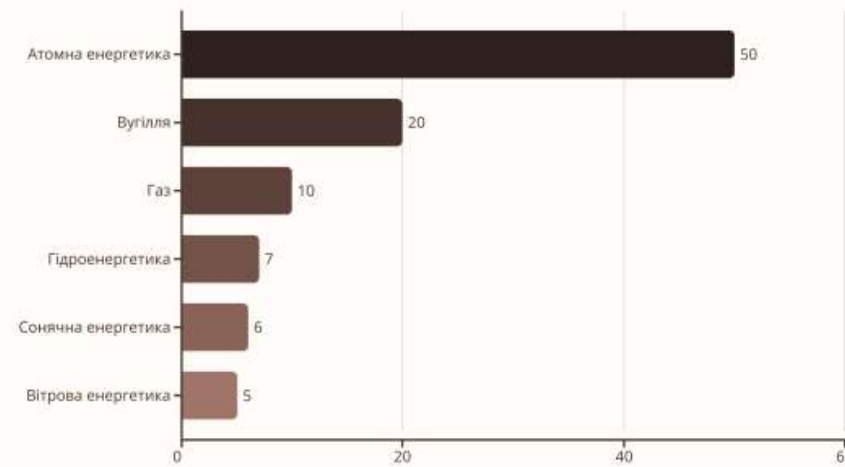
Оптимізація витрат на генерацію та розподіл електроенергії

Екологічна стійкість

Зменшення впливу енергетичного сектору на навколишнє середовище

Поточна структура генерації в Україні

Станом на 2024 рік, структура генерації електроенергії в Україні характеризується наступними показниками: [\(iea.org\)](#)



Ці дані свідчать про значну залежність від атомної та теплової генерації, зокрема вугільної, що створює виклики в контексті екологічної стійкості та відповідності європейським стандартам.

Досвід Німеччини та Франції: уроки для України

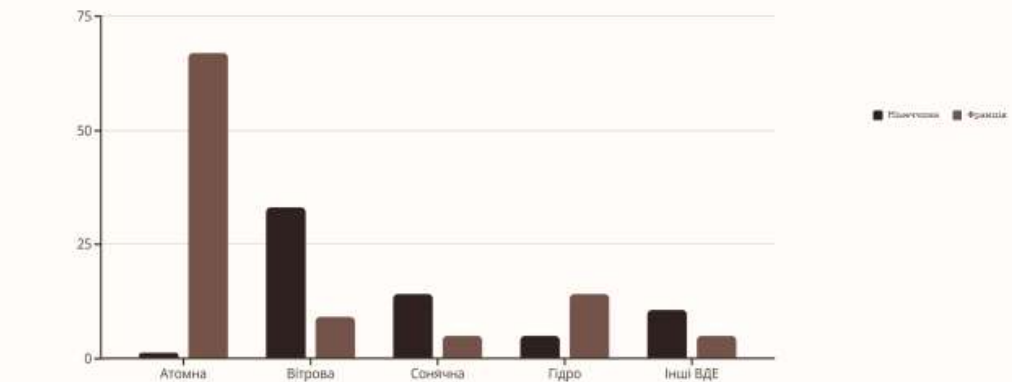
Німеччина

У 2024 році Німеччина досягла історичного рівня частки відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії — 42.7%. Зокрема, вітрова енергетика збільшила частку до 18%, а сонячна — 14%. Водночас, прискорилась відмова від атомної енергетики, зокрема після закриття останньої АЕС у 2024 році. [\(bundesregierung.de\)](#)

Франція

Франція, навпаки, зберігає високий рівень використання атомної енергетики — близько 67% у 2024 році. Рішуче та послідовно розвиває відновлювані джерела, зокрема гідроенергетику (14%) та вітрову енергетику (8%).

Ці дані чітко демонструють різні стратегії досягнення екологічної енергетичної незалежності: Німеччина робить ставку на ВДЕ, тоді як Франція — на атомну енергетику.



Практики, які варто адаптувати в Україні



Інтегроване довгострокове планування та стратегічне програмування

Франція реалізує багаторічне енергетичне програмування (PPE), що узгоджене з кліматичними цілями та ринковими механізмами. Німеччина діє в рамках концепції *Energiewende*, де узгоджені дії уряду, бізнесу та суспільства. Україні вкрай необхідне ухвалення національної енергетичної стратегії з реалістичними термінами, ресурсним забезпеченням і відповідальністю за виконання.



Розвиток гнучкої генерації та систем зберігання енергії

У Німеччині діє потужна програма підтримки акумулюючих систем, що компенсують нестабільність ВДЕ. Франція активізує розгортання гідроакумулюючих станцій та дослідження водневої економіки. Україні, яка планує зростання ВДЕ, слід створити прозорі умови для розвитку накопичувачів (зокрема в умовах нерівномірного добового графіка споживання).



Високий рівень цифровізації енергетичної інфраструктури

Сучасна енергосистема потребує широкого використання цифрових технологій: smart-мережі, автоматизованих систем обліку, управління попитом. Німеччина активно впроваджує інтелектуальні лічильники (smart meters) і платформи для гнучких тарифів. Впровадження цифрових рішень в Україні дозволить зменшити втрати, підвищити ефективність споживання і прозорість ринку.



Створення привабливого інвестиційного клімату

І у Франції, і в Німеччині діють чіткі механізми підтримки інвесторів, зокрема feed-in тарифів, контрактів на різницю (CfD), зелених аукціонів. Вони не лише знижують ризики, але й забезпечують прогнозованість доходів. В Україні варто остаточно закріпити законодавчі гарантії для інвесторів у ВДЕ, уникнувши ситуацій, подібних до кризи 2020 року.



Енергетична безпека через диверсифікацію джерел і маршрутів

Після скорочення постачання з Росії обидві країни суттєво диверсифікували импорт. Зокрема, Німеччина запустила нові LNG-термінали. Україні важливо зберегти напрацьовані маршрути імпорту з країн ЄС, продовжувати розвиток реверсних потужностей та збільшувати частку внутрішнього виробництва.

Практики, які не слід копіювати в Україні

Повна відмова від ядерної енергетики

Німеччина вийшла з атомної енергетики, що стало суперечливим рішенням, особливо в умовах енергетичної кризи 2022 року. Франція, навпаки, зберігає ядерну генерацію як базове джерело. Для України, де атомна енергетика забезпечує понад 50% генерації, повна відмова є передчасною та економічно невиправданою. Навпаки, необхідна модернізація існуючих блоків та розвиток малих модульних реакторів.

Надмірне податкове навантаження на електроенергію

У Німеччині високі податки та збори, які накладаються на електроенергію, суттєво підвищують ціну для побутових споживачів. Для українського населення в умовах економічної нестабільності така політика є неприйнятною. Перехід до ринкових цін має бути поступовим та соціально справедливим.

Занадто швидкий темп переходу до ВДЕ без резервної інфраструктури

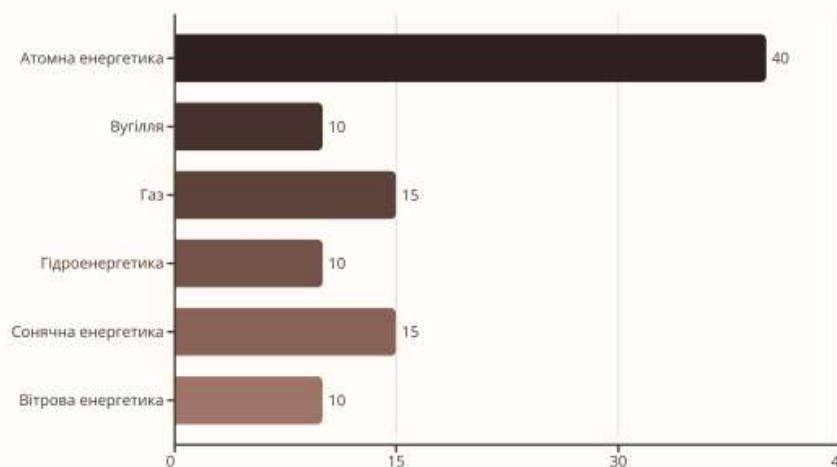
В Німеччині паралельне згортання ядерної та вугільної генерації при зростанні ВДЕ призвело до енергетичного дефіциту та зростання імпорту. Україні слід уникати подібної ситуації: розвиток ВДЕ має супроводжуватися створенням резервної генерації, накопичувачів та гнучкої системи управління.

Надмірна централізація управління (французька модель)

Хоча централізоване управління дозволяє Франції контролювати систему, для України важливо забезпечити розвиток локальних ініціатив, малих електростанцій, енергетичних кооперативів. Децентралізація енергетики підвищить стійкість до атак, зменшить втрати, дозволить швидше відновлювати пошкоджені об'єкти.

Пропонована структура генерації для України

Враховуючи національні особливості та міжнародний досвід, пропонується наступна структура генерації електроенергії для України:



Можливість реалізації роботи локальних електроенергетичних систем в Україні



Сучасні умови функціонування енергетичних систем вимагають нових підходів до їх побудови. Одним із перспективних напрямів розвитку є створення локальних електроенергетичних систем (ЛЕС), які можуть працювати як у режимі ізолюваного (острівного) функціонування, так і синхронно в складі об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Цей підхід дозволить покращити стабільність, надійність та економічну ефективність енергопостачання в умовах різноманітних кризових ситуацій.

Запропонований поділ України на локальні електроенергетичні системи

АЕС «Центр»

Київська, Черкаська, Полтавська, Вінницька, Житомирська області.

Можливість комбінації СЕС і біомаси, висока частка споживання в місті Києві.

Споживання ~7500 МВт.

АЕС «Захід»

Львівська, Волинська, Рівненська, Закарпатська, Тернопільська, Івано-Франківська, Чернівецька області.

Наявність водних ресурсів, перспективи малої гідроенергетики, наявність біомаси, потенціал вітру.

Споживання ~5000 МВт.

АЕС «Схід»

Дніпропетровська, Запорізька, Харківська, Сумська, Донецька, Луганська області.

Промислово навантажені, потребують теплової генерації з резервуванням; наявність відновлювального потенціалу.

Споживання ~12000 МВт.

АЕС «Південь»

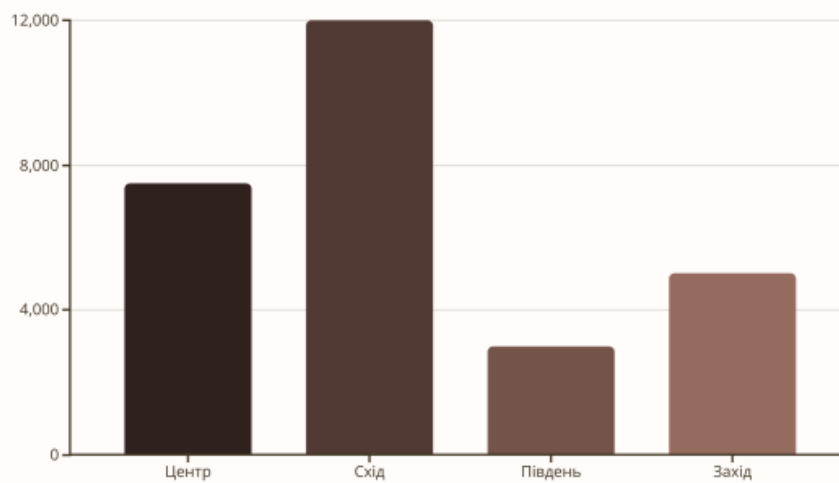
Одеська, Миколаївська, Херсонська області.

Найвища інсоляція – ідеальні умови для СЕС; вітрові потужності узбережжя Чорного моря.

Споживання ~3000 МВт.



Аналіз існуючих генеруючих потужностей та пропозиції щодо структури генерації по кожній АЕС



Можливості балансування та тарифна політика



Оцінка відмінностей у структурі генерації

Значні відмінності у структурі генерації між регіонами створюють питання щодо доцільності диференціації тарифів.



Аналіз тарифної політики по регіонах

- АЕС «Центр» та «Схід»: завдяки високій частці атомної генерації тарифи можуть залишатися відносно низькими
- АЕС «Південь» та «Захід»: через більшу частку ВДЕ та гідроенергетики тарифи можуть бути вищими у пікові години



Рекомендація щодо тарифної політики

Запровадити єдиний тариф із механізмами компенсації через ОЕС України для уникнення економічних дисбалансів та підтримки соціальної стабільності



Висновки



Оптимальна структура генерації

Збалансований підхід до різних типів генерації

Регіональні особливості

Врахування географічних та промислових факторів

Економічна ефективність

Балансування інтересів різних регіонів

Запропонована концепція АЕС враховує географічні, промислові та паливні особливості України. Коригування структури генерації забезпечує оптимальну надійність, екологічну стійкість та економічну ефективність. Рекомендується впровадження єдиного тарифу на електроенергію з компенсаційними механізмами для балансу економічних інтересів різних регіонів.