

ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

## СИСТЕМИ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

методичні рекомендації  
до виконання практичних робіт

Запоріжжя 2025



УДК 621.31:620(072)  
М54

Рекомендовано Науково-методичною  
радою ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»  
(протокол № 1 від «24» жовтня 2025 р.)

**Укладачі:**

Рухлов А.В., канд. техн. наук, доцент

**М54**            **Методичні** рекомендації до виконання практичних робіт з дисципліни «Системи виробництва електроенергії» / уклад. А. В. Рухлов. Запоріжжя : ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2025. 88 с.

Методичні рекомендації включають тематику практичних робіт відповідно до робочої програми навчальної дисципліни. Складаються з теоретичної та практичної частини, містять критерії оцінювання та детальний хід виконання практичних робіт, а також контрольні питання для самоперевірки знань здобувачів.

Рекомендовано для студентів спеціальностей 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / G3 Електрична інженерія першого (бакалаврського) рівня вищої освіти.

**УДК 621.31:620(072)**



## ЗМІСТ

ВСТУП		4
Практична робота №1	Комплексна підготовка виробництва нового устаткування	6
Практична робота №2	Обґрунтування структурної схеми, генераторів і трансформаторів електричної станції	22
Практична робота №3	Вибір електричної схеми та трансформаторів власних потреб електричної станції	34
Практична робота №4	Розрахунок показників роботи теплових електричних станцій	44
Практична робота №5	Обґрунтування потужності резервної дизельної електростанції	54
Практична робота №6	Дослідження показників роботи фотоелектричної станції за допомогою пакету PVWatts	63
Практична робота №7	Техніко-економічна оцінка ефективності фотоелектричної установки	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ		83
Додатки		85



## ВСТУП

Практикум з дисципліни «Системи виробництва електроенергії» передбачає закріплення здобувачами отриманих теоретичних знань щодо основних методів та набуття практичних навичок їхнього застосування для вирішення задач, які постають при аналізі технологічних та режимних аспектів виробництва електроенергії як "традиційними", так і "альтернативними" джерелами. Обов'язковим для виконання практичних робіт є наявність базових знань з теоретичних основ електротехніки та електричних машин.

Під час виконання практичних робіт студенти самостійно здійснюють практичні розрахунки, у тому числі за допомогою персональних ЕОМ, аналізують отримані результати досліджень, формулюють висновки щодо умов забезпечення оптимальних режимів роботи та параметрів різноманітних систем виробництва електроенергії.

### ***Правила виконання практичних робіт:***

1. Практичні роботи виконуються згідно із затвердженим семестровим графіком, який викладається в Moodle.

2. До виконання практичної роботи допускаються студенти, які завчасно ознайомилися із її змістом і методикою виконання, та які вивчили відповідні розділи теоретичного курсу.

3. Роботи виконуються у послідовності, поданої в методичних вказівках. Прикінцевими етапами кожної роботи є обробка і аналіз отриманих результатів, формулювання висновків і рекомендацій.

4. У разі виконання роботи до закінчення заняття здобувачі приступають до оформлення звіту.

5. Звіт про виконання практичної роботи прикріплюється здобувачем до відповідного завдання у Moodle наприкінці поточної або перед початком наступної практичної роботи. Викладач перевіряє та оцінює звіт відповідно до наведених критеріїв оцінювання.

6. За необхідності (наприклад, у разі спірної оцінки звіту або бажання здобувача її підвищити) проводиться захист практичної роботи, під час якого здобувач має продемонструвати знання щодо основних теоретичних положень та методики розрахунку даної роботи, вміти обґрунтувати висновки з отриманих практичних результатів.

### ***Критерії оцінювання виконання практичних робіт:***

- 5 балів – повна відповідність оцінці 4 бали, також ініціативність студента у роботі над проблемою, логічність та структурованість вербальної відповіді під час навчальної дискусії, здатність комунікувати у команді та під впливом негативних факторів, у т.ч. під тиском викладача та/або групи, вміння вести дискусію та бути критичним та самокритичним;



- 4 бали – всі досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів повний та обґрунтований, звіт оформлений акуратно;
- 3 бали – досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів неповний, або звіт оформлений неохайно;
- 2 бали – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, або аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно;
- 1 бал – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно.

***Зміст звіту з практичної роботи:***

- Титульний лист;
- Зміст;
- Тема та мета практичної роботи;
- Виконані розрахунки/відповіді на запитання згідно прийнятого варіанту завдання;
- Висновки;
- Перелік використаних джерел.



## **ПРАКТИЧНА РОБОТА №1 КОМПЛЕКСНА ПІДГОТОВКА ВИРОБНИЦТВА НОВОГО УСТАТКУВАННЯ**

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо розробки проектів електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного устаткування із дотриманням вимог законодавства, стандартів і технічного завдання.

### **1 Теоретична частина**

#### *1.1 Завдання і зміст комплексної підготовки виробництва нової продукції*

Випуску нової продукції передуює великий комплекс робіт, який отримав назву *комплексної підготовки виробництва*. Комплексна підготовка виробництва до випуску нової продукції – це сукупність процесів наукового, технічного і організаційного-економічного характеру, що направлені на розробку і освоєння нових видів продукції. Основне завдання комплексної підготовки виробництва – забезпечення безперервного технічного і технологічного прогресу в усіх галузях народного господарства шляхом створення нових удосконалених конструкцій, виробів, більш економічних матеріалів, скорочення тривалості технологічного процесу з метою задоволення потреб споживачів.

*Комплексна підготовка виробництва по випуску нової продукції* включає:

- науково-технічну підготовку виробництва;
- організаційно-економічну підготовку виробництва;
- промислове освоєння нової продукції.

*Науково-технічна підготовка* – це сукупність процесів наукового і технічного характеру, що спрямовані на розробку і освоєння нових видів продукції. Залежно від послідовності виконання робіт, виділяють наступні стадії науково-технічної підготовки виробництва:

- науково-дослідні роботи;
- дослідно-конструкторські розробки;
- технологічна підготовка виробництва.

Під *організаційно-економічною підготовкою* виробництва розуміють сукупність організаційних та економічних заходів, спрямованих на впровадження у виробництво нової продукції. Організаційно-економічна підготовка виробництва складається з наступних стадій:

- організаційної підготовки виробництва;
- економічної підготовки виробництва;
- екологічної підготовки виробництва.



*Промислове освоєння продукції* – це сукупність різноманітних процесів і робіт по вивірці і відпрацюванню конструкції і технології до встановлених технологічних вимог, освоєння нових форм організації виробництва. Промислове освоєння продукції складається з наступних стадій:

- вивірка продукції;
- налагодження процесу виробництва;
- досягнення проектних економічних показників.

За змістом діяльності в нашій країні виділилося п'ять типів науково-технічних організацій:

- інститути – організації, що спеціалізуються на фундаментальних дослідженнях і відповідальності за розвиток в певній галузі науки;
- науково-дослідні інститути – галузеві організації, що спеціалізуються на прикладних дослідженнях і відповідальності за науково-технічний рівень в певній галузі виробництва або науково-технічному напрямку;
- проектні, конструкторські, технологічні організації - інститути техніко-економічних досліджень в певній галузі;
- монтажно-налагоджувальні управління, організаційно-технічні центри наукової організації праці, що спеціалізуються на освоєнні розробок;
- інститути науково-технічної інформації та інші організації, що займаються розповсюдженням нововведень.

Ці організації можна класифікувати також за підпорядкованістю, масштабами діяльності (міжгалузеві, галузеві, регіональні), профілем (спеціалізовані на одній стадії життєвого циклу, комплексні).

## *1.2 Науково-технічна підготовка виробництва: сутність та особливості виконання*

### ***Організація науково-дослідних робіт***

*Науково-дослідні роботи* – це комплекс робіт по дослідженню ринку споживачів і конкурентів; вивченню зарубіжної патентної інформації; пошуку ідеї нового товару; комерційному аналізу; оцінці і відбору ідей; розробці концепції ринкової новизни товару і визначенню його конкурентоздатності та можливостей завоювання ринку. Оскільки, науково-дослідні роботи по створенню нового товару на підприємстві виконуються одним з підрозділів служби маркетингу, необхідно розрізняти науково-дослідні роботи підприємства і науково-дослідні роботи в системі науково-технічного прогресу, частина яких також реалізується на підприємстві.

Наукові дослідження в системі науково-технічного прогресу за своєю спрямованістю поділяються на: *теоретичні і прикладні*. Результатом теоретичних досліджень є відкриття. Відкриття – це встановлення



невдомих раніше об'єктивно існуючих закономірностей, властивостей, явищ матеріального світу, що вносять зміни в рівень пізнання. Авторам відкриття видається диплом, в якому засвідчується признання за ним авторства.

Прикладні дослідження, використовуючи теоретичні знання, знаходять можливості їх застосування безпосередньо в практиці роботи підприємств. Це – *винаходи*. Винахід – це нове технічне рішення, що дає позитивний ефект. Він може бути основним (якщо використовується самостійно) і додатковим (якщо є удосконаленням основного). Авторів винаходу може видаватись авторське свідоцтво або патент [1].

В зарубіжній практиці розрізняють три базові форми організації науково-дослідних робіт:

- адміністративно-господарська форма;
- програмно-цільова форма;
- ініціативна форма.

*Адміністративно-господарська форма* господарювання передбачає наявність науково-виробничого центру, що являє собою велику або середню корпорацію, яка об'єднує під загальним керівництвом наукові дослідження і розробки, виробництво і збут нової продукції. При цьому більшість фірм, що виконують науково-дослідні і дослідно-конструкторські роботи, функціонують в промисловості. Для вирішення великих науково-технічних проблем разового характеру створюються тимчасові центри.

*Програмно – цільова форма* організації використовується для вирішення завдань по швидкій реалізації науково-технічних проблем в таких прогресивних галузях, як електроніка, біотехнологія, робототехніка, лазерна технологія тощо. Така форма організації науково-дослідних робіт передбачає роботу учасників програм в своїх організаціях і узгодження їх діяльності з центром управління програмою. Наприклад, інженерні центри, що відрізняються більш глибокою інтеграцією між стадіями науково-дослідних робіт по створенню принципово нових видів техніки, технології, систем тощо. Вони отримали розповсюдження в США. Велика увага приділяється також створенню університетсько-промислових та університетських дослідних центрів, науково-промислових парків.

*Ініціативна форма* організації науково-дослідних робіт відрізняється наданням фінансової, науково-технічної, консультативно-управлінської допомоги ініціативним групам, винахідникам та малим фірмам, що створюються для освоєння нововведень. Закордонна практика підтверджує високу ефективність ініціативної форми. Так, в США дрібні інноваційні фірми з чисельністю до 300 чоловік, що спеціалізуються на створенні та випуску нової продукції, дають в 24 рази більше нововведень на кожен долар, вкладений в науково-дослідні роботи, ніж великі корпорації з чисельністю більше 10 тис. чоловік і в 2,5 рази більше нововведень на одного працюючого.



## **Організація дослідно-конструкторських робіт**

*Дослідно-конструкторська підготовка виробництва* – це комплекс робіт по створенню конструкторської документації на нову продукцію або удосконалення діючих конструкцій виробів заданого рівня якості при встановлених термінах, обсягах випуску і мінімальних витратах. В процесі дослідно-конструкторської підготовки створюється комплект конструкторської документації, що необхідна для виготовлення і експлуатації продукції, забезпечується конструкторська готовність підприємства до випуску нового або модернізації існуючого виробу [2, 3].

Цим етапом науково-технічної підготовки виробництва керує відділ головного конструктора, в розпорядженні якого знаходиться дослідне виробництво, яке і займається випробуванням дослідного зразка. Дослідно-конструкторська підготовка виконується у відповідності з вимогами єдиної системи конструкторської документації (ЄСКД).

У відповідності до ЄСКД конструкторська підготовка включає наступні етапи:

- технічне завдання ;
- технічна пропозиція;
- розробка ескізного проекту ;
- технічний проект;
- розробка робочої документації;
- виготовлення і випробування дослідного зразка;
- коректування робочого проекту і випуск першої партії виробів;
- внесення змін, затвердження і розмноження робочого проекту, передача документації у відділ головного технолога.

Стадії розробки – *технічне завдання і технічну пропозицію* часто називають підготовчими. Залежно від складності виробу, що проектується, деякі етапи або відсутні (наприклад, технічна пропозиція), або суміщаються (наприклад, ескізний проект з технічним проектом чи технічний проект з розробкою робочої документації).

Розглянемо детальніше зміст етапів конструкторської підготовки виробництва та їхні особливості при розробці нових виробів.

*Технічне завдання* – розробляється разом представниками замовника та підприємства. В ньому відображаються технічні вимоги замовника, умови і режим експлуатації товару; необхідні технічні вимоги і характеристики; передбачений обсяг випуску; техніка безпеки та санітарно-гігієнічні норми; патентна чистота та зовнішній ринок; терміни та умови зберігання; художньо-архітектурне рішення, транспортабельність (тара); додаткові, спеціальні та інші вимоги (секретність тощо). Технічне завдання на дослідно-конструкторські роботи має складатись з таких розділів: призначення виробу та область застосування; технічні характеристики; конструктивні вимоги, кліматичні та механічні вимоги, вимоги до технічної документації, особливі вимоги (в тому числі з



надійності, стандартизації та уніфікації, мікромініатюризації тощо), етапи роботи, кількість представлених дослідних зразків.

Вимоги технічного завдання повинні забезпечити випуск нової конкурентоспроможної продукції. Підготовлене спеціалістами технічне завдання затверджується керівником підприємства. Трапляється, що для розв'язання цих питань потрібно здійснювати технічні розрахунки і лабораторні дослідження або виготовляти макети будь-яких функціональних пристроїв виробів. Тоді технічне завдання на розробку затверджується лише після виконання цих робіт.

*Технічна пропозиція* – містить технічні розрахунки, а також розрахунок економічної ефективності, що обґрунтовують доцільність і можливість розробки нового виробу. Розрахунки проводять по кількох варіантах. Аналізується і вибирається оптимальний варіант, у якого найбільший економічний ефект. Після узгодження та затвердження технічна пропозиція є основою для виконання наступних етапів конструкторської підготовки.

*Ескізний проект* – виконується не в масштабі, але із збереженням необхідних пропорцій в розмірах виробу. Він виконується у кількох варіантах. На його основі розробляється макет. На цій стадії виконуються креслення основних агрегатів, їх специфікації, розрахунки на пружність, стійкість і інші властивості, здійснюється вибір матеріалу, з якого буде виготовлятися продукція, розробляються інструкції по експлуатації нового товару. Виконаний ескізний проект повинен давати загальну уяву про будову та принцип роботи нового виробу.

На етапі ескізного проекту служба головного конструктора розробляє керівні вказівки на конструювання. Ці вказівки включають вимоги щодо забезпечення працездатності виробу при впливі зовнішніх факторів щодо зручності експлуатації і ремонту, техніки безпеки; загальну конструктивну побудову виробу та його складових частин, вказівки щодо функціонування функціональних пристроїв, електроживлення, маркування; технологічні вказівки; вимоги щодо надійності; вимоги щодо стандартизації та уніфікації; вимоги щодо пакування, транспортування і зберігання; обмежений перелік елементів, пристроїв і матеріалів, які дозволено застосовувати у виробі; вимоги до складу конструкторської документації на різних стадіях розробки; порядок погодження конструкторської документації з підприємствами - співвиконавцями.

На етапі ескізного проекту всі роботи по можливості виконуються паралельно. Після остаточного узгодження та затвердження ескізний проект є основою для розробки технічного проекту.

*Технічний проект* розробляється суворо в масштабі, з дотриманням вимог стандартів та нормалей; на цьому етапі виконуються всі можливі види, проекції, розрізи, січення з нанесенням відповідних розмірів для того, щоб мати повну уяву про будову та роботу нового виробу. В технічному проекті уточнюються креслення загального виду виробу,



виконуються креслення основних агрегатів та вузлів, їх специфікації, монтажні та складальні схеми з розрахунками на пружність, стійкість та інші параметри по опору матеріалів, а також обґрунтовується вибір матеріалів для найголовніших деталей; при цьому відбувається уточнення конструктивних особливостей нового виробу. На цьому етапі складають інструкції по експлуатації виробу у споживача (паспорт, формуляр, технічний опис) та пояснюючу записку в цілому для технічного проекту.

У процесі досліджень повинні бути отримані відомості про працездатність виробу в екстремальних умовах, правильність вибраних режимів, виявлені місця з малою надійністю. Після виготовлення макету і відпрацювання документації технічного проекту проводять експертизу проекту на відповідність сучасному рівню стандартизації.

*Робоча конструкторська документація* розробляється після затвердження технічного проекту і на його основі. Вона являє собою робоче креслення всіх деталей (крім нормалей) з визначенням необхідних розмірів, їх проекцій, розрізів, матеріалу, з якого буде виготовлятися деталь, допусків, технічних умов і умов обробки деталей.

Завдяки цим даним на кожну деталь розробляють технологічний процес. Всі робочі креслення проходять нормоконтроль (перевірку на дотримання стандартів), метрологічну і патентну експертизи. На патентну чистоту перевіряється весь виріб. Після складання робочої документації з'являється можливість розробити технологічний процес для виготовлення виробу в цілому.

*Виготовлення і випробовування дослідного зразка* – на основі робочих креслень в дослідному виробництві виготовляють всі деталі виробу. Відбувається складання дослідного зразка і його випробовування. Випробовування виробу здійснюється під впливом кліматичних та механічних факторів, типових для зовнішніх умов, при яких його повинні експлуатувати. Це важливий засіб оцінки характеристик виробу, складових частин (функціональних пристроїв, матеріалів). Випробовуванню підлягають окремі складові частини і виробі в цілому.

Для проведення випробовувань створюється комісія за участю представників підрозділів надійності, метрологічної лабораторії, тематичного, конструкторського і технологічного відділів, організації, де збираються впроваджувати виріб у серійне виробництво.

Перед початком випробовувань тематичний відділ знайомить комісію з виробом та представляє їй наступну документацію: технічне завдання на розробку; затверджений технічний проект; акт комісії щодо розгляду технічного проекту; програму попередніх випробовувань; комплект конструкторської документації на дослідні зразки; таблиці і карти режимів роботи елементів виробу; перелік функціональних пристроїв, які підлягають випробовуванням і протоколи цих випробовувань.



*Коригування робочого проекту* – на основі випробовування відбувається уточнення конструкції нового виробу. При необхідності виготовляється перша партія виробів і відбувається підготовка до серійного або масового випуску. Розмноження, зберігання і облік конструкторської документації здійснює спеціальне бюро технічної документації або архів. В цих структурах зберігаються оригінали документації, а копії надходять у відділ головного технолога для розробки технологічних процесів.

*Розмноження, зберігання та облік конструкторської документації* здійснює спеціальне бюро технічної документації, відділ головного конструктора або архів. Вони зберігають та ведуть облік оригіналів, кальок, синьок (копій) всіх креслень та видають при необхідності копії цехам та відділам підприємства. Всі розмножені робочі креслення деталей поступають у відділ головного технолога для розробки технологічних процесів та інших етапів технологічної підготовки виробництва.

Конструкторська підготовка виробництва повинна бути проведена в стислі терміни при високій якості конструкторських рішень. Це прискорює впровадження та виробництво нових виробів, відвертає їх моральне старіння в процесі технічної підготовки. Шляхи розв'язання цього завдання різноманітні. Це уніфікація, стандартизація, перевірка виробу на технологічність конструкції, використання технічних засобів проектування, сіткове планування і управління.

Під *уніфікацією* розуміють процес приведення продукції, засобів виробництва або їх елементів до єдиної форми, розмірів, структури, складу. Мета уніфікації – раціональне скорочення конструкцій виробів, розмірів і параметрів, різновидів технологічних операцій і процесів, номенклатури обладнання, що використовується, оснастки матеріалів і напівфабрикатів, обсягу технічної і конструкторської документації при зниженні трудомісткості її розробки та оформлення. Основним методом уніфікації є стандартизація.

Під *стандартизацією* розуміють встановлення обов'язкових вимог до виробів, методів, термінів і інших об'єктів. Стандартизація обмежує їх різноманітність, зменшує і, тим самим, спрощує працю конструкторів. При проектуванні нових виробів в першу чергу повинні використовуватися стандартні деталі і вузли, а також норми і нормалі. В новій конструкції доцільно використовувати стандартні деталі і вузли, що виготовляються на спеціалізованих заводах.

Під *технологічністю конструкції* розуміють сукупність властивостей виробу, що проявляються у можливості оптимізації витрат праці, матеріалів і часу при проектуванні, виготовленні, експлуатації виробу. Технологічною можна вважати лише ту конструкцію, освоєння і випуск якої в заданому обсязі буде відбуватися з мінімальними виробничими витратами і з найкоротшим виробничим циклом. Для забезпечення



виробничої технологічності будь-якому виробу необхідно надати таку форму і виготовити його з таких матеріалів, які б відповідали вимогам виробничої технологічності. До нетехнологічних відносять конструкції, виготовлення яких в даний момент або неможливе, або викликає суттєві і не виправдані ускладнення технологічних операцій і збільшує їх трудомісткість, а також матеріаломісткість. Виробнича технологічність конструкцій характеризується рядом показників: матеріаломісткістю, трудомісткістю, собівартістю, виробничим циклом.

Основний зміст відпрацювання конструкції виробу на технологічність на кожному етапі розроблення конструкторської документації показано в табл. 1.1.

### ***Організація технологічної підготовки виробництва***

*Технологічна підготовка виробництва* – це сукупність робіт, що визначають послідовність протікання технологічного процесу виготовлення нового виробу з використанням найбільш раціональних способів виробництва, найновіших технологій.

Основне завдання технологічної підготовки виробництва полягає у виготовленні високоякісної продукції при раціональній організації виробничих процесів, максимальному використанні наявного обладнання і виробничих площ, високій продуктивності праці та мінімальних витратах ресурсів.

Технологічна підготовка складається з наступних етапів:

- технологічний аналіз робочих креслень і їх контроль на предмет технологічності конструкцій;
- розробка прогресивних технологічних процесів;
- проектування і виготовлення спеціального обладнання і оснастки, інструментів і пристосувань;
- планування розміщення цехів з визначенням місця кожного виду обладнання у відповідності до технології виготовлення продукції;
- перевірка і налагодження встановленого обладнання;
- розрахунок виробничої потужності і встановлення нормативних витрат матеріалів і енергоресурсів.

Між закінченням конструкторської підготовки і початком технологічної різкої межі не існує. Уже в процесі виготовлення дослідного зразка нового виробу в дослідному виробництві має проводитись певна робота з технологічної підготовки виробництва. Однак, основна робота розгортається після одержання відділом головного технолога конструкторської документації. Розглянемо детально кожен із наведених вище етапів.


Всі робочі креслення у відділі головного технолога підлягають *технологічному аналізу*. У відповідності до вимог стандартів проводиться їх перевірка на предмет технологічності і можливість виготовлення даного виробу на підприємстві. Перевіряється можливість використання типових рішень, типових технологічних процесів, стандартної оснастки і



обладнання, засобів механізації і автоматизації виробництва, наявного обладнання і виробничої потужності підприємства. Зміни в робочих кресленнях оформляються актом погодження між працівниками відділу головного конструктора та відділу головного технолога.

**Таблиця 1.1 – Основний зміст відпрацювання на технологічність за етапами розроблення конструкторської документації**

<b>Етапи розроблення</b>	<b>Зміст відпрацювання</b>
Технічне завдання	Встановлення вимог до виробу, який розробляється, за показниками технологічності на основі аналізу даних про технологічність подібних конструкцій і результатів науково - дослідних робіт.
Технічна пропозиція	Аналіз варіантів можливих конструктивних рішень виробу. З'ясування оптимального (з погляду технологічності) варіанту. Аналіз принципової схеми і компоновка виробу, номенклатури оригінальних складових частин, що потребують при виготовленні застосування нових технологічних процесів і спеціальних засобів технологічного оснащення.
Ескізний проект	Технологічний контроль конструкторської документації. Аналіз принципів конструкторських рішень з урахуванням номенклатури використаних матеріалів, габаритних розмірів і конструкції складових частин, загального уявлення про технологічність роз'єднання конструкції, складання і технічного обслуговування виробу.
Технічний проект	Технологічний контроль конструкторської документації. Прийняття остаточних рішень про технологічність конструкції і точність виготовлення виробу та його складових частин на основі остаточних конструктивних вирішень і повного уявлення про будову виробу відповідно до основних завдань, що вирішуються при відпрацюванні конструкції на технологічність.
Розроблення робочої документації	Технологічний контроль конструкторської документації . Забезпечення технологічності конструкції і точності виготовлення виробу та його складових частин.
а) дослідного зразка (дослідної партії)	Закінчення відпрацювання конструкції на технологічність. Конкретизація умов забезпечення основних вимог технологічності, зокрема використання типових технологічних процесів, оснащення і технологічного устаткування відповідно до умов серійного (масового) виробництва і визначеного масштабу випуску виробу.
б) установлених серій	Доведення конструкції виробу до відповідності вимогам серійного (масового) виробництва з урахуванням застосування найпродуктивніших технологічних процесів і засобів технологічного оснащення при виготовленні основних складових частин.
в) установленого серійного або масового виробництва	Остаточне відпрацювання виробу і технологічного процесу в період виготовлення і випробування основної (контрольної) серії.



*Розробка прогресивних технологічних процесів* розпочинається з визначення технологічних маршрутів руху кожної деталі і складальної одиниці в середині цеху і між цехами. Потім розробляються технологічні процеси отримання заготовок, їх обробки, складання вузлів, агрегатів і виробів в цілому.

На кожну деталь складається *технологічна карта*, в якій вказують послідовність операцій, типи і моделі обладнання, що буде використовуватись, оснастку, контрольні прилади, інструменти, що необхідні для виготовлення певних деталей, розряд роботи і норма часу. Одночасно з розробкою технології виготовлення виробів розробляють і методи організації виробництва.

На основі розробленої технології виникає необхідність в *проектванні спеціальних інструментів, оснастки і обладнання* та їх виготовленні на підприємстві. При цьому передбачається максимально використовувати уже наявне обладнання, оснастку та інструмент.

За розробленими технологічними маршрутами руху деталей складається *план цехів і виробничих ділянок*, на якому в масштабі показано площу приміщення, розміщення обладнання з врахуванням його конфігурації і специфікації. При необхідності у відповідності до цього плану здійснюється переміщення обладнання і його переналагодження на нові операції, реконструкція цехів і будівництво нових об'єктів.


Після розміщення обладнання в цеху відбувається *налагодження і впровадження технологічних процесів* безпосередньо на робочих місцях. Технологічний процес вважається налагодженим, якщо виготовлення деталей, складання вузлів і виробу в цілому здійснюється у відповідності до встановлених вимог і до розрахованих норм часу. Це оформляється актом впровадження технологічного процесу. Після підписання акту цех повністю відповідає за дотримання технологічної дисципліни.

По кожному технологічному процесу бюро нормативів відділу головного технолога розраховує норми витрат матеріалів і енергоресурсів. Технологи визначають “вузькі місця”, тобто обладнання, потужність якого не забезпечує випуску необхідної кількості виробів, а також “ведучі” групи обладнання. На основі цих даних за встановленою методикою визначається *виробнича потужність підприємства*.

Під час технологічної підготовки виробництва створюють *технологічну документацію*, згідно з якою здійснюється виготовлення виробів у цехах основного виробництва та іншого технологічного оснащення – в цехах допоміжного виробництва, а також оперативне управління виробничим процесом.

У технологічну документацію входять:

- відомість замовлень виробу;
- відомість технологічних маршрутів і оснащення ;
- зведена відомість матеріальних нормативів на виріб (основних і допоміжних матеріалів);

- 
- карти поопераційних технологічних процесів;
  - зведена відомість необхідного інструменту та оснащення;
  - технологічна схема складання виробу;
  - нормативи трудомісткості за видами робіт і групами устаткування.

### *1.3 Організаційно-економічна підготовка виробництва*

#### **Організаційна підготовка**

*Організаційна підготовка виробництва* здійснюється на основі реалізації інвестиційних проектів по удосконаленню організації технології, виробництва, праці і управління. Організаційний рівень виробництва характеризує рівень розвитку організації виробництва, праці і управління, рівень організованості процесів.

До факторів, що впливають на організаційний рівень виробництва, відносяться:

- рівень спеціалізації виробництва (відношення вартості річного обсягу продукції, що випускається у відповідності до профілю підприємства до загального обсягу продукції, що випускається за цей період);
- рівень кооперації виробництва (відношення річного обсягу комплектуючих виробів до загального обсягу продукції, що виготовляється за цей період);
- коефіцієнт змінності роботи технологічного обладнання;
- укомплектованість штатного розпису підприємства;
- питома вага основних виробничих робітників в чисельності працівників фірми;
- показник плинності кадрів за рік;
- втрати робочого часу;
- коефіцієнт частоти травматизму;
- коефіцієнт пропорційності виробничих процесів за потужністю;
- коефіцієнт безперервності виробничих процесів;
- коефіцієнт паралельності виробничих процесів;
- коефіцієнт прямоточності виробничих процесів;
- коефіцієнт ритмічності виробничих процесів.

Управління перерахованими факторами організаційного рівня виробництва дозволяє знайти резерви для його підвищення.

#### **Економічна підготовка**

*Економічна підготовка виробництва* включає в себе комплекс заходів, спрямованих на підвищення ефективності використання матеріальних і трудових ресурсів при створенні нової продукції. При проведенні економічної підготовки виробництва на підприємствах використовують функціонально-вартісний аналіз виробів. Завдання функціонально-вартісного аналізу – це пошук нових, більш економічних



варіантів виготовлення виробів, їх функцій на всіх стадіях комплексної підготовки виробництва. Цього досягають, в основному, за рахунок встановлення оптимального співвідношення між споживчою вартістю виробу і витратами на його створення.

*Метод функціонально-вартісного аналізу* ґрунтується на тому, що витрати на виготовлення будь-якої промислової продукції, крім мінімальних, абсолютно необхідних для виготовлення продукції, яка виконує задані для неї функції, містять у собі додаткові, які прямо не стосуються призначення продукції, а пов'язані з недосконалістю конструкції і технології, неефективними методами її виготовлення, неправильним вибором матеріалів тощо.

*Принципи функціонально-вартісного аналізу:*

- функціональний підхід, який передбачає розгляд функції виробу та його елементів для найповнішого задоволення визначених вимог, забезпечення ефективних напрямків їх реалізації;
- народногосподарський підхід до оцінки споживчих властивостей і витрат на розроблення, виробництво і використання виробу;
- системний підхід, який означає розгляд виробу, як елементу системи вищого порядку і як системи, що складається із взаємопов'язаних елементів;
- відповідність корисної функції витратам на їх здійснення;
- колективна творчість при використанні методів пошуку і формування методів технічних рішень, а також кількісної і якісної оцінки варіантів рішень.

Організаційна і економічна підготовка виробництва проходять паралельно з конструкторською і технологічною підготовкою. В її здійсненні беруть участь відділи маркетингу, планово-економічний, відділ кадрів, відділ матеріально-технічного забезпечення, диспетчерський відділ, відділ збуту, бухгалтерія, відділ праці і заробітної плати.

### ***Ергономічна підготовка***

При оцінці якості нової продукції великого значення набувають її ергономічні характеристики.

*Ергономіка* – це наука, яка комплексно вивчає трудову діяльність людини в системі людина - техніка - середовище з метою забезпечення її безпеки, ефективності і комфорту.

*Предметом ергономіки* – є трудова діяльність людини в процесі взаємодії з технічними засобами, в умовах впливу на них зовнішнього середовища. Ергономічну оцінку системи людина - техніка - середовище можна здійснювати диференційовано з допомогою окремих показників. В цьому випадку особлива увага звертається на наступні властивості людини:

- антропометричні;
- гігієнічні;
- фізіологічні;

- психофізіологічні;
- психологічні.

Вимоги ергономіки необхідно враховувати уже при проектуванні системи людина-техніка-середовище. Адже відомо, що виправлення помилки вартістю 1 долар, зробленої на стадії науково-дослідних робіт, на стадії дослідно-конструкторських робіт обходиться в 10, на стадії дослідного виробництва – в 100, а на стадії серійного виробництва – в 1000 доларів. Ціна невиправленої помилки в експлуатації може досягати сотень тисяч доларів. Саме тому комплексна підготовка виробництва до випуску нової продукції буде незавершеною без проведення ергономічної експертизи. І лише врахування вимог ергономіки до нового виробу забезпечить йому конкурентну здатність і попит на ринку. Результати ергономічних досліджень оформляються у вигляді нормативно-технологічної документації і використовуються при проектуванні нової продукції і особливо складних технічних пристроїв.

#### 1.4 Організація промислового освоєння нової продукції

Необхідною умовою впровадження у виробництво нової продукції є її промислове освоєння, яке являє собою сукупність різноманітних процесів і робіт, по вивірці і відпрацюванню конструкції і технології до встановлених технологічних вимог, освоєння нових форм організації виробництва.

За час освоєння нової продукції досягаються планові обсяги виробництва, заплановані економічні показники і техніко-економічні параметри продукції, що випускається. Період освоєння нової продукції починається з виготовлення дослідного зразка і завершується серійним виробництвом продукції. Етапи промислового освоєння нових видів продукції представлені на рис. 1.1.



**Рисунок 1.1 – Періоди освоєння промислового виробництва нової продукції**



*Вивірка конструкції* – це сукупність робіт по перевірці, налагодженню і доведенню конструкції виробу і технології його виготовлення з внесенням необхідних уточнень і змін, з метою досягнення вимог, що зафіксовані в технічній документації на виріб.

*Налагодження виробництва* передбачає перехід від дослідного виробництва до серійного або масового. На цьому етапі відбувається впровадження розроблених технологічних процесів, форм організації виробництва і праці, проводиться робота по стабілізації якості виробів, що виготовляються.

В період *досягнення проектно-економічних показників* виконуються роботи, пов'язані з доведенням норм витрат матеріалів, трудомісткості, собівартості та інших економічних показників до проектного рівня за рахунок підвищення кваліфікації працівників, підвищення рівня оснащеності і зниження витрат від браку.

В процесі освоєння випуску нових видів продукції виділяють технічне, виробниче і економічне освоєння.

*Технічне освоєння* – це дотримання виробничим підрозділом вимог технічної документації і дослідного зразка виробу одночасно із завданням почати його промислове виготовлення. Технічне освоєння завершується досяганням технічних параметрів конструкції, що визначені стандартом або технічними умовами.

*Виробниче освоєння* здійснюється в процесі налагодження виробництва і завершується в умовах, коли всі виробничі ланки підприємства забезпечують виконання встановлених обсягів випуску продукції при заданій якості і необхідній стійкості виробництва. В період виробничого освоєння усуваються “вузькі місця”, робітники освоюють трудові операції, стабілізується завантаження обладнання і робочої сили.

*Економічне освоєння* – це досягнення основних проектних економічних показників випуску продукції. Необхідно відмітити, що при випуску перших партій продукції їх собівартість і трудомісткість максимальні. В подальшому відбувається різке зниження витрат. Проте, з часом темпи зниження сповільнюються, а потім стають зовсім незначними.

Значення трудомісткості залежить від *коефіцієнту освоєння*, який показує, у скільки разів зменшиться трудомісткість при кожному подвоєнні кількості виробів, що випущені. Якщо величина коефіцієнту освоєння є малою, то підприємство несе великі втрати при освоєнні нової продукції і кінцевої трудомісткості досягає пізніше, тобто, період освоєння затягується. Процес освоєння можна вважати завершеним, коли трудомісткість і собівартість будуть відповідати плановим показникам.

На тривалість освоєння нової продукції впливають також і методи переходу на випуск нової продукції: послідовний, паралельний та паралельно-послідовний.



*При послідовному методі переходу* на випуск нової продукції зупиняються всі виробничі цехи підприємства, обладнання демонтується, на його місце встановлюється нове, змінюють підйомно-транспортні засоби, виготовляють оснастку та інструмент, здійснюють перекваліфікацію робітників. Нове обладнання налагоджується на випуск нової продукції. Протягом певного періоду часу підприємство не випускає ніякої продукції. Для цього методу характерні значні економічні втрати, викликані повною зупинкою виробництва.

Розрізняють *два способи паралельного переходу* на випуск нової продукції.

В *першому випадку* на підприємстві створюються невеликі тимчасові цехи, що призначені для налагодження технологічних процесів, які працюють паралельно з основними. Після того, як обладнання і оснастка нових технологічних процесів будуть налагоджені, робітники навчені, відбувається зупинка основних цехів, старе обладнання замінюється на нове і підприємство приступає до випуску нової продукції. Протягом певного періоду часу, значно меншого, ніж при послідовному методі, підприємство не випускає ніякої продукції. Організація тимчасових цехів вимагає значних коштів на будівництво, придбання додаткового обладнання, частина якого після освоєння може виявитись зайвою.

В *другому випадку*, який характерний для підприємства, що розширюється, створюються тимчасові цехи, в яких налагоджується процес випуску нової продукції і навчаються робітники. Протягом певного періоду часу виробництво старої продукції поступово зупиняється, а нової - нарощується. Тимчасові цехи перетворюються в основні. При цьому способі підприємство не зупиняється, а постійно здійснює випуск продукції.

*Паралельно-послідовний метод* переходу на випуск нової продукції використовується в тому випадку, коли складові частини нового виробу є сумісними зі старими складовими частинами. Процес освоєння випуску нового виробу ділиться на декілька етапів. Протягом кожного з цих етапів освоюється частина агрегатів, вузлів. Певний період часу відбувається зменшення обсягів виробництва продукції, але вони є незначними. Для цього способу характерне швидке освоєння технологічних процесів і впровадження технічно обґрунтованих норм виробітку. Поетапний перехід неможливий в тих випадках, коли в силу конструктивних відмінностей, невідповідності габаритів і призначення окремі нові вузли і агрегати виробу не можуть бути встановлені на старому зразку.

При виборі методу переходу на випуск нових виробів необхідно забезпечити мінімум витрат. Але при цьому слід враховувати тип виробництва, складність виробу, рівень конструктивної взаємозамінності, ресурси підприємства, інші фактори.




## 2 Завдання до практичної роботи

В рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- опрацювати теоретичний матеріал цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;
- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;
- на базі отриманої інформації *підготувати загальну структурну схему* процесу комплексної підготовки виробництва нової продукції;
- кратко описати елементи розробленої структурної схеми;
- підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо розробленої структурної схеми процесу комплексної підготовки виробництва нової продукції;
- презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

### **Контрольні запитання**

1. Назвіть основне завдання комплексної підготовки виробництва до випуску нової продукції на підприємствах, що працюють в умовах ринку.
2. Назвіть етапи науково-технічної підготовки виробництва.
3. Чим відрізняються відкриття та винахід?
4. Назвіть стадії дослідно - конструкторської підготовки виробництва.
5. Який зміст відпрацювання на технологічність конструкторської документації за етапами її розроблення?
6. В чому відмінність стадій технологічної підготовки для різних типів виробництва?
7. Які фактори впливають на організаційний рівень виробництва?
8. Що включає в себе економічна підготовка виробництва до випуску нової продукції?
9. Назвіть етапи проведення функціонально-вартісного аналізу.
10. Надайте визначення поняття “ергономіка”. Де використовуються вимоги цієї науки?
11. Надайте характеристику періодам освоєння промислового виробництва нової продукції.



## ПРАКТИЧНА РОБОТА №2 ОБҐРУНТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ, ГЕНЕРАТОРІВ І ТРАНСФОРМАТОРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо розробки структурних схем та вибору генераторів і силових трансформаторів електричних станцій.

### 1 Теоретична частина

#### 1.1 Загальні положення

Головною схемою електричних з'єднань станції називається схема електричних і трансформаторних з'єднань між основними елементами електростанції, пов'язаними з виробництвом, перетворенням і розподілом електроенергії. На кресленні всі елементи схеми зображують умовними символами [7].

Схема трансформаторних зв'язків між генераторами та розподільчими установками (РУ) основної напруги, називається *структурною електричною схемою*. Вона показує розподіл генераторів між РУ різної напруги і зв'язки між ними. У головній електричній схемі умовно виділяють *електричну схему власних потреб (ВП) станції*.

Головна електрична схема станції – частина схеми енергосистеми. Електроенергія, що виробляється генераторами, передається через трансформатори та електричні з'єднання головної схеми і потрапляє в систему за допомогою повітряних і кабельних ліній. Тому при виборі головної електричної схеми необхідно враховувати низку системних вимог, що викладені далі.

Послідовність розробки головної електричної схеми електростанції можна розділити на такі основні етапи:

- а) вибір (уточнення) схеми приєднання електростанції до енергосистеми;
- б) вибір генераторів, структурної схеми і трансформаторів;
- в) вибір засобів обмеження струмів КЗ;
- г) вибір схем електричних з'єднань РУ на основній напрузі;
- д) вибір електричної схеми власних потреб.

Наведений поділ на окремі етапи не означає жорстку послідовність вирішення перерахованих питань.

Головна схема визначає основні параметри електричної частини станції: надійність видачі потужності, розміри капіталовкладень, експлуатаційних витрат (включаючи втрати електроенергії), ремонтпридатність електроустановок, технічне обслуговування і безпеку персоналу, раціональність розміщення електрообладнання, можливості подальшого розширення станції, гнучкість комутацій при відновленні



процесів функціонування після аварій. Простота і наочність головної схеми багато в чому сприяють безпомилковості роботи оперативного і ремонтного персоналу.

Проектування схеми приєднання станції до системи залежить від заданого класу напруги, на якому буде здійснюватися передавання електричної енергії, кількості, напрямку і пропускної спроможності з'єднувальних ліній; попереднього розподілу генеруючої потужності між РУ; встановленого зв'язку РУ станції з розподільчими і системоутворюючими мережами. При виконанні навчального проектування інформація по схемі приєднання електростанції до системи міститься в завданні на роботу [8].

## *1.2 Вибір структурної схеми, генераторів і трансформаторів*

*Структурна схема електричної частини* електростанції задає розподіл генераторів між РУ різної напруги, визначає електромагнітні зв'язки (трансформаторні або автотрансформаторні) між РУ та структуру блоків генератор-трансформатор. При розробці структурної схеми рекомендується дотримуватися наступних правил [1, 2]:

1) генератори потужністю до 30 МВт включно слід підключати до РУ генераторної напруги, при цьому допускається підключати два генератора до однієї секції;

2) генератори потужністю 100 МВт і вище слід підключати за блочною схемою до РУ високої напруги;

3) генератори потужністю 60 МВт можуть бути підключені як до РУ генераторної напруги, так і за блочною схемою до РУ високої напруги (що краще з точки зору зменшення витрат палива);

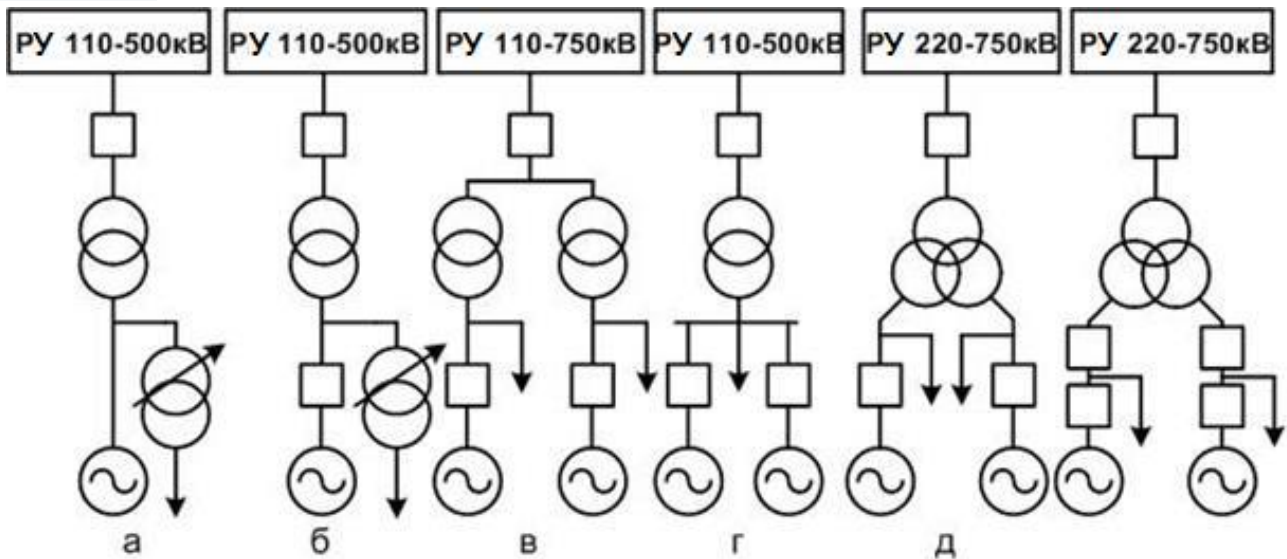
4) генеруюча потужність на кожній секції РУ повинна бути однаковою, крім того, кількість ліній навантаження на кожній секції РУ також повинна бути однаковою;

5) сумарна потужність генераторів, які підключені до РУ генераторної напруги, повинна перевищувати потужність навантаження на генераторній напрузі. Це навантаження складається з сумарної потужності власних потреб генераторів та місцевого району навантаження.

Нижче розглянуті технічні рекомендації з розробки структурних схем станцій та підстанцій.

### ***Структурні схеми для електростанцій районного типу.***

Оскільки для станцій районного типу навантаження на генераторній напрузі відсутнє, в основу побудови схеми покладено блоковий принцип: одиничний блок генератор - трансформатор без генераторного вимикача (рис. 2.1,а), або з генераторним вимикачем (рис. 2.1,б), об'єднаний блок (рис. 2.1,в), укрупнений блок (рис. 2.1,г) і здвоєні блоки (рис. 2.1,д).



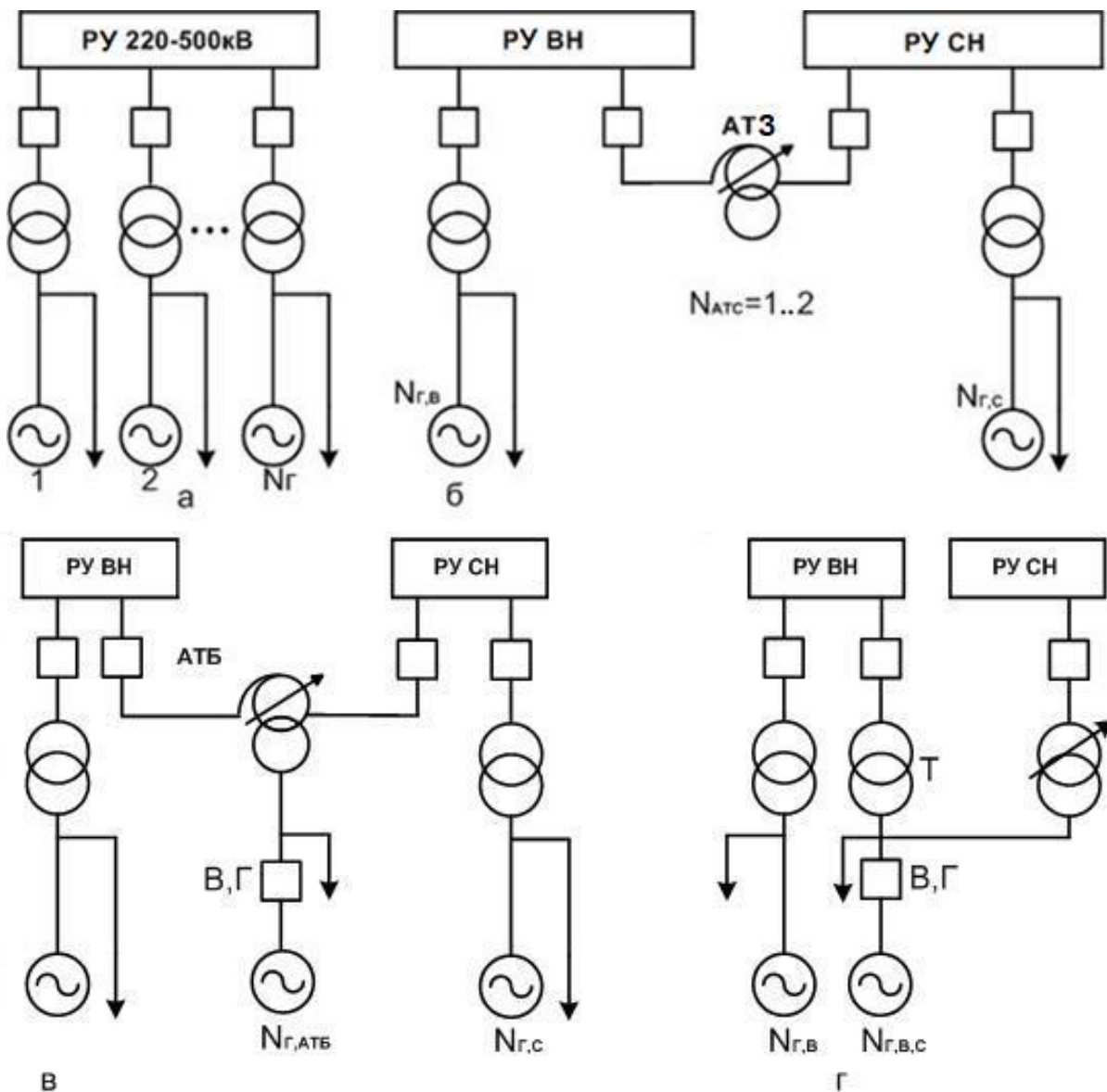
**Рисунок 2.1 – Схема блоків генератор-трансформатор**

Одиничні та об'єднані блоки застосовуються на теплових і атомних електростанціях, укрупнені та здвоєні – на гідроелектростанціях. Застосування генераторних вимикачів знижує число комутацій в РУ високої напруги й власних потреб і підвищує надійність роботи за рахунок локалізації відмов генератора і турбіни. У цілому генераторний вимикач підвищує надійність блоку, через те що спрощує експлуатацію і дозволяє запускати та зупиняти блок без перемикачів ВП на резервний трансформатор. Разом з цим наявність генераторного вимикача, як додаткового елемента схеми, знижує безвідмовність самого блоку. Остаточне рішення про доцільність установки генераторних вимикачів слід приймати на підставі опрацювання всієї схеми електричних з'єднань, враховуючи при цьому кількість і потужність пускорезервних трансформаторів ВП у варіантах з генераторними вимикачами і без них.

В об'єднаних і укрупнених блоках і блоках з автотрансформаторами (рис. 1,в) генераторні вимикачі встановлюються завжди, як і в одиничних блоках пікових електростанцій. Генераторні вимикачі необхідні і в одиничних блоках, якщо при відключенні блоку зі сторони вищої напруги (ВН) змінюється схема підключення інших приєднань, що залишаються в роботі (схеми багатокутника, 3/2 або 4/3).

*Структурні схеми електростанцій* з потужними блоками показані на рис. 2.2. Схема на рис. 2.2,а застосовується у випадку, якщо існує один клас підвищеної напруги (умовно показані блоки без генераторних вимикачів). Якщо на електростанції два класи підвищеної напруги, причому нейтралі обох мереж ефективно заземлені, можливі наступні варіанти побудови структурної схеми: з окремими автотрансформаторами зв'язку (АТЗ) між РУ вищої та середньої напруги (рис. 2.2,б); з використанням для одного або двох генераторів блокових підвищувальних автотрансформаторів (АТБ), які одночасно забезпечують зв'язок між РУ двох напруг (рис. 2.2,в.); з двома двообмотковими

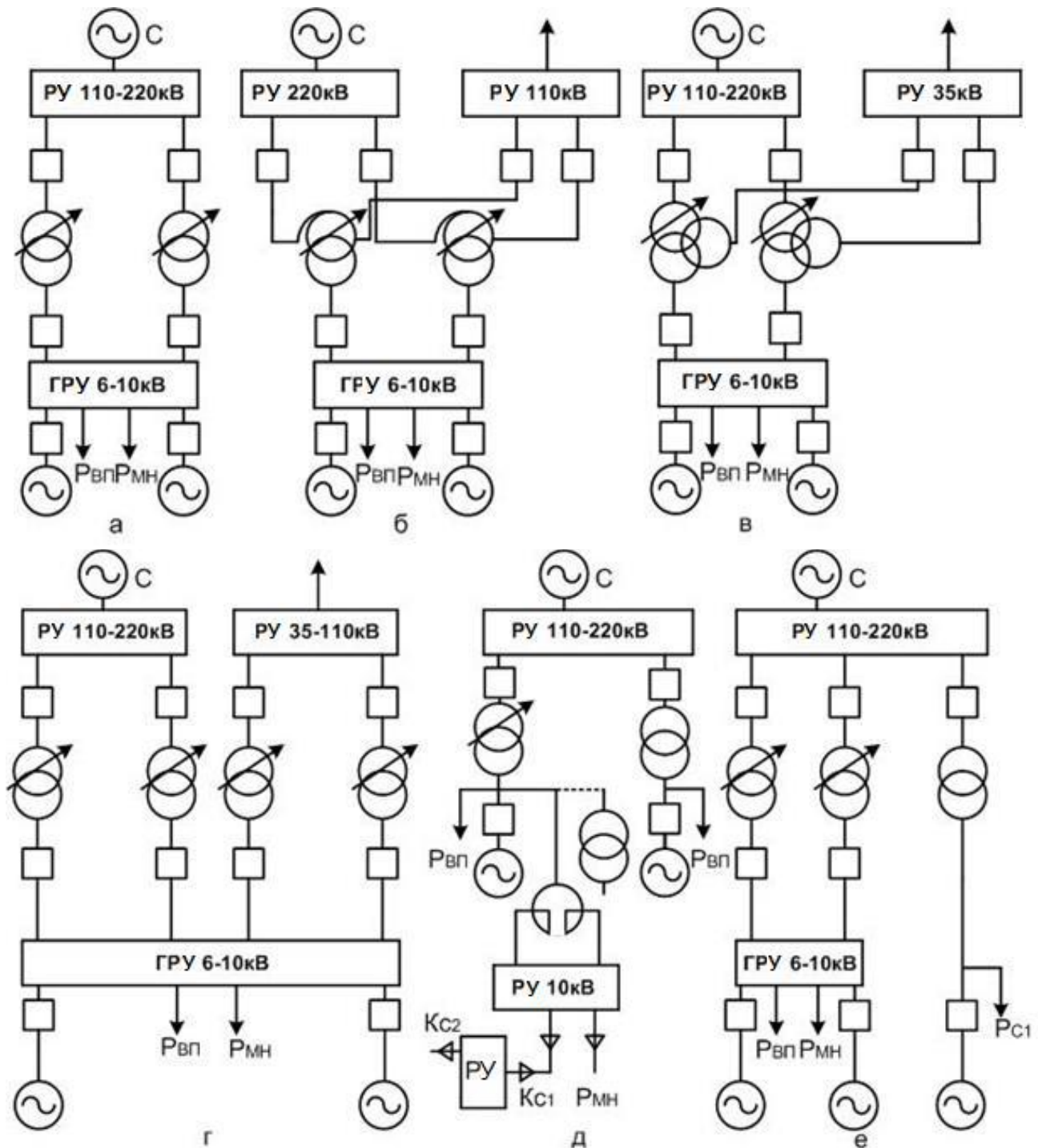
трансформаторами (Т) різної потужності в блоці (рис. 2.2,г). Остання схема доцільна лише при малому навантаженні на середній напрузі (не більше 15% номінальної потужності генератора). При використанні схеми, приведеної на рис. 2.2,б, потужність блоків, приєднаних до РУ середньої напруги (СН), повинна дорівнювати потужності, що видається в мережу СН. Схему на рис. 2.2,в складають так, щоб в РУ середньої напруги був надлишок генеруючої потужності, так як підвищувальний автотрансформатор за умовою навантаження загальної обмотки (при номінальному навантаженні обмотки низької напруги) припускає передавання додаткової потужності з боку СН на бік ВН, але не в зворотному порядку.




**Рисунок 2.2 – Структурні схеми електростанцій районного типу**

Якщо мережа СН має незаземлену або компенсовану нейтраль, замість автотрансформаторів в схемах (рис. 2,б,в) – використовують триобмоткові трансформатори.

**Структурні схеми теплоелектроцентралей (ТЕЦ)** показані на рис. 2.3. Якщо потужність місцевого навантаження ( $P_{МН}$ ) 6-10 кВ не менше 30% встановленої потужності електростанції, а потужність агрегатів 30-60 МВт, в цьому випадку доцільно застосування РУ генераторної напруги (ГРУ 6-10 кВ), до якого підключають генератори і кабельні лінії мережі місцевого навантаження (рис. 2.3,а). У разі наявності місцевого навантаження не тільки на генераторній, але і на середній напрузі (35 або 110 кВ), застосовують структурні схеми, зображені на рис. 2.3,б-г.



**Рисунок 2.3 – Структурні схеми ТЕЦ**



Якщо потужність місцевого навантаження  $P_{MH}$  менше 30% встановленої потужності генераторів ТЕЦ, тоді її структурну схему рекомендується будувати на блоковому принципі, а живлення місцевого навантаження і ВП здійснювати відгалуженнями від генераторів з установкою реакторів або знижуючих трансформаторів. Варто враховувати, що номінальна напруга сучасних генераторів теплофікаційних блоків потужністю більше 100 МВт складає 13,8-18,0 кВ, що вище напруги розподільчих кабельних мереж 6-10 кВ. Живлення в місцевих районах може здійснюватися відгалуженням від генераторів декількох блоків через реактор (генераторна напруга 10,5 кВ) або трансформатор (генераторна напруга вище 10,5 кВ) (рис. 2.3,д). Можливо також приєднання двох (трьох) генераторів з номінальною потужністю 100 МВт до ГРУ 10 кВ, до якого підключають кабельні лінії місцевого району навантаження (рис. 2.3,е).

*Вибір генераторів.* Турбогенератори для ТЕС і АЕС випускаються з номінальною потужністю 2,5; 4,0; 6,0; 12; 30 (32); 50; 60 (63); 100; 150; (160); 200; 220; 300; 500; 800; 1200 МВт. Кількість і потужність генераторів входять в завдання на проектування. Повна номінальна потужність генератора, МВ·А:

$$S_{H.2} = P_{H.2} / \cos\varphi_{H.2},$$

де  $P_{H.2}$  – номінальна потужність генератора, МВт;  $\cos\varphi_{H.2}$  – номінальний коефіцієнт потужності генератора.


Номінальну потужність генератора обирають з ряду номінальних потужностей генераторів, що випускаються (за каталогами заводів-виробників або за даними додатка А). Номінальну напругу синхронних генераторів приймають виходячи зі значення номінальної потужності:

- до 60 МВт – 6,3; 10,5 кВ;
- 100 ... 150 МВт – 10,5; 15,75; 18 кВ;
- 200 МВт – 15,75; 20 кВ;
- 200 ... 500 МВт – 20; 21; 24 кВ.

В умовах навчального проектування електричної частини електростанцій вибір генераторів цим обмежується [7, 8].

*Вибір трансформаторів* включає в себе визначення кількості, типу та номінальної потужності трансформаторів структурної схеми спроектованої електростанції. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори, лише у разі неможливості виготовлення заводами трифазних трансформаторів необхідної потужності, допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів (додаток Б).

Всі трансформатори електростанцій (крім ввімкнених в блоки з генераторами) повинні мати вбудовані пристрої для регулювання напруги під навантаженням (РПН).



На станції з блоковим з'єднанням генераторів, якщо на відгалуженні від блоку приєднане тільки навантаження ВП  $P_{вп}$  (див. рис. 1 і 2), потужність блокового трансформатора обирають за розрахунковою потужністю ( $S_{н.т} \geq S_{розр}$ ):

$$S_{розр} = \sqrt{(P_{н.г} - P_{вп})^2 + (Q_{н.г} - Q_{вп})^2} \approx \frac{P_{н.г} - P_{вп}}{\cos\varphi_{н.г}}.$$

Якщо від енергоблоку також отримує живлення місцеве навантаження  $P_{мн}$  (див. рис. 3, д), то

$$S_{розр} = \sqrt{(P_{н.г} - P_{вп} - P_{мн})^2 + (Q_{н.г} - Q_{вп} - Q_{мн})^2}.$$

### 1.3 Вибір електричних схем розподільчих установок

**Вибір електричних схем РУ 6-10 кВ ТЕЦ.** До РУ 6-10 кВ ТЕЦ підключаються декілька джерел живлення (генератори і трансформатори зв'язку) і багато кабельних ліній, які відходять до місцевих споживачів.

Схеми РУ 6-10 кВ мають задовольняти наступним вимогам [7, 8]:

а) вимикання секції збірних шин і відмова вимикача не повинні приводити до перерви електропостачання відповідальних споживачів 1-ї категорії;

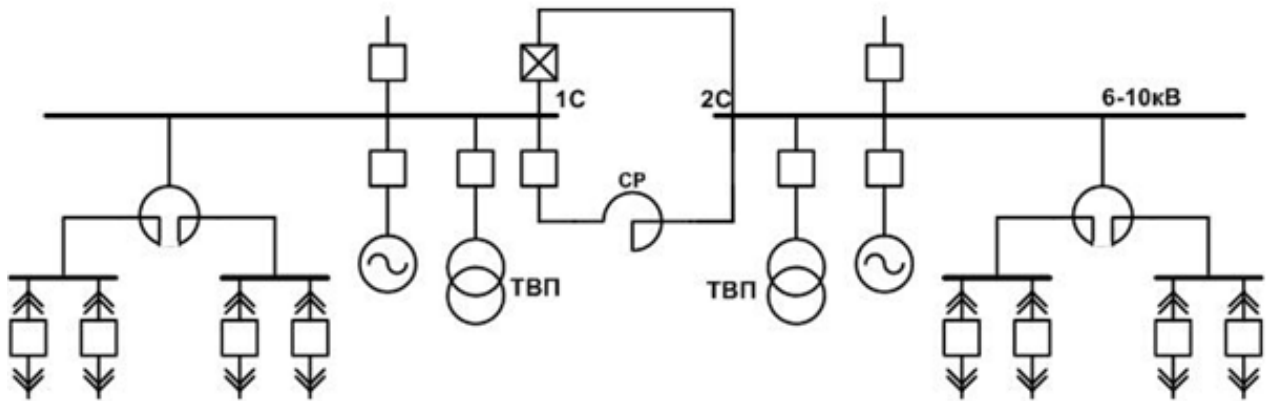
б) розширення РУ зі збільшенням місцевих навантажень не повинно приводити до зміни схеми і виконанню значних будівельних і монтажних робіт.

Для вказаних вимог найбільш раціональні схеми з одною або двома системами збірних шин з одним вимикачем на приєднання (рис. 2.4, а, б).

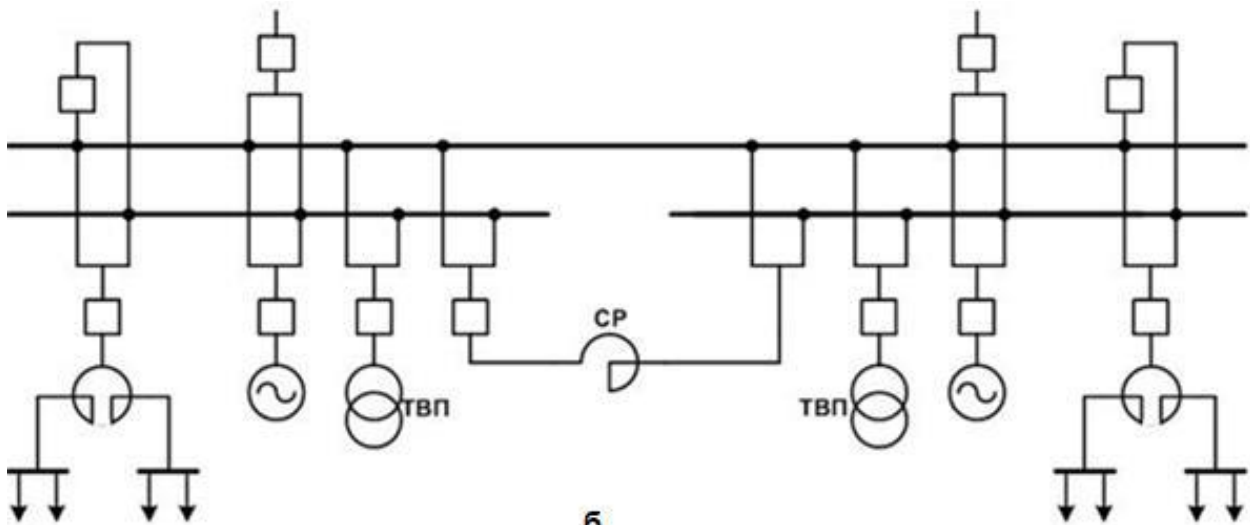
Секціонування збірних шин дозволяє задовольнити вимогам надійності схеми. При необхідності подальшого розширення, нові лінії приєднують до існуючих секцій або споруджують нові секції.

Схема з однією системою збірних простіша і дешевша, ніж з двома, та дозволяє застосовувати комірки комплектних розподільчих установок (КРУ). Однак при виконанні ремонту секції збірних шин необхідно вимикати всі приєднання. Якщо ці вимикання допустимі за умовами режиму роботи споживачів, завжди слід віддавати перевагу схемі з одною секціонованою системою збірних шин.

**Вибір електричних схем РУ підвищеної напруги.** Схеми РУ підвищеної напруги (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем ГЕС, КЕС, ТЕЦ, АЕС та районних підстанцій. До цих РУ підключаються споживчі лінії, лінії системоутворюючої мережі й мережі системних зв'язків, трансформатори генераторних блоків і резервні трансформатори ВП електростанції, тобто відповідальні приєднання в основному великої потужності.



а



б

**Рисунок 2.4 – Варіанти схем електричних з'єднань РУ 6-10 кВ ТЕЦ: а – з однією та б – з двома системами збірних шин**

При цьому слід враховувати вимикання високовольтних ліній, що зумовлені плановими ремонтами (10-15 за рік на лінію) або відмовами (0,2-2,0 за рік на 100 км лінії). Більш часто комутаційні операції виконують з блоками генератор-трансформатор електростанцій, що працюють в піковому або в напівпіковому режимі. Рекомендується скласти схему РУ підвищеної напруги з урахуванням таких вимог [9, 10]:

а) ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконують без вимикання приєднань;

б) повітряну лінію слід відключати від РУ не більш ніж двома вимикачами;

в) трансформатори блоків слід відключати від РУ не більш ніж трьома вимикачами;

г) автотрансформатори зв'язку двох РУ слід вимикати не більш ніж шістьма вимикачами на обох РУ і не більше ніж чотирьома в одній з РУ;

д) відмови вимикачів РУ в нормальному і ремонтному режимах не повинні призводити до одночасних втрат двох транзитних паралельних



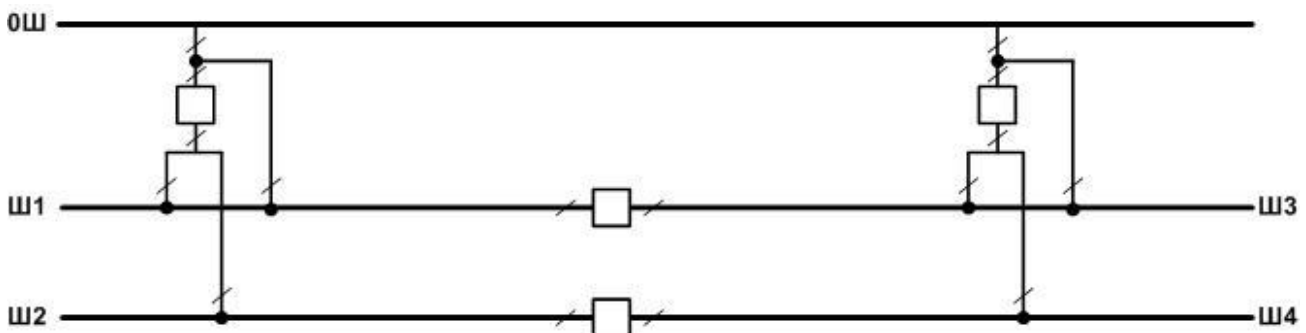
ліній, а також до одночасного вимикання декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість паралельної роботи енергосистем;

е) при відмовах вимикачів у нормальному режимі РУ не повинно вимикатися більше одного блоку, а в ремонтному – не більше двох блоків, при цьому не повинні виникати перевантаження ліній і порушення стійкості.

Враховуючи ці вимоги, далі наводяться рекомендації щодо вибору схем РУ залежно від типу електростанції, класу напруги і числа електричних приєднань.

1. Для РУ 35-220 кВ при числі приєднань до 4-6 і відсутності необхідності розширення, рекомендуються спрощені схеми і схеми багатокутників [5]. Для тих же РУ, але при більшій кількості приєднань, розглядаються варіанти схем з однією чи з двома системою збірних шин при одному вимикачі на приєднання. При цьому на РУ 110-220 кВ застосовують обхідну систему шин з обхідним вимикачем, щоб виконувалася вимога ремонту вимикачів без вимикання приєднань. Якщо приєднань 12 - 16, одну з двох систем шин 35-220 кВ секціонують. Якщо приєднань більше 16, секціонують обидві системи шин.

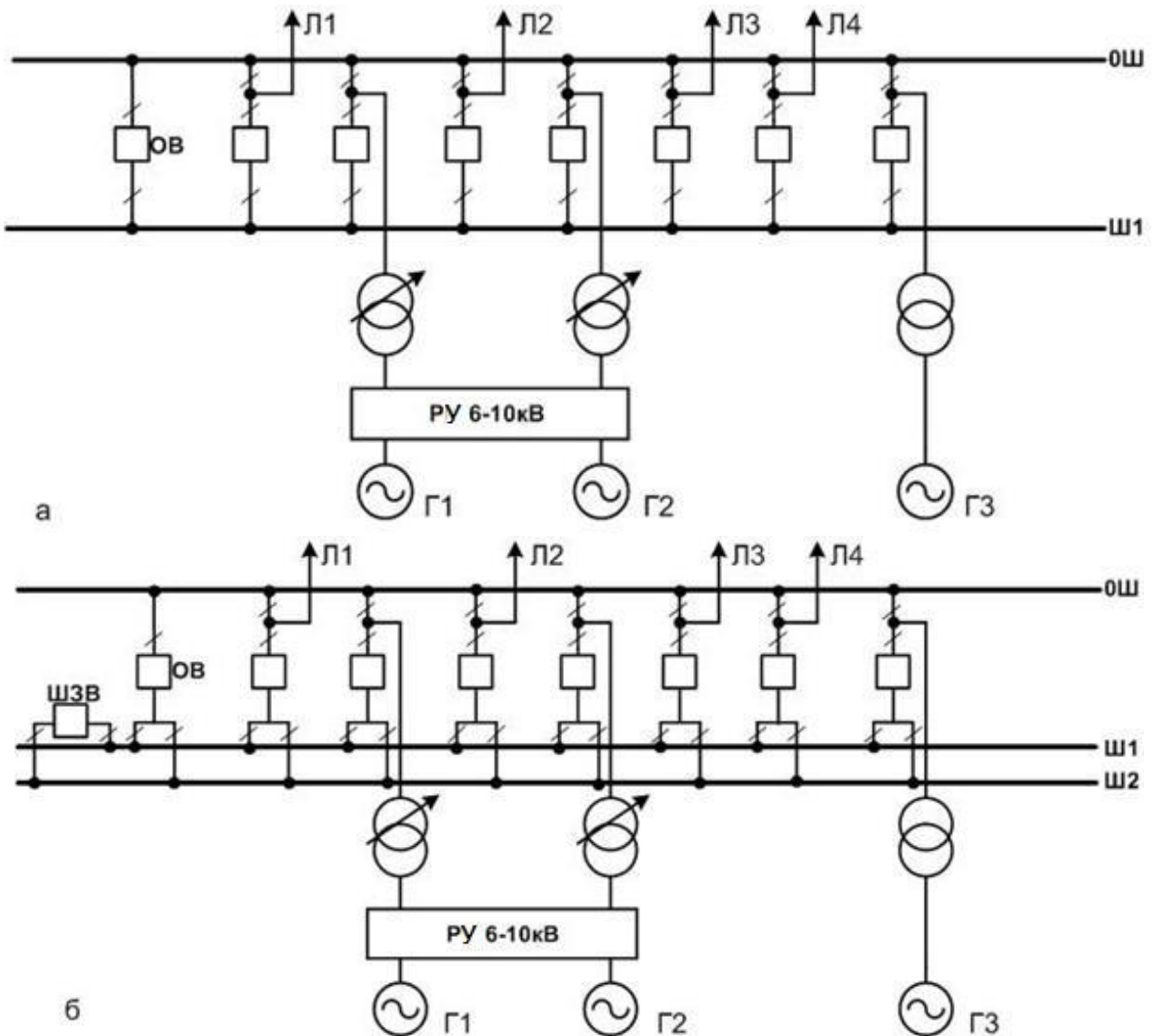
В РУ 110-220 кВ при секціонуванні однієї системи шин обхідний вимикач встановлюється на кожній секції. При двох секціонованих системах збірних шин число приєднань на кожну секцію зазвичай не більше 5-6, що дозволяє застосовувати для кожної секції один суміщений шиноз'єднувальний і обхідний вимикач (рис. 2.5).



**Рисунок 2.5 – Схема увімкнення суміщених шиноз'єднувальних і обхідних вимикачів**

Нормально цей вимикач (ШЗВ + ОВ) увімкнений за схемою шиноз'єднувального, а під час ремонту вимикача будь-якого приєднання перемикається на схему обхідного.

На рис. 2.6, як приклад для ТЕЦ з вищою напругою 110 кВ, розглядаються схема з однією системою збірних шин і обхідною системою шин (рис. 6,а) і схема з двома системами збірних шин і обхідною системою (рис. 2.6,б).



**Рисунок 2.6 – Варіанти схем РУ підвищеної напруги**

2. Для РУ 330-750 кВ при великій кількості приєднань рекомендуються схеми три вимикача на два приєднання (3/2), чотири вимикача на три приєднання (4/3) з чергуванням приєднань до секцій збірних шин; схеми багатокутників та інші [9-11]. Через значну вартість вимикачів напругою 500 кВ і вище, трансформатори зв'язку приєднують до збірних шин без вимикачів. Щоб виключити можливість втрат великої кількості блоків при відмовах вимикача, збірні шини в схемах 3/2 і 4/3 секціонують з метою зменшення кількості приєднань на шину.

Однак це рішення має і недоліки, тому що пошкоджений трансформатор буде вимикатися більшою, ніж є припустим за технічними вимогами, кількістю вимикачів, а для ремонту збірних шин потрібно вимушене вимикання трансформатора.

## 2 Завдання до практичної роботи

Вихідна інформація по варіантам, необхідна для попередньої розробки електричної частини електростанції, включає (табл. 2.1):

- тип електростанції та вид палива (за необхідності);
- загальну активну потужність  $\Sigma P_e$  генераторів електростанції;
- кількість  $N_{ЛЕП}$  та номінальну напругу  $U_{ЛЕП}$  ліній для видачі потужності в електроенергетичну систему (ЕЕС), що визначає схему приєднання електростанції до неї;
- загальну активну потужність  $\Sigma P_{вп}$  власних потреб електростанції;
- загальну активну потужність  $\Sigma P_{мн}$  місцевого навантаження електростанції.

В рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- опрацювати теоретичний матеріал цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;
- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;
- на базі отриманої інформації:
  - вибрати кількість, тип та параметри генераторів електростанції;
  - розробити структурну схему електростанції;
  - вибрати кількість, тип та параметри силових трансформаторів електростанції;
  - розробити схему розподільчої установки підвищеної напруги;
- підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо розробленої структурної схеми та обраних генераторів і силових трансформаторів станції;
- презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

**Таблиця 2.1 – Вихідні дані для виконання практичної роботи**

Варіант	Тип ЕС	Паливо	$\Sigma P_e$ , МВт	$N_{ЛЕП}$ , шт.	$U_{ЛЕП}$ , кВ	$\Sigma P_{вп}$ , МВт	$\Sigma P_{мн}$ , МВт
1	АЕС		200	2	220	10	
2	КЕС	вугілля	50	2	110	4	
3	ТЕЦ	газ	100	2	110	5	20
4	АЕС		300	4	220	15	
5	КЕС	газ	150	4	110	7	
6	ТЕЦ	вугілля	200	4	110	20	40
7	АЕС		400	6	220	20	
8	КЕС	вугілля	250	6	110	15	
9	ТЕЦ	газ	300	6	110	15	50
10	АЕС		500	8	220	25	



## **Контрольні запитання**

1. Що називають головною схемою електричних з'єднань станції?
2. Що являє собою структурна електрична схема станції?
3. Надайте послідовність розробки головної електричної схеми електростанції.
4. Наведіть основні правила при розробці структурної схеми станції.
5. Охарактеризуйте структурні схеми для електростанцій районного типу.
6. Які вимоги висуває наявність середньої напруги на станції?
7. Назвіть умови використання блоків генератор-трансформатор.
8. Охарактеризуйте структурні схеми для теплоелектроцентралей.
9. Наведіть порядок вибору генераторів електричних станцій.
10. Як змінюється номінальна напруга генераторів залежно від їх потужності?
11. Наведіть порядок вибору силових трансформаторів електричних станцій.
12. Охарактеризуйте вимоги щодо вибору схем розподільчих установок 6-10 кВ ТЕЦ.
13. Охарактеризуйте вимоги щодо вибору схем розподільчих установок підвищеної напруги.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №3 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо розробки структурних схем та вибору трансформаторів власних потреб електричних станцій.

### 1 Теоретична частина

#### 1.1 Загальні положення

Головні елементи *електроустановок власних потреб* (ВП) електростанції (ЕС) – машинні агрегати, які є сукупністю робочої машини або механізму ВП (насоса, вентилятора тощо) і приводу. Приводом в переважній більшості випадків є трифазні електродвигуни змінного струму, які складають близько 90% всього навантаження ВП. Інші види електроприймачів ВП – електросвітільники, обігрівальні пристрої тощо. Для живлення цих електроприймачів необхідні джерела енергії, трансформатори (реактори), розподільчі установки, кабельні мережі, сукупність яких визначає схему живлення електроустановок ВП. Електроустановки ВП споживають значну частину енергії, що виробляється ЕС. У табл. 3.1 наведені відносні навантаження та середні витрати енергії на ВП для станцій різного типу [7].

**Таблиця 3.1 – Енергетичні параметри власних потреб електростанцій**

Тип станції	$P_{ВП}/P_{уст}$	$W_{ВП}/W_{вир}$
ТЕЦ		
пилувугільна	0,08...0,14	0,08...0,13
газوماзутна	0,05...0,07	0,06...0,10
КЕС		
пилувугільна	0,06...0,08	0,04...0,07
газوماзутна	0,03...0,05	0,03...0,06
АЕС		
(з водяним теплоносієм)	0,05...0,08	0,05...0,09
ГЕС	0,005...0,03	0,002...0,02

*Електричну схему живлення ВП* проєктують після вибору електродвигунів, розрахунку освітлення і визначення навантажень інших споживачів. Проєктування схеми ВП починається з вибору принципової схеми електричних з'єднань та її прив'язки до головної схеми електростанції. Для ЕС, що працюють в базовому режимі, проєктування схеми ВП допустимо виконувати після вибору головної електричної схеми,



що можливо через відносно рідкісні вмикання та вимикання генераторів таких електростанцій. Схему ВП маневрених електростанцій слід проектувати спільно з головною електричною схемою. При цьому схему ВП необхідно виконувати так, щоб часті комутації генераторів не знизили її надійності.

В основу проектування схеми ВП покладені наступні загальні положення:

1. Для живлення електроприймачів ВП застосовують два рівня напруги  $U_1=6...10$  кВ і  $U_2=0,4...0,66$  кВ. При цьому використовують принцип послідовної двоступеневої трансформації. Основні напруги, що застосовуються в даний час в системі ВП – 6 кВ (для живлення електродвигунів потужністю 200 кВт і більше) і 0,4/0,23 кВ (для решти електродвигунів, освітлення та іншого навантаження). Для потужних блокових ТЕС можливе застосування напруги 0,66 кВ для електродвигунів 16-630 кВт та 10 кВ для двигунів більшої потужності.

2. Робоче живлення всіх видів електроприймачів ВП здійснюють відбором потужності на генераторній напрузі головної електричної схеми за допомогою знижувальних трансформаторів (або реакторів). Якщо на електростанції передбачається генераторна розподільча установка (ГРУ) 6-10 кВ, то РУ ВП отримує живлення безпосередньо з шин ГРУ реактованими лініями (ГРУ 6 кВ) або через знижувальний трансформатор ВП (ГРУ 10 кВ). Якщо генератори електростанції з'єднані в блоки, живлення ВП здійснюється відпайкою від блоку.

3. Розподільчі установки ВП виконують з однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

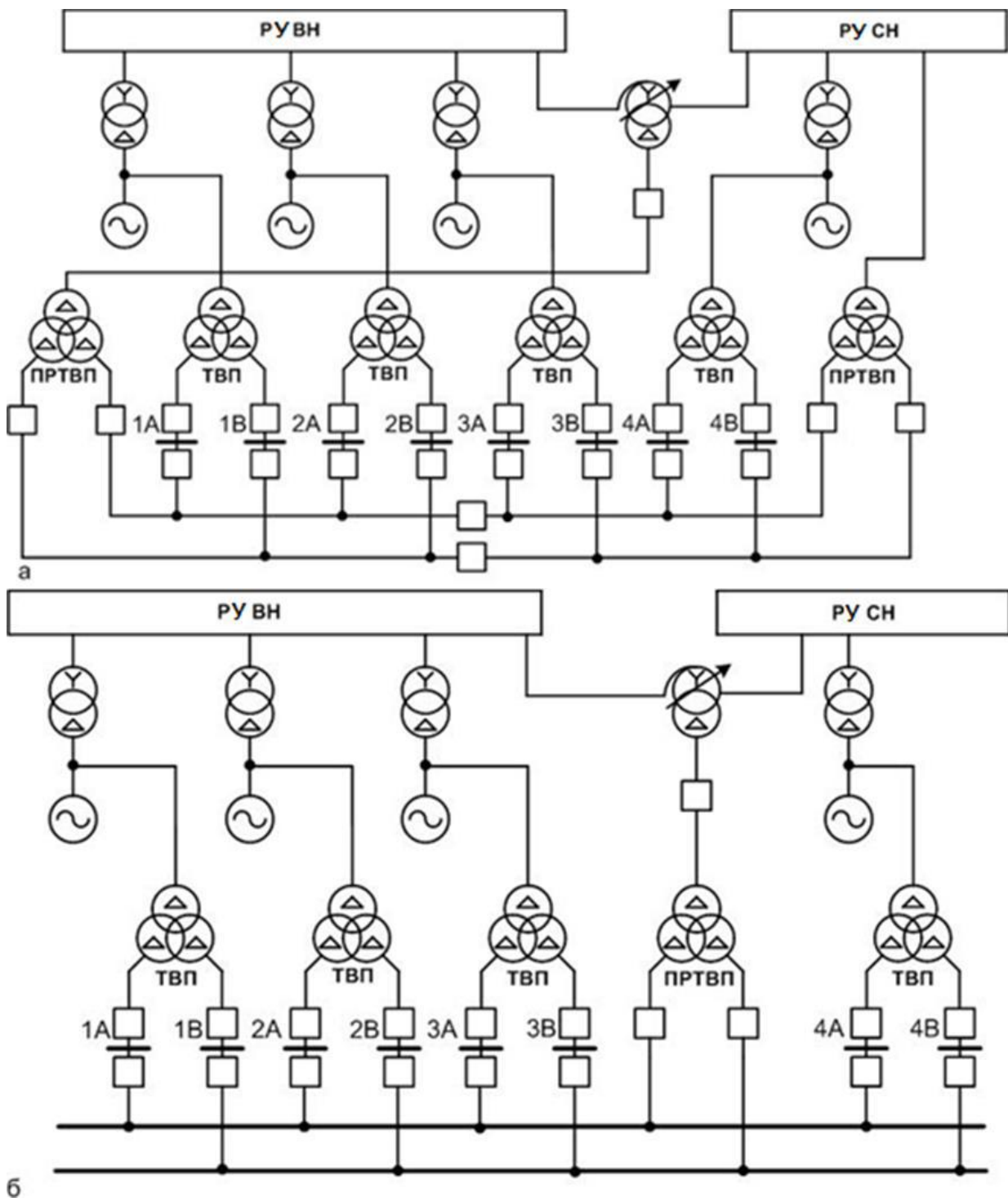
4. Резервне живлення відповідальних (1-ї категорії) і невідповідальних (2-ї категорії) електроприймачів ВП забезпечують також відбором потужності від головної електричної схеми, виконуючи умову, що місця приєднання кіл резервного живлення не залежить від місць приєднання кіл робочого живлення. Для особливо відповідальних споживачів ВП (масляних насосів змащування ущільнень валу, валоповоротних пристроїв тощо) передбачають додаткові незалежні джерела живлення: дизель-генератор, акумуляторну батарею з оборотним агрегатом або інвертором.

5. Потужність трансформаторів ВП (ТВП) обирають з урахуванням числа та потужності споживачів ВП.

## *1.2 Вибір структурної схеми власних потреб теплових електростанцій*


*Схеми ВП КЕС і блочних ТЕЦ*, як і головна схема, будуються на блоковому принципі: РУ ВП 6-10 кВ кожного блоку приєднують через робочі ТВП першого ступеня трансформації до відгалуження від генератора даного блоку (рис. 3.1,а). Якщо між генератором і

підвищувальним трансформатором передбачений вимикач, ТВП приєднують до відгалуження між вимикачем і блоковим трансформатором (рис. 3.1,б) [7, 8].



**Рисунок 3.1 – Схеми ВП блочних ТЕС: а – без генераторних вимикачів; б – з генераторними вимикачами**

Електроприймачі ВП блоку живляться від РУ ВП даного блоку, електроприймачі загальностанційного призначення розподіляють між блочними РУ рівномірно. РУ ВП 6-10 кВ виконується за схемою з однією



секціонованою системою шин (на рис. 3.1 показано секціонування на дві частини – А і В). Власні потреби кожного блоку отримують живлення від двох і більше секцій з метою, щоб при відмові (або ремонті) на одній із секцій можна було зберегти в роботі блок, хоча б і при зниженому навантаженні (зазвичай до 50-60%). До секцій 6-10 кВ ВП підключають потужні двигуни та трансформатори другого ступеня трансформації: 6/0,4 або 10/0,66 кВ.

Кількість і потужність резервних ТВП залежить від наявності вимикачів в блоці. У схемі без генераторних вимикачів (рис. 3.1,а) для забезпечення пусків і зупинки блоків через обхідні шляхи живлення використовують кола резервного живлення. Число пускорезервних трансформаторів (ПРТВП) обирають залежно від числа блоків на ТЕС: при одному чи двох блоках – 1, при кількості блоків від трьох до шести включно – 2, при семи блоках і більше – 3, з яких два трансформатора приєднують до головної електричної схеми, а третій (аналогічний по параметрам робочим ТВП) не приєднують, а встановлюють на фундаменті та тримають готовим до перекочування.

Резервні магістралі секціонують через кожні два блоки для виключення паралельної роботи ПРТВП при їх одночасному використанні (тривала паралельна робота не допускається за умови обмеження струмів КЗ). Потужність кожного ПРТВП обирають з розрахунку одночасного забезпечення заміни ТВП одного блоку і пуску або аварійної зупинки другого. ПРТВП приєднують до двох різних точок головної електричної схеми станції так, щоб при ремонті або відмові будь-якого елемента головної схеми резервне живлення через один трансформатор зберігалось.

У схемах з генераторними вимикачами (рис. 3.1,б), де пуски і зупинки блоків здійснюють за допомогою робочих ТВП, достатньо встановити один приєднаний резервний (РТВП) такої ж потужності, як у робочих ТВП. Місця приєднання РТВП:

- а) збірні шини РП ВП;
- б) обмотка зниженої напруги автотрансформатора зв'язку між РУ ВП і РУ СН;
- в) відгалуження на генераторній нарузі від блоку, що має генераторний вимикач.

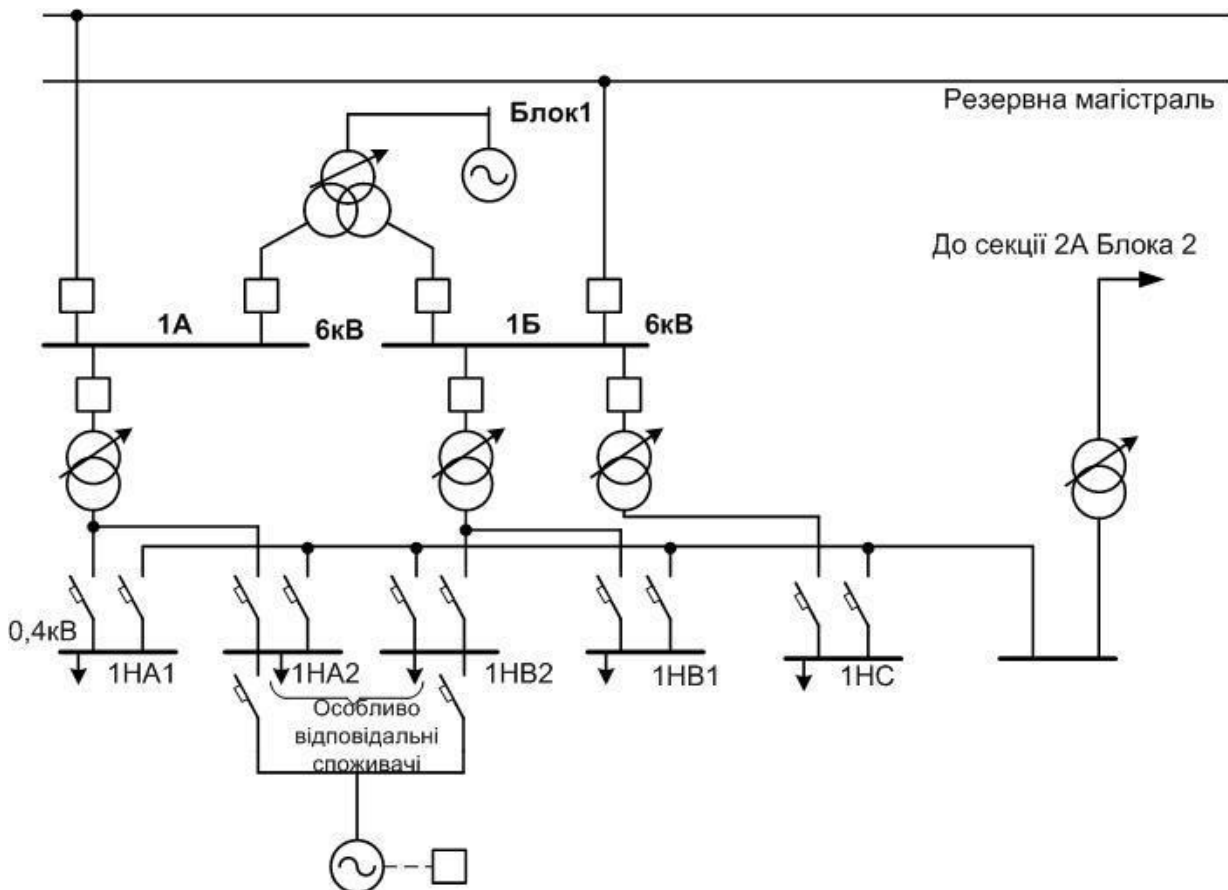
*Споживачі ВП напругою 0,4 (0,66) кВ приєднуються до секцій 0,4 (0,66) кВ, які отримують живлення від трансформаторів другого ступеня зниження напруги 6-10/0,4-0,66) кВ. Потужність ВП 0,4 (0,66) кВ КЕС можна прийняти рівною 10% від загальної потужності ВП [7, 8].*

Трансформатори другого ступеня зниження напруги встановлюють поблизу розміщення груп електроприймачів: у котельному і турбінному відділенні, на паливному складі, на відкритому РУ, в компресорній тощо Збірні шини 0,4(0,66) кВ секціонуються для підвищення надійності

живлення. Кожна секція забезпечується робочим і резервним живленням, яке включається автоматично.

На рис. 3.2 показана характерна схема живлення секції ВП напругою 0,4 кВ одного блоку, що розташований у головному корпусі електростанції. Споживачі 0,4 кВ енергоблоку і частина загальностанційного навантаження отримують живлення від секцій 1НА1, 1НВ1 і 1НС. Найбільш відповідальні споживачі приєднані на секції 1НА2 і 1НВ2. Ці секції мають резервне живлення від резервного ТВП 6/0,4 кВ, що приєднаний до секції 2А іншого блоку, і дизель-генератора. Одиначна потужність трансформаторів другого ступеню за умовами обмеження струмів КЗ з боку 0,4 (0,66) кВ не повинна перевищувати:

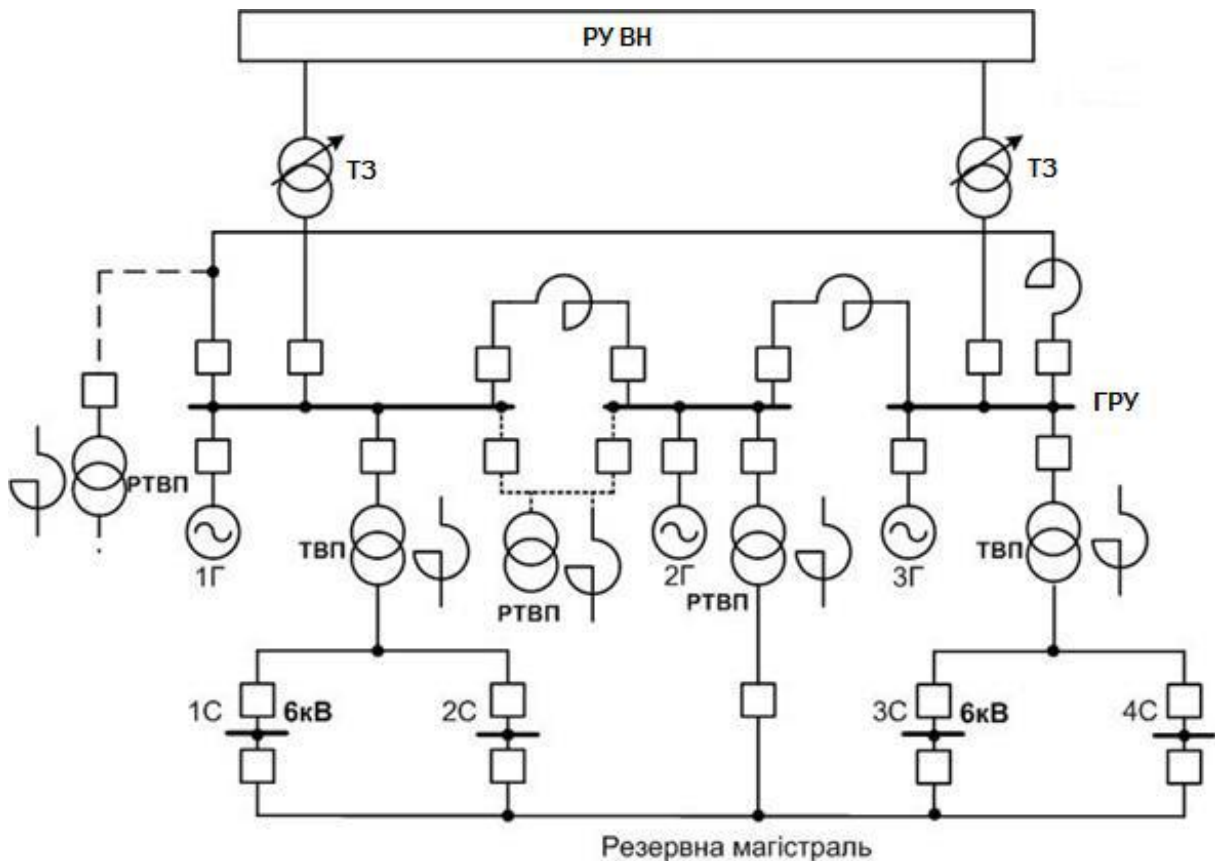
- а) 1000 кВ·А при  $U_k = 8\%$  і 630 кВ·А при  $U_k = 5,5\%$  для 0,4 кВ;
- б) 1600 кВ·А при  $U_k = 8\%$  для 0,66 кВ.



**Рисунок 3.2 – Принципова схема живлення ВП на напругу 0,4-0,66 кВ**

Для ТЕЦ, що мають поперечні зв'язки в технологічній і електричній частинах, блоковий принцип побудови схеми ВП застосовувати неможливо. Трансформатори (або реактори) ВП підключають до різних секцій РУ генераторної напруги 6-10 кВ (ГРУ на рис. 3.3). Для живлення електроприймачів ВП ТЕЦ обирають, як правило, напругу 6,0 і 0,4 кВ. У цьому випадку на трансформаторах ВП 10/6 кВ РПН можна не використовувати, тому що на шинах ГРУ підтримується стабільний рівень

напруги. Секціонування збірних шин 6 кВ ВП виконують за кількістю котлів (на рис. 3.3 показано три секції для трьох котлів), так що електродвигуни механізмів ВП котла живляться всі від однієї секції або від двох напівсекцій (великі котли продуктивністю 420 т/год і більше). Для електродвигунів механізмів турбіни застосовують принцип перехресного живлення від двох різних секцій. Електроприймачі загальностанційного призначення можуть живитися спільно з агрегатними (як це зображено на рис. 3.3) або від окремих секцій (зазвичай дві секції).



**Рисунок 3.3 – Схема ВП ТЕЦ з поперечними зв'язками**

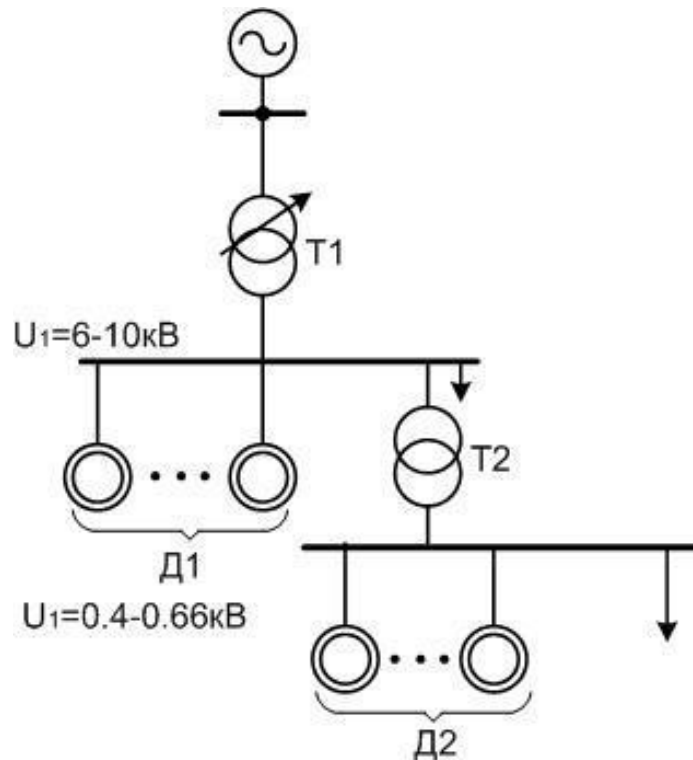
Робочі ТВП забезпечують живлення ВП у всіх експлуатаційних режимах ТЕЦ. Резервне живлення тут потрібне тільки при планових ремонтах або при пошкодженні одного з робочих ТВП. Тому в більшості випадків досить передбачити один резервний трансформатор тієї ж потужності, що і робочий ТВП. Місце приєднання резервного ТВП не повинно залежати від місць приєднання робочих ТВП. Якщо до всіх секцій ГРУ вже приєднані робочі ТВП, то резервний ТВП можна включити на відгалуження від трансформатора зв'язку з системою або через розвилку вимикачів до двох секцій ГРУ (див. пунктирне зображення на рис. 3.3). В останньому випадку встановлюється спеціальне блокування, що виключає можливість одночасного вмикання обох вимикачів розгалуження, що призвело б до шунтування секційного реактора. Якщо ГРУ виконане з двома системами збірних шин, резервний ТВП (реактор)

може бути приєднаний до резервної системи збірних шин, куди в такому випадку підключається один з трансформаторів зв'язку.

Схеми живлення ВП 0,4 кВ ТЕЦ будуються за таким же принципом, як і на КЕС. Потужність ВП 0,4 кВ ТЕЦ можна прийняти рівною 15% загальної потужності ВП [9-11].

### 1.3 Вибір трансформаторів власних потреб електростанції

Число ТВП (робочих і резервних) задається схемою ВП Розподіливши електродвигуни та інші приймачі ВП між секціями 6 (10) і 0,4 (0,66) кВ, виконують вибір номінальної потужності трансформаторів першого Т1 і другого Т2 ступенів зниження напруги (рис. 3.4). Номінальну потужність робочих ТВП вибирають за розрахунковим навантаженням всіх приєднаних електроприймачів так, щоб не допускалося перевантаження трансформаторів.



**Рисунок 3.4 – Розрахункова схема для вибору номінальної потужності**

Розрахункове навантаження трансформатора першого ступеня Т1 від високовольтних двигунів Д1:

$$S_{D1} = K_{p1} \sum_{i=1}^{n_{D1}} P_i,$$



де  $K_{p1} = \frac{K_o K_H}{\eta \cos \varphi} \approx 0,9$  – розрахунковий перевідний коефіцієнт;  $K_o$  – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження двигунів;  $K_H, \eta, \cos \varphi$  – середні значення коефіцієнтів навантаження, корисної дії та потужності двигунів відповідно;  $n_{д1}$  – число високовольтних двигунів групи Д1 (6 кВ);  $P_i$  – розрахункова активна потужність на валу  $i$ -го двигуна, кВт.

Розрахункове навантаження трансформатора першого ступеня Т1 від електроприймачів другого ступеню, що приєднані до Т1 через трансформатори групи Т2:

$$S_{T2} \approx 0,9 \sum_{j=1}^{n_{T2}} S_{HT2j},$$

де  $n_{T2}$  – загальна кількість приєднань до даного трансформатору Т1 трансформаторів другого ступеня;  $S_{HT2j}$  – номінальна потужність  $j$ -го трансформатора другого ступеня, кВА.

Сумарне розрахункове навантаження на трансформатор першого ступеню

$$S_{p1} \approx 0,9 \left( \sum_{i=1}^{n_{д1}} P_i + \sum_{j=1}^{n_{T2}} S_{HT2j} \right).$$

Його номінальну потужність обирають за умовою:

$$S_{HT1} \geq S_{p1}.$$

Розрахункове навантаження трансформатора другого ступеня Т2 включає в себе навантаження численних середніх і дрібних двигунів, електросвітильників та електронагрівачів, що живляться від даного трансформатора [9-11]:

$$S_{p2} = 0,7P_1 + 0,35P_2 + 0,15P_3 + 0,85P_4,$$

де  $P_1$  – сумарна потужність постійно працюючих електродвигунів другого ступеня напругою 0,4 кВ з одиничною потужністю 70-160 кВт;  $P_2$  – сумарна потужність періодично працюючих електродвигунів напругою 0,4 кВ з одиничною потужністю не більше 100 кВт;  $P_3$  – сумарна потужність дрібних електродвигунів засувок, дистанційного керування тощо;  $P_4$  – сумарна потужність освітлення та електрообігріву.

Номінальну потужність трансформатора другого ступеня Т2 обирають за умовою:



$$S_{HT2} \geq S_{p2}.$$

При навчальному проектуванні електричної схеми ВП потужність робочих ТВП першого ступеню трансформації можна визначити за даними табл. 3.1. Так, потужність ТВП першого ступеня енергоблоку вибирають за умовою:

$$S_{HT.бл} \geq S_{вп.бл} = 0,9(P_{вп}/P_{уст})S_{н.г},$$

де  $S_{вп.бл}$  – потужність ВП енергоблоку;  $P_{вп}/P_{уст}$  – доля споживачів ВП, визначається за табл. 3.1;  $S_{н.г}$  – номінальна потужність генератора енергоблоку.

В загальному випадку схему живлення ВП обирають на основі техніко-економічних розрахунків. При складанні варіантів варіюються значення напруг  $U_1$  і  $U_2$  (див. рис. 3.4); тип, число і потужність робочих ТВП; кількість, потужність і місце приєднання резервних ТВП. Від параметрів схеми ВП залежить значення розрахункового струму КЗ, а отже типи і параметри електричних апаратів і провідників (кабельної мережі). Крім того, рівень напруги впливає на типи і параметри електроприймачів ВП – електродвигунів і електроосвітлювачів.

## 2 Завдання до практичної роботи

Початкова вихідна інформація по варіантам, необхідна для розробки схеми та вибору трансформаторів власних потреб електричної станції, включає (табл. 3.2):

- тип електростанції та вид палива (за необхідності);
- тип та параметри встановленого у блоці електростанції генератору (див. Додаток 1);
- номінальну напругу  $U_g$  генератору електростанції;
- номінальну напругу власних потреб електростанції першого ступеню  $U_1$ ;
- номінальну напругу власних потреб електростанції другого ступеню  $U_2$ .

В рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- опрацювати теоретичний матеріал цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;
- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;
- на базі отриманої інформації:
  - розробити принципову схему живлення електроприймачів власних потреб одного блоку електростанції;



- вибрати кількість, тип та параметри трансформаторів власних потреб першого ступеню (рекомендується скористатися довідниковими даними [12, 13]);
- вибрати кількість, тип та параметри трансформаторів власних потреб другого ступеню (рекомендується скористатися довідниковими даними [12, 13]);
  - підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо розробленої принципової схеми та обраних трансформаторів власних потреб станції;
  - презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

**Таблиця 3.2 – Вихідні дані для виконання практичної роботи**

Варіант	Тип ЕС	Паливо	Тип генератора	$U_2$ , кВ	$U_1$ , кВ	$U_2$ , кВ
1	КЕС	вугілля	ТЗФ-200-2У3	15,75	6	0,4
2	ТЕЦ	газ	ТЗФ-220-2ЕУ3	15,75	6	0,66
3	КЕС	газ	ТВВ-320-2ЕКУ3	20,0	6	0,4
4	ТЕЦ	вугілля	ТВВ-350-2У3	20,0	6	0,66
5	КЕС	вугілля	ТВВ-500-2ЕКУ3	20,0	6	0,4
6	ТЕЦ	газ	ТЗФ-200-2У3	15,75	10	0,66
7	КЕС	газ	ТЗФ-220-2ЕУ3	15,75	10	0,4
8	ТЕЦ	вугілля	ТВВ-320-2ЕКУ3	20,0	10	0,66
9	КЕС	вугілля	ТВВ-350-2У3	20,0	10	0,4
10	ТЕЦ	газ	ТВВ-500-2ЕКУ3	20,0	10	0,66

### **Контрольні запитання**

1. Яка доля споживачів ВП від встановленої потужності електричної станції залежно від її типу?
2. Наведіть основні вимоги щодо проектування схем власних потреб ЕС.
3. Чим розрізняються схеми живлення ВП блочних ТЕС з та без генераторних вимикачів?
4. Охарактеризуйте схему живлення ВП блочних ТЕС без генераторних вимикачів.
5. Охарактеризуйте схему живлення ВП блочних ТЕС з генераторними вимикачами.
6. Які вимоги існують до схеми живлення ВП на напрузі 0,4-0,66 кВ?
7. Наведіть особливості живлення ВП ТЕЦ, що має поперечні зв'язки.
8. Як обрати трансформатор власних потреб першого ступеня?
9. Як обрати трансформатор власних потреб другого ступеня?

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №4 РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо визначення основних характеристик палива та параметрів роботи теплових електричних станцій (ТЕС).

### 1 Теоретична частина

#### 1.1 Склад палива

*Паливом* називаються хімічні сполуки, в результаті горіння яких виділяється теплота, яку економічно доцільно використовувати для промислових та побутових потреб.

**Тверде і рідке органічне паливо** (табл. 4.1) складається з хімічних сполук вуглецю С, водню Н, сірки S, кисню О, азоту N, вологи W і негорючих твердих (мінеральних) домішок, що утворюють золу А.

**Природний газ** є сумішшю горючих (вуглеводнів  $C_nH_m$  (насичених  $C_nH_{2n+2}$  та ненасичених  $C_nH_{2n}$ ),  $H_2$ , CO та  $H_2S$ ) та негорючих газів ( $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ). Складається переважно з метану  $CH_4 = 85 - 98 \%$ .

Розрахунки спалювання палива виконують на підставі його елементарного складу і технічного аналізу. Елементарний склад палива буває: органічний, сухий, робочий та горючий (табл. 4.1). [14, 15].

**Таблиця 4.1 – Паливні маси**

Позначення	С	Н	О	N	S		A	W
					$S_{op}+S_c$	$S_k$		
Органічна	$C^O + H^O + O^O + N^O + S^O = 100\%$							
Горюча	$C^Г + H^Г + O^Г + N^Г + S^Г = 100\%$							
Суха	$C^C + H^C + O^C + N^C + S^C + A^C = 100\%$							
Робоча	$C^P + H^P + O^P + N^P + S^P + A^P + W^P = 100\%$							

Розрахунки процесів горіння у топках котлів проводять за *робочою* масою палива. Перерахування з однієї маси палива на іншу проводиться за допомогою відповідних множників (табл. 4.2).

**Таблиця 4.2 – Множники для перерахування складу палива**

Задана маса	Маса, яку шукаємо			
	органічна	горюча	суха	робоча
Органічна	1	$\frac{100 - S_{\text{Л}}^{\Gamma}}{100}$	$\frac{100 - (S_{\text{Л}}^{\Gamma} + A^{\text{C}})}{100}$	$\frac{100 - (S_{\text{Л}}^{\Gamma} + A^{\text{P}} + W^{\text{P}})}{100}$
Горюча	$\frac{100}{100 - S_{\text{Л}}^{\Gamma}}$	1	$\frac{100 - A^{\text{C}}}{100}$	$\frac{100 - (A^{\text{P}} + W^{\text{P}})}{100}$
Суха	$\frac{100}{100 - (S_{\text{Л}}^{\Gamma} + A^{\text{C}})}$	$\frac{100}{100 - A^{\text{C}}}$	1	$\frac{100 - W^{\text{P}}}{100}$
Робоча	$\frac{100}{100 - (S_{\text{Л}}^{\Gamma} + A^{\text{P}} + W^{\text{P}})}$	$\frac{100}{100 - (A^{\text{P}} + W^{\text{P}})}$	$\frac{100}{100 - W^{\text{P}}}$	1

### 1.2 Теплота згоряння палива

Розрахунок нижчої теплоти згоряння робочої маси твердого або рідкого палива виконується за формулою Менделєєва, МДж/кг:

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 0,338C^{\text{P}} + 1,025H^{\text{P}} - 0,1085(O^{\text{P}} - S_{\text{Л}}^{\text{P}}) - 0,025W^{\text{P}}.$$

Вищу теплоту згоряння робочої маси твердого або рідкого палива розраховують за формулою:

$$Q_{\text{B}}^{\text{P}} = Q_{\text{H}}^{\text{P}} + 0,225H^{\text{P}} + 0,025 W^{\text{P}} = 0,338C^{\text{P}} + 1,25H^{\text{P}} - 0,1085(O^{\text{P}} - S_{\text{Л}}^{\text{P}}).$$

Нижчу питому теплоту згоряння сухої маси газоподібного палива визначають з рівняння, МДж/м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{H}}^{\text{C}} = 0,3581\text{CH}_4 + 0,6374\text{C}_2\text{H}_6 + 1,135\text{C}_3\text{H}_8 + 1,1862\text{C}_4\text{H}_{10} + 1,461\text{C}_5\text{H}_{12} + 0,108\text{H}_2 + 0,1263\text{CO} + 0,234\text{H}_2\text{S}.$$

Формули для перерахунку теплоти згоряння палива різного складу наведено у табл. 4.3. [14-16].

**Таблиця 4.3 – Формули для знаходження теплоти згоряння палива**

Заданий склад	Робочий	Горючий	Сухий
Робочий	1	$Q_H^Г = \frac{(Q_H^P + 25W^P)100}{100 - (A^P + W^P)}$	$Q_H^С = \frac{(Q_H^P + 25W^P)100}{100 - W^P}$
Горючий	$Q_H^P = Q_H^Г \frac{100 - (A^P + W^P)}{100} - 25W^P$	1	$Q_H^С = Q_H^Г \frac{100 - A^С}{100}$
Сухий	$Q_H^P = Q_H^С \frac{100 - W^P}{100} - 25W^P$	$Q_H^Г = Q_H^С \frac{100}{100 - A^С}$	1

### 1.3 Основні характеристики теплових електричних станцій

*Електростанція* – це підприємство для виробництва електричної енергії шляхом перетворення енергії якого-небудь природного джерела (органічного палива, ядерного, сонячної енергії та ін.) в електроенергію.

Теплові електростанції, призначені для виробництва тільки електроенергії, називаються **конденсаційними електричними станціями** (КЕС).

Теплоелектростанції, на яких відпрацьована пара разом з виробництвом електроенергії використовується для тепlopостачання (постачання пари та гарячої води тепловому споживачу), називаються **теплоелектроцентралями** (ТЕЦ).

При роздільному способі енерговиробництва електроенергію виробляють КЕС, а теплову енергію – котельні.

Економічність роботи КЕС оцінюється наступними основними показниками: ККД установки, питомою витратою умовного палива на одиницю виробленої енергії і її собівартістю. Ці показники можуть відноситися до енергії, виробленої на КЕС за звітний період (позначається індексом *брutto*), або до енергії, відпущеної зовнішнім споживачам, тобто з урахуванням енергії, витраченої на власні потреби – *нетто*.

Повний ККД (брutto) КЕС є відношенням електричної енергії, яка вироблена станцією, до кількості витраченої теплоти [14, 15]:

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}} = \frac{W}{BQ_H^P},$$

де  $W$  – кількість електроенергії, виробленої за певний період часу, кДж/год, кДж/доба, кДж/рік;  $B$  – витрата палива за той же період часу, кг.

З урахуванням витрати енергії на власні потреби –  $W_{\text{вп}}$ , повний ККД станції *нетто* визначається із залежності:

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{нетто}} = \frac{W - W_{\text{ВП}}}{BQ_{\text{H}}^{\text{P}}}$$

Величину  $\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}$  можна представити як добуток окремих ККД, що враховують: немінучі втрати теплоти  $q_2$  в термодинамічному циклі  $\eta_t$ , внутрішні втрати на тертя і завихрення в паровій турбіні  $\eta_{oi}$ , механічні втрати в підшипниках  $\eta_m$ , електричні в генераторі  $\eta_g$ , втрати в парогенераторі  $\eta_{ка}$  і паропроводах  $\eta_{тр}$ :

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_g \eta_{ка} \eta_{тр}$$

Для підвищення теплової ефективності КЕС необхідно прагнути збільшувати кожний з цих ККД.

Теплову економічність КЕС виражають величиною *питомої витрати умовного палива* ( $Q_{\text{ум}} = 29300$  кДж/кг) на виробництво 1 МДж електроенергії:

$$b_{\text{КЕС}}^{\text{ум}} = \frac{10^3}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}} \cdot Q_{\text{ум}}} = \frac{0,0343}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}}, \text{ кг/МДж.}$$

Питома витрата теплоти на виробництво 1 МДж електроенергії:

$$d_{\text{КЕС}} = \frac{1}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}}, \text{ МДж/МДж.}$$

Собівартість електроенергії, що відпускається КЕС, є одним з основних показників її економічності і визначається відношенням сумарних витрат на виробництво електроенергії  $\Sigma S_{\text{витр}}$  за певний період на кількість відпущеної за цей час електроенергії  $W_{\text{від}}$ :

$$S_{\text{Е}} = \frac{\Sigma S_{\text{витр}}}{W_{\text{від}}} \cdot 10^2, \text{ коп./ МДж.}$$

У сумарні витрати входять такі складові частини:

- 1) витрати на паливо  $S_{\text{пал}}$ ;
  - 2) витрати на утримання обслуговуючого персоналу  $S_{\text{пер}}$ ;
  - 3) витрати на охолоджуючу воду та експлуатаційні матеріали  $S_{\text{вод}}$ ;
  - 4) амортизаційні відрахування  $S_{\text{ам}}$ , розмір яких встановлюється директивними документами;
  - 5) витрати на поточний ремонт  $S_{\text{рем}}$ , які приймаються рівними 20-30% від амортизаційних відрахувань;
  - 6) інші загальностанційні витрати  $S_{\text{ст}}$ .
- Отже, сумарні витрати по КЕС складають:



$$S_{\text{витр}} = S_{\text{пал}} + S_{\text{пер}} + S_{\text{вод}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{рем}} + S_{\text{ст.}}$$

Витрати за пунктами 1) і 3) приблизно пропорційні виробництву електроенергії, тому їх називають **змінними витратами**. Вони складають 60-70% від сумарних, причому основна їх частина – витрати на паливо.

Витрати за пунктами 2), 4), 6) майже не залежать від навантаження і режимів роботи КЕС, тому їх називають **постійними**. Ці витрати визначаються в основному питомою вартістю встановленого устаткування.

## 2 Приклади вирішення задач

### 2.1 Склад палива

**Задача 2.1.** Визначити склад робочої маси донецького вугілля, якщо елементарний склад його горючої маси:  $C^Г = 71,5\%$ ,  $H^Г = 5,2\%$ ,  $S^Г_{\text{л}} = (S^Г_{\text{ор}} + S^Г_{\text{к}}) = 2,7\%$ ,  $N^Г = 1,7\%$ ,  $O^Г = 18,9\%$ , зольність сухої маси  $A^C = 34\%$ , а вологість робочої маси  $W^P = 17\%$ .

$$\begin{aligned} C^Г &= 71,5\% \\ H^Г &= 5,2\% \\ S^Г_{\text{л}} &= (S^Г_{\text{ор}} + S^Г_{\text{к}}) = 2,7\% \\ N^Г &= 1,7\% \\ O^Г &= 18,9\% \\ W^P &= 17\% \\ A^C &= 34\% \\ \hline C^P &- ? \quad H^P &- ? \quad S^P &- ? \\ N^P &- ? \quad A^P &- ? \quad O^P &- ? \end{aligned}$$

1. Зольність робочої маси палива визначаємо за формулами табл.1.1:

$$A^P = A^C \frac{100 - W^P}{100} = 34 \frac{100 - 17}{100} = 28,2\%$$

2. Перераховуємо компоненти палива з горючої маси на роботу з використанням розрахованого коефіцієнту:

$$\frac{100 - (A^P + W^P)}{100} = \frac{100 - (28,2 + 17)}{100} = 0,548,$$

$$C^P = C^Г \frac{100 - (A^P + W^P)}{100} = 71,5 \cdot 0,548 = 39,2\%,$$

$$H^P = 5,2 \cdot 0,548 = 2,8\%,$$

$$S^P_{\text{л}} = 2,7 \cdot 0,548 = 1,5\%,$$

$$N^P = 1,7 \cdot 0,548 = 0,9\%,$$

$$O^P = 18,9 \cdot 0,548 = 10,4\%.$$

Для перевірки виконаних розрахунків просумуємо складові частини елементарної робочої маси палива:

$$\begin{aligned} C^P + H^P + S^P_{\text{л}} + N^P + O^P + A^P + W^P &= \\ = 39,2 + 2,8 + 1,5 + 0,9 + 10,4 + 28,2 + 17 &= 100\%. \end{aligned}$$

## 2.2 Теплота згоряння палива

**Задача 2.2.** Визначити нижчу і вищу теплоту згоряння робочої маси палива, якщо відомий його елементарний склад:  $C^P = 60,5\%$ ,  $O^P = 12\%$ ,  $H^P = 4,6\%$ ,  $S_{л}^P = 0,5\%$ ,  $N^P = 0,9\%$ ,  $A^P = 9,5\%$ ,  $W^P = 12\%$ .

$$C^P = 60,5\%$$

$$O^P = 12\%$$

$$H^P = 4,6\%$$

$$S_{л}^P = 0,5\%$$

$$N^P = 0,9\%$$

$$A^P = 9,5\%$$

$$W^P = 12\%$$

$$Q_H^P - ? \quad Q_B^P - ?$$

1. Нижча теплота згоряння робочої маси палива:

$$\begin{aligned} Q_H^P &= 338C^P + 1025H^P - 108,5(O^P - S_{л}^P) - 25W^P = \\ &= 338 \cdot 60,5 + 1025 \cdot 4,6 - 108,5(12 - 0,5) - 25 \cdot 12 = \\ &= 23616 \text{ кДж / кг.} \end{aligned}$$

2. Вища теплота згоряння робочої маси палива:

$$\begin{aligned} Q_B^P &= Q_H^P + 225H^P + 25W^P = 23616 + 225 \cdot 4,6 + 25 \cdot 12 = \\ &= 24951 \text{ кДж / кг.} \end{aligned}$$

**Задача 2.3.** Визначити нижчу і вищу теплоту згоряння горючої маси малосірчастого мазуту, якщо  $H^P = 10,4\%$ ,  $A^P = 0,5\%$ ,  $W^P = 3,2\%$ , а нижча теплота згоряння робочої маси складає  $Q_H^P = 38,5$  МДж/кг.

$$Q_H^P = 38,5 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$$

$$H^P = 10,4\%$$

$$A^P = 0,5\%$$

$$W^P = 3,2\%$$

$$Q_H^G - ? \quad Q_B^G - ?$$

1. Кількість водню у горючій масі палива визначаємо за формулою:

$$H^G = H^P \frac{100}{100 - (A^P + W^P)} = 10,4 \frac{100}{100 - (0,5 + 3,2)} = 10,8\%.$$

2. Нижчу теплоту згоряння горючої маси палива знаходимо за формулою:

$$\begin{aligned} Q_H^G &= \frac{Q_H^P + 25W^P}{100 - (A^P + W^P)} \cdot 100 = \frac{38500 + 25 \cdot 3,2}{100 - (0,5 + 3,2)} \cdot 100 = \\ &= 40062 \text{ кДж / кг.} \end{aligned}$$

3. Вища теплота згоряння горючої маси палива дорівнює:

$$Q_B^G = Q_H^G + 225H^G = 40062 + 225 \cdot 10,8 = 42492 \text{ кДж / кг.}$$

## 2.3 Основні характеристики теплових електричних станцій

**Задача 2.4.** Конденсаційна електростанція виробила електроенергії  $W_{\text{вир}} = 30,2 \cdot 10^{10}$  кДж/рік. Визначити річну витрату палива, якщо відома питома витрата палива на виробництво 1 МДж електроенергії  $b_{\text{КЕС}}^{\text{ум}} = 0,109$

кг/МДж і тепловий еквівалент палива, яке спалюється на КЕС, дорівнює  $E = 0,84$ .

$W_{\text{ВИР}} = 30,2 \cdot 10^{10} \text{ кДж/рік}$ $b_{\text{КЕС}}^{\text{УМ}} = 0,109 \text{ кг/МДж}$ $E = 0,84$ <hr/> $B - ?$	1. Визначимо $Q_H^P$ палива, що спалюється на КЕС. $E = \frac{Q_H^P}{Q_{\text{УМ}}} \rightarrow Q_H^P = E \cdot Q_{\text{УМ}} = 0,84 \cdot 29300 =$ $= 24612 \text{ кДж/кг}$
---	--

2. Річна витрата палива визначається з рівняння:

$$b_{\text{КЕС}}^{\text{УМ}} = \frac{B Q_H^P}{29,3 W_{\text{ВИР}}} \rightarrow B = \frac{b_{\text{КЕС}}^{\text{УМ}} \cdot 29,3 \cdot W_{\text{ВИР}}}{Q_H^P} = \frac{0,109 \cdot 29,3 \cdot 30,2 \cdot 10^{10}}{24,612} = 3,92 \cdot 10^7 \text{ кг/рік.}$$

**Задача 2.5.** Визначити питому витрату теплоти на виробництво 1 МДж електроенергії (для умовного палива) для КЕС, якщо на ній встановлено 3 турбогенератори потужністю  $N = 75 \cdot 10^3$  кВт кожний з коефіцієнтом використання встановленої потужності  $K_B = 0,64$ . Станція витратила  $B = 670 \cdot 10^6$  кг/рік кам'яного вугілля з  $Q_H^P = 20500$  кДж/кг.

$3 \text{ по } 75 \cdot 10^3 \text{ кВт}$ $K_B = 0,64$ $B = 670 \cdot 10^6 \text{ кг/рік}$ $Q_H^P = 20500 \text{ кДж/кг}$ <hr/> $d_{\text{КЕС}} - ?$	1. Встановлена потужність КЕС: $N_{\text{КЕС}}^y = 3 \cdot N = 3 \cdot 75 \cdot 10^3 = 225 \cdot 10^3 \text{ кВт.}$ 2. Кількість виробленої за рік енергії визначаємо за формулою: $W_{\text{ВИР}} = 8760 \cdot K_B \cdot N_{\text{КЕС}}^y = 8760 \cdot 0,64 \cdot 225 \cdot 10^3 =$ $= 1,26 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік} = 4,536 \cdot 10^{12} \text{ кДж/рік.}$
--	--

3. ККД КЕС брутто:

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{БР}} = \frac{W_{\text{ВИР}}}{B \cdot Q_H^P} = \frac{4,536 \cdot 10^{12}}{670 \cdot 10^6 \cdot 20500} = 0,33.$$

4. Питома витрата теплоти на виробництво 1 МДж електроенергії (для умовного палива):

$$d_{\text{КЕС}} = \frac{1}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{БР}}} = \frac{1}{0,33} = 3,03 \text{ МДж/МДж.}$$

**Задача 2.6.** Визначити питому витрату палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії для КЕС з 3-ма турбогенераторами потужністю  $N = 50 \cdot 10^3$  кВт кожний і з числом годин використання встановленої потужності  $T_B = 5000$  год/рік, якщо станція використала  $B = 305 \cdot 10^6$  кг/рік кам'яного вугілля з нижчою теплотою згорання  $Q_H^P = 28300$  кДж/кг.

$$N = 50 \cdot 10^3 \text{ кВт} \quad .$$

$$n = 3$$

$$B = 305 \cdot 10^6 \text{ кг/рік}$$

$$Q_H^P = 28300 \text{ кДж/кг}$$

$$T_B = 5000 \text{ год/рік}$$

$$b_{KEC}^{YM} - ? \left[ \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right]$$

1. Кількість виробленої електроенергії в рік:

$$W_{ВИР} = T_B \cdot N \cdot n = 3 \cdot 50 \cdot 10^3 \cdot 5000 = 7,5 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

2. Питома витрата палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії:

$$b_{KEC}^{YM} = \frac{B \cdot Q_H^P}{29,33 \cdot W_{ВИР}} = \frac{305 \cdot 10^6 \cdot 28300}{29330 \cdot 7,5 \cdot 10^8} = 0,393 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

**Задача 2.7.** Теплова електростанція за рік виробила електроенергії  $W_{ВИР} = 100 \cdot 10^6$  кВт·год/рік, при цьому витратила на особисті потреби 5% від виробленої енергії. Визначити собівартість 1 кВт·год відпущеної електроенергії, якщо сума витрат на станції  $\Sigma S = 7,6 \cdot 10^5$  грн/рік.

$$W_{ВИР} = 100 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

5% ·  $W_{ВИР}$  - на власні потреби

$$\Sigma S = 7,6 \cdot 10^5 \text{ грн/рік}$$

$$S_{KEC}^{ВИД} - ?$$

$$S_{KEC}^{ВИД} = \frac{\Sigma S}{W_{ВИД}}$$

$$W_{ВИД} = (1 - 0,05) \cdot W_{ВИР} = 0,95 \cdot W_{ВИР} = 95 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

$$S_{KEC}^{ВИД} = \frac{\Sigma S}{W_{ВИД}} = \frac{7,6 \cdot 10^5}{95 \cdot 10^6} = 0,8 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год}.$$

### 3 Завдання до практичної роботи

В рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- опрацювати теоретичний матеріал цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;
- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;
- на базі отриманої інформації вирішити практичні завдання нижче;
- підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо отриманих результатів вирішення задач;
- презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

#### 3.1 Склад палива

**Задача 3.1.** Елементарний склад горючої маси кам'яного вугілля складає  $C^Г$ ,  $H^Г$ ,  $S^Г_{л} = (S^Г_{ор} + S^Г_{к})$ ,  $N^Г$ ,  $O^Г$  (табл. 4.4). Визначити склад його робочої маси, якщо задана зольність сухої маси  $A^C$  та вологість робочої маси  $W^P$ .

**Таблиця 4.4 – Вихідні дані для виконання задачі 3.1**

Варіант	$C^Г$ , %	$H^Г$ , %	$S^Г_{л}$ , %	$N^Г$ , %	$O^Г$ , %	$A^C$ , %	$W^P$ , %
1	65	5,0	3,0	2,0	25	34	17
2	66	5,1	2,9	1,9	24,1	34	17
3	67	5,2	2,8	1,8	23,2	34	17
4	68	5,3	2,7	1,7	22,3	34	17
5	69	5,4	2,6	1,6	21,4	34	17
6	70	5,5	2,5	1,5	20,5	34	17
7	71	5,6	2,4	1,4	19,6	34	17
8	72	5,7	2,3	1,3	18,7	34	17
9	73	5,8	2,2	1,2	17,8	34	17
10	74	5,9	2,1	1,1	16,9	34	17

### 3.2 Теплота згоряння палива

**Задача 3.2.** Визначити нижчу та вищу теплоту згоряння робочої маси палива (МДж/кг), якщо відомий його елементарний склад (див. задачу 3.1). Для отриманих значень розрахувати теплові еквіваленти палива  $E_H$  і  $E_B$ .

### 3.3 Основні характеристики теплових електричних станцій

**Задача 3.3.** На ТЕС використовується  $n$  турбогенераторів потужністю  $N$  кожний з числом годин використання встановленої потужності  $T_B$  (див. табл. 4.5). Станція використовує кам'яне вугілля із тепловим еквівалентом  $E$  та питомою витратою на виробництво 1 кВт·год електроенергії  $b_{ТЕС}$ . Визначити:


- Коефіцієнт використання встановленої потужності турбоагрегатів станції  $K_B$ ;
- Коефіцієнт корисної дії станції брутто  $\eta_{ТЕС}^{бр}$  та нетто  $\eta_{ТЕС}^{нетто}$ , враховуючи, що на власні потреби станція витрачає  $W_{вп}$  електроенергії;
- Питому витрату теплоти на виробництво 1 МДж електроенергії  $d_{ТЕС}$ ;
- Собівартість відпущеної споживачеві електроенергії  $S_{ТЕС}^{від}$ , якщо сума витрат на станції складає  $\Sigma S$ .

**Таблиця 4.5 – Вихідні дані для виконання задачі 3.3**

Варіант	$n$ , шт.	$N$ , МВт	$T_b$ , год/рік	$E$ , в.о.	$b_{\text{ТЕС}}$ , кг/кВт·год	$W_{\text{вп}}$ , %	$\Sigma S$ , млн. грн/рік
1	2	200	6200	0,9	0,45	5	50
2	3	180	6000	0,89	0,47	6	75
3	4	160	5800	0,88	0,49	7	100
4	5	140	5600	0,87	0,51	8	125
5	2	120	5400	0,86	0,53	9	40
6	3	100	5200	0,85	0,55	10	60
7	4	120	5000	0,84	0,57	9	80
8	5	140	4800	0,83	0,59	8	100
9	2	160	4600	0,82	0,61	7	30
10	3	180	4400	0,81	0,63	6	50

### **Контрольні запитання**

1. Що таке електростанція і які її типи ви знаєте?
2. Які типи турбін встановлюються на КЕС?
3. Які станції називаються теплоелектроцентралями?
4. Де виробляється теплова і електрична енергія при роздільному способі енерговиробництва?
5. За якими ознаками класифікуються теплові електростанції?
6. Дайте характеристику технологічної структури ТЕС.
7. Які бувають теплові схеми ТЕС?
8. Чому дорівнює повний ККД КЕС?
9. Що таке питома витрата умовного палива КЕС?
10. Як визначається собівартість електроенергії на КЕС?
11. Які типи турбін встановлюються на ТЕЦ?
12. Перерахуйте показники теплової економічності ТЕЦ.
13. Чому дорівнює сумарна економія палива на ТЕЦ?



## ПРАКТИЧНА РОБОТА №5 ОБҐРУНТУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ РЕЗЕРВНОЇ ДИЗЕЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо вибору та визначення основних параметрів роботи дизельної електричної станції (ДЕС).

### 1 Теоретична частина

#### 1.1 Розрахункова потужність дизельної електростанції

Для розрахунку потужності та вибору дизельної електростанції (ДЕС) необхідно мати такі вихідні дані:

- повну потужність навантаження (електроприймачів);
- характер навантаження;
- режим роботи ДЕС;
- умови оточуючого середовища, в яких працює ДЕС.

Повну потужність електроприймачів можна отримати, здійснивши розрахунок максимальної активної потужності навантаження та використавши коефіцієнт потужності  $\cos\phi$  [17, 18].

Розрахункова активна потужність навантаження ДЕС у загальному випадку розраховується за формулою:

$$P_{роз} = P_{дв} + P_{наг} + P_{осв} + P_{ін}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

де  $P_{дв}$  – потужність, що споживається електродвигунами різних технологічних установок, кВт;

$P_{наг}$  – потужність, що споживається установками з нагрівачами, кВт;

$P_{осв}$  – потужність, що споживається електроосвітлювальним обладнанням, кВт;

$P_{ін}$  – потужність, що споживається іншим обладнанням, кВт.

Розрахунок складових потужності в загальному випадку:

$$P_{дв} = k'_{п1}P_{ліфт} + k''_{п1}P_{вент} + k'''_{п1}P_{нас} + \dots, \text{ кВт}, \quad (2)$$

де  $P_{ліфт}$ ,  $P_{вент}$ ,  $P_{нас}$  – встановлена потужність електродвигунів ліфтів (підйомників), вентиляторів, насосів та інших електроустановок, кВт;

$k'_{п1}$ ,  $k''_{п1}$ ,  $k'''_{п1}$  – коефіцієнти попиту для обладнання з електродвигунами;

$$P_{наг} = k'_{п2}P_{піч} + k''_{п2}P_{кф} + k'''_{п2}P_{обіг} + \dots, \text{ кВт}, \quad (3)$$

де  $P_{піч}$ ,  $P_{кф}$ ,  $P_{обіг}$  – встановлена потужність електropечей, калориферів, обігрівачей та інших електроустановок з нагрівачами, кВт;



$k'_{п2}, k''_{п2}, k'''_{п2}$  – коефіцієнти попиту для обладнання з нагрівачами;

$$P_{осв} = k'_{п3}P_{зовн} + k''_{п3}P_{кор} + k'''_{п3}P_{роб} + \dots, \text{ кВт}, \quad (4)$$

де  $P_{зовн}, P_{кор}, P_{роб}$  – встановлена потужність обладнання зовнішнього освітлення, коридорів, робочих приміщень тощо, кВт;

$k'_{п3}, k''_{п3}, k'''_{п3}$  – коефіцієнти попиту для електроосвітлювального обладнання.

Коефіцієнти попиту ( $k_{п}$ ) розраховуються, як відношення споживаної потужності одночасно працюючих пристроїв до їхньої встановленої потужності.

Для підприємств та потужних споживачів рекомендується приймати наступні середні значення коефіцієнту попиту  $k_{п}$ :

- електродвигуни станків: < 5 шт – 0,8;  
6..10 шт – 0,7;  
> 10 шт – 0,6;
- електродвигуни насосів, вентиляторів, компресорів та ін. – 0,75...0,8;
- електродвигуни ліфтів, підйомників (до 3 шт.) – 0,3..0,4;
- електронагрівальні установки – 0,6..0,7;
- зварювальні трансформатори – 0,6..0,7;
- електродвигуни будівельних механізмів – 0,6..0,65;
- електроосвітлення робочих приміщень – 0,8..0,9;
- зовнішнє електроосвітлення – 1.

При розрахунку потужності ДЕС потрібно враховувати її втрати в мережі та власні потреби ДЕС. Розрахункову максимальну активну потужність ДЕС в такому випадку рекомендується визначати за формулою:

$$P_{\text{max.роз}} = P_{\text{роз}}k_{\text{вмп}} / k_{\text{вп}}, \text{ кВт}, \quad (5)$$

де  $k_{\text{вмп}}$  – коефіцієнт, що враховує втрати потужності в електромережі напругою до 250 В,  $k_{\text{вмп}} = 1,1$ ; до 500 В –  $k_{\text{вмп}} = 1,05$ ;

$k_{\text{вп}}$  – коефіцієнт, що враховує втрати електроенергії на власні потреби ДЕС,  $k_{\text{вп}} = 0,95..0,97$ .

Для отримання повної розрахункової потужності навантаження (кВА) необхідно потужність  $P_{\text{max.роз}}$  розділити на  $\cos\phi$  (зазвичай його значення приймається 0,7-0,8):

$$S_{\text{max.роз}} = P_{\text{max.роз}} / \cos\phi, \text{ кВА}. \quad (6)$$

Вибір потужності ДЕС виконується за величиною розрахункової максимальної потужності роз  $P_{\text{max.роз}}$  (або  $S_{\text{max.роз}}$ ). При цьому із таблиць каталогів виробників попередньо вибирається ДЕС таким чином, щоб її



потужність дещо перевищувала розрахункову для забезпечення стабільної роботи станції, тобто враховують коефіцієнт завантаження:

$$S_{ДЕС} = S_{\max.роз} / k_3, \text{ кВА}, \quad (7)$$

де  $S_{ДЕС}$  – повна потужність дизельної електростанції, кВА;  
 $k_3 = 0,7-0,8$  – коефіцієнт завантаження.

## 1.2 Умови вибору дизельної електростанції

При виборі електростанції потрібно враховувати кількість фаз в електричній мережі. Залежно від виду навантаження вибрана ДЕС може бути трифазною або однофазною. Однофазні ДЕС застосовуються тільки для живлення однофазних електроприймачів. Трифазна ДЕС потрібна тоді, коли серед електроприймачів електроенергії є установки з трифазними електродвигунами. При підключенні трифазних електричних приймачів необхідно виконати умову симетрування навантаження, тобто рівності потужності електроприймачів, що підключені до різних фаз. Для нормальної роботи генератора різниця між завантаженням фаз не повинна перевищувати 20...25% [17, 18].

Якщо серед навантаження ДЕС є установки з потужними асинхронними електродвигунами (АД), то вибрати ДЕС необхідно з урахуванням того, що зазвичай пусковий струм АД у 5..7 разів більший за його номінальне значення. Це означає, що у такому випадку для надійної роботи ДЕС її потужність повинна перевищувати розрахункову потужність АД як мінімум у два і більше разів, або необхідно застосовувати додаткові спеціальні засоби пуску АД (обмеження пускових струмів).

У режимі постійної експлуатації рекомендоване виробниками навантаження не повинно перевищувати 60...80 % потужності ДЕС для забезпечення максимального терміну її безаварійної роботи. При використанні ДЕС тільки в режимі резервного джерела живлення потужність навантаження повинна знаходитися в межах 70...90 % від потужності електростанції. Відповідно, потужність ДЕС для постійної експлуатації повинна перевищувати потужність навантаження в 1,25...1,67 разів, а резервної ДЕС – в 1,11...1,43 рази. За отриманим значенням вибирають ДЕС, потужність якої знаходиться у допустимому діапазоні.

При експлуатації ДЕС до 500 мотогодин на рік потрібно обирати ДЕС з частотою обертання валу 3000 об./хв, а при інтенсивнішому використанні та тривалій експлуатації – рекомендується застосовувати ДЕС з частотою 1500 об./хв, що за тією самою потужністю матимуть збільшений моторесурс та понижений рівень шуму.

У разі перевищення нормальної температури навколишнього середовища +25 °С, що відповідає номінальній потужності ДЕС, та



постійній величині навантаження, електростанція повинна мати більшу потужність допустимого діапазону.

При температурі навколишнього середовища менше +10 °С ДЕС повинна бути обладнана підігрівачем дизеля для забезпечення швидкого і надійного запуску.

Для завершення вибору конкретної ДЕС необхідно врахувати наступну додаткову інформацію:

- необхідний ступінь автоматизації ДЕС;
- необхідність дистанційного керування і контролю за роботою ДЕС;
- вимоги до ДЕС за шумовими характеристиками;
- умови, в яких буде експлуатуватися вибрана ДЕС;
- добові та сезонні діапазони зміни рівня напруги в централізованій електромережі;
- потрібний спосіб заправки ДЕС паливом.

### *1.3 Рівні автоматизації дизельних електричних станцій*

За рівнем автоматизації ДЕС бувають нульового, першого, другого та третього ступеня. Ступені автоматизації забезпечують:

- нульовий ступінь (0) – ручне управління ДЕС, індикацію значень параметрів, які контролюються, автоматичну стабілізацію параметрів електроенергії і температури охолоджуючої рідини, автоматичну підзарядку стартерних акумуляторних батарей, захист генератора від перевантаження за струмом і від короткого замикання;

- перший ступінь (1) – виконання операцій нульового ступеня, а також захист дизеля від перегріву охолоджувальної рідини, падіння тиску оливи, різкого зростання частоти обертання вала дизеля ("рознос");

- другий ступінь (2) – виконання операцій першого ступеня, а також автоматичну підготовку до пуску, пуск, приймання навантаження, зупинку і контроль за робочими параметрами ДЕС;

- третій ступінь (3) – виконання операцій другого ступеня, а також автоматичне поповнення витратних паливних баків, системи змащення та, за необхідності, охолоджуючої рідини.

У випадку експлуатації на відкритому просторі (будівельні майданчики та ін.) шумоізоляція як правило не потрібна, а ДЕС встановлюються під спеціальним навісом. Якщо ДЕС використовується в приміщеннях (всередині будівель), для зниження рівня шуму під час роботи вони обладнуються спеціальними шумопоглинаючими кожухами або контейнерами (рис. 5.1).



**Рисунок 5.1 – Зовнішній вигляд відкритої та закритої ДЕС потужністю 100 кВА**

## **2 Приклади вирішення задач**

### *2.1 Обґрунтування типу та потужності ДЕС*

**Задача.** Обґрунтувати тип та вибрати потужність дизельної електростанції згідно вихідних умов:

- електроспоживачі:  $P_{\text{ліфт}} = 10$  кВт,  $P_{\text{вент}} = 3$  кВт,  $P_{\text{нас}} = 1,5$  кВт,  $P_{\text{піч}} = 4$  кВт,  $P_{\text{кф}} = 2$  кВт,  $P_{\text{обіг}} = 2$  кВт,  $P_{\text{зовн}} = 5$  кВт,  $P_{\text{роб}} = 0,75$  кВт.

- трифазне навантаження з асинхронними електродвигунами вентиляційної та ліфтової установок;

- ДЕС потребує автоматичної підготовки до пуску, пуск, приймання навантаження, зупинки і контролю за робочими параметрами;

- ДЕС використовується в режимі резервного джерела електроживлення;

- температура експлуатації  $+20$  °С;



- місце встановлення – в опалювальному приміщенні всередині будинку.

**Вирішення.** 1. Визначаємо кількість електроустановок, що підключатимуться до ДЕС.

Відповідно до вихідних даних, до ДЕС підключатимуться 8 електроустановок: обладнання з електродвигунами – 3 шт., з нагрівачами – 3 шт., електроосвітлення, що поділяється на два види (зовнішнє та внутрішнє).

2. Розраховуємо потужність електроустановок з електродвигунами згідно (2):

$$P_{дв} = k'_{п1}P_{ліфт} + k''_{п1}P_{вент} + k'''_{п1}P_{нас} = 0,3 \cdot 10 + 0,75 \cdot 3 + 0,75 \cdot 1,5 = 6,38 \text{ кВт.}$$

3. Розраховуємо потужність електроустановок з нагрівачами згідно виразу (3):

$$P_{наг} = k'_{п2}P_{пч} + k''_{п2}P_{кф} + k'''_{п2}P_{обіг} = 0,6 \cdot 4 + 0,6 \cdot 2 + 0,6 \cdot 2 = 4,8 \text{ кВт.}$$

4. Розраховуємо потужність електроосвітлення згідно (4):

$$P_{осв} = k'_{п3}P_{зовн} + k''_{п3}P_{роб} = 1 \cdot 5 + 0,8 \cdot 0,75 = 5,6 \text{ кВт.}$$

5. Визначаємо розрахункову активну потужність навантаження ДЕС згідно (1):

$$P_{роз} = P_{дв} + P_{наг} + P_{осв} + P_{ін} = 6,38 + 4,8 + 5,6 = 16,78 \text{ кВт.}$$

6. Визначаємо розрахункову максимальну потужність ДЕС з урахуванням втрат потужності в мережі та на власні потреби станції згідно (5):

$$P_{\max,роз} = P_{роз}k_{втп} / k_{еп} = 16,78 \cdot 1,05 / 0,97 = 18,2 \text{ кВт.}$$

7. Визначаємо повну розрахункову потужність навантаження ДЕС згідно (6):

$$S_{\max,роз} = P_{\max,роз} / \cos\varphi = 18,2 / 0,8 = 22,7 \text{ кВА.}$$

8. За каталогами виробників вибираємо ДЕС за умовою (7), враховуючи її коефіцієнт завантаження  $k_3 = 0,8$ :

$$S_{ДЕС} = 30 \text{ кВА} \geq 22,7 / 0,8 \geq 28,3 \text{ кВА.}$$

Отже, умова виконується, тому приймаємо ДЕС з параметрами, наведеними у табл. 5.1.

**Таблиця 5.1 – Технічні параметри дизельної електростанції**

Тип генератора	Одиниці виміру	Синхронний
Електрична потужність (3~) $\cos\varphi=0,8$	ВА	30000
Напруга (3~)	В	400
Напруга (1~)	В	230
Струм (3~)	А	43
Частота	Гц	50
Ступінь захисту	-	IP 23
Тип двигуна	Deutz	D2011 L4
Кількість циліндрів	шт	4
Частота обертання	об/хв	1500
Тип палива	-	дизельне
Об'єм оливи в системі	л	10
Потужність двигуна	кВт	27,6
Регулятор обертів	-	механічний
Стартерна акумуляторна батарея	В/Агод	12/88
Стартер	В/кВт	12/2,3
Охолодження	Двигун/Генератор	оливе/повітряне
Об'єм паливного бака	л	235
Витрати палива при 75% завантаженні	л/год	5,3
Витрати палива при 100% завантаженні	л/г	7,3
Вага	кг	870
Габаритні розміри	мм	1900×800×1200
Рівень шуму	дБ(А)	93

*Висновки.* Враховуючи вихідні дані, виконані необхідні розрахунки для вибору дизельної електростанції, а саме потужність навантаження складає 22,7 кВА (18,16 кВт), потужність ДЕС – 30 кВА.

При виборі ДЕС враховано вид навантаження (трифазне); потужність резервної ДЕС перевищує в 1,32 рази потужність навантаження, що знаходиться в допустимих межах (1,11..1,43); частота обертання дорівнює 1500 об/хв, що дозволить збільшити моторесурс та понизити рівень шуму.

ДЕС забезпечує автоматичну підготовку до пуску, пуск, приймання навантаження, зупинку і контроль за робочими параметрами, дозволяє здійснювати аварійну зупинку. Застосування захисного звукоізолюючого кожуху з масляним охолодженням дозволяє проводити експлуатацію в приміщенні. Тривалість роботи на одній заправці – до 44 год з 75 % завантаженням.

### 3 Завдання до практичної роботи

В рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- опрацювати теоретичний матеріал цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;
- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;
- на базі отриманої інформації вирішити практичне завдання нижче;
- підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо отриманих результатів вирішення задачі;
- презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

#### 3.1 Обґрунтування типу та потужності ДЕС

**Задача.** Згідно вихідних даних (табл. 5.2) необхідно обґрунтувати дизельну електростанцію для промислового приміщення, а саме:

1. Визначити розрахункову активну потужність навантаження;
2. Визначити розрахункову максимальну активну потужність ДЕС;
3. Визначити повну розрахункову потужність ДЕС;
4. Вибрати ДЕС з урахуванням виду навантаження (однофазне або трифазне), режиму роботи, ступенів автоматизації, умов навколишнього середовища (температури, місця встановлення) тощо. Для вибору можна скористатися каталогами, наведеними у [19-22], або іншими відкритими джерелами інформації.

**Таблиця 5.2 – Вихідні дані для виконання задачі**

Варіант Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{ліфт}$ , кВт	2,2	3,0	4,5	3,5	2,9	1,6			3,3	1,2
$P_{вент}$ , кВт	1,5	2,4	3,2	4,0	3,8	1,8	2,0	4,5	5,5	3,4
$P_{нас}$ , кВт	1,2	2,4	2,9	4,2	3,1	1,5	2,0	3,5	4,9	4,4
$P_{плч}$ , кВт	0,8	3,1		2,2	5,0	1,0	1,5	2,8	5,3	
$P_{кф}$ , кВт		1,4	2,0		2,0	0,8		3,2	1,2	6,2
$P_{обіг}$ , кВт	2,6	3,2	3,6	3,3			1,0	3,5	6,0	5,4
$P_{зовн}$ , кВт	0,5	0,5	1,0	0,9	0,7	0,6	1,0	1,0	2,0	0,9
$P_{кор}$ , кВт	0,5	0,5	0,8	0,9		0,4	0,2	0,8	0,6	1,5
$P_{роб}$ , кВт	1,0	2,0	1,5	1,1	2,0	1,5	0,7	2,5	3,0	4,1
$P_{ін}$ , кВт			1,0	0,7	1,0	1,0	0,5	2,0	1,1	3,5
Експлуатація	трив.	резерв	резерв	трив.	трив.	резерв	резерв	трив.	резерв	трив.
Трифазне навантаження	-	+	+	+	+	-	-	+	+	+
Встановлення	зовн.	внутр.	зовн.	внутр.	зовн.	внутр.	зовн.	внутр.	зовн.	внутр.



## **Контрольні запитання**

1. Що таке електростанція і які її типи ви знаєте?
2. Як поділяються резервні електростанції за рівнем автоматизації?
3. Наведіть основні умови вибору дизельної електростанції.
4. Перерахуйте основні складові частини ДЕС. Дайте визначення перерахованим елементам.
5. Чим обумовлені важкі умови запуску асинхронного двигуна від автономного генератора співставної потужності? Назвіть можливі шляхи вирішення вказаної проблеми.
6. Що означають коефіцієнти втрат та власних потреб у рівнянні визначення потужності дизельної електростанції?
7. Поясніть, чому рекомендоване виробниками навантаження у тривалому режимі роботи не повинно перевищувати потужності ДЕС в заданих межах. Вкажіть ці межі.

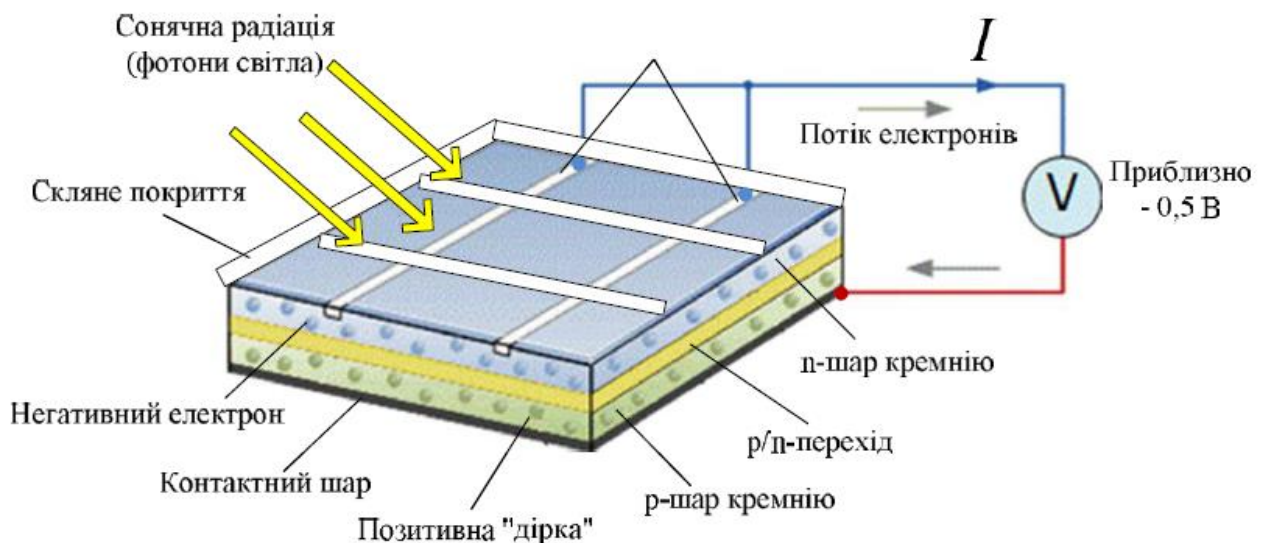
## ПРАКТИЧНА РОБОТА №6 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ЗА ДОПОМОГОЮ ПАКЕТУ PVWATTS

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо підбору та розрахунку показників роботи фотоелектричної станції (ФЕС) за допомогою веб-додатку PVWatts.

### 1 Теоретична частина

#### 1.1 Основні теоретичні відомості щодо фотоелектричних станцій

Фотоелектричний перетворювач (ФЕП) – пристрій на основі напівпровідникових фотоелементів, призначений для перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію. Принцип фотоелектричного перетворювача ґрунтується на застосуванні явища внутрішнього фотоелефекту в напівпровідниках елементах та ефекту поділу фотогенерованих носіїв зарядів електронно-дірковим переходом чи потенційним бар'єром типу метал-діелектрик-напівпровідник. Фотоелефект має місце, коли фотон (світловий промінь) падає на елемент із двох матеріалів із різним типом електричної провідності. Потрапивши на такий матеріал, фотон вибиває електрон з його осередку, утворюючи вільний негативний заряд і позитивний – "дірку". У результаті рівновага так званого "р-п" переходу порушується, і в ланцюзі виникає електричний струм. Будова кремнієвого фотоелемента показана на рис. 6.1. Чутливість фотоелемента залежить від довжини хвилі падаючого світла та прозорості верхнього шару елемента. В ясну погоду кремнієві елементи створюють потік енергії з параметрами приблизно 0,5 В і 25 мА на 1 см<sup>2</sup> площі елемента, або 12-13 мВт/см<sup>2</sup> [17, 23].



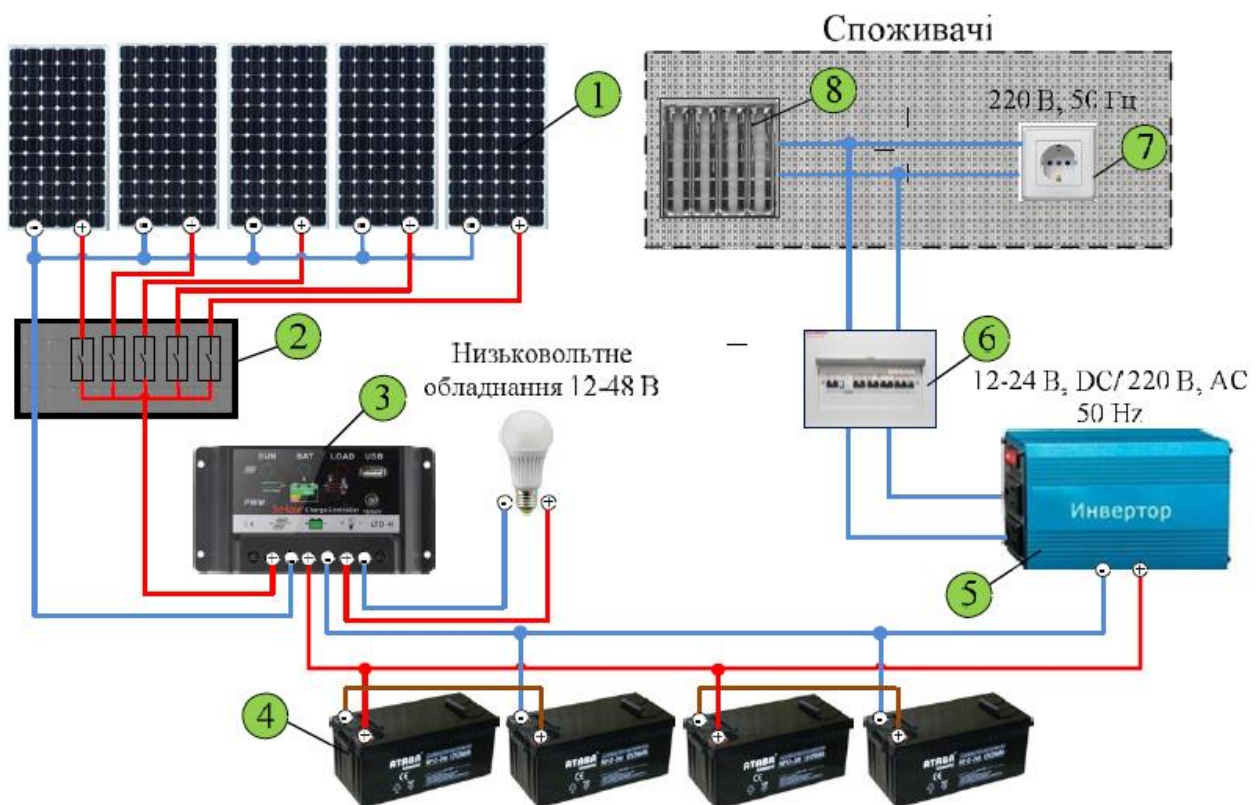
**Рисунок 6.1 – Схема кремнієвого елемента**

Найбільш розповсюдженими є кремнієві монокристалічні та полікристалічні фотоелементи. Різниця між цими матеріалами полягає у специфіці одержання початкових кремнієвих заготовок. Монокристалічна заготовка більш однорідна, але й більш дорога. Полікристалічна – менш однорідна, але має меншу вартість, що може бути вирішальним фактором, коли мова йде про виготовлення фотоелементів. Теоретична ефективність кремнієвих елементів становить  $\approx 28-30\%$ , а практична  $\approx 20-25\%$ .

За допомогою послідовно-паралельних електричних з'єднань сонячні елементи з'єднують у сонячну (фотоелектричну) батарею (панель) – фотоелектричний перетворювач в герметичному корпусі.

Активне впровадження ФЕП за останні два десятиліття пояснюється їх екологічністю, енергетичною автономністю та відносно невеликою вартістю. З економічної точки зору використання ФЕП для важкодоступних і віддалених районів буде більш прийнятним варіантом у порівнянні з централізованим електропостачанням, коли питома вартість спорудження ліній електропередачі становить від 5 до 15 тис. дол. США за 1 км лінії. Враховуючи ці фактори, у багатьох країнах проектується потужні фотоелектричні станції, що окрім необхідного досвіду, сприяє зниженню їх вартості, а отже, і вартості електроенергії.

Приклад системи електроживлення з ФЕП сонячної енергії, яка може бути використана для автономного живлення електроприймачів приватного будинку, наведено на рис. 6.2.



**Рисунок 6.2 – Система електроживлення з використанням фотоелектричних перетворювачів**



Характерною особливістю даної системи ФЕП є її модульне використання, де необхідна потужність досягається використанням відповідної кількості фотоелектричних модулів, які використовують природне сонячне випромінювання. Поширені також слідкуючі модулі, а також модулі з концентраторами з сонячного випромінювання.

Основним елементом даної системи є фотоелектричні перетворювачі (1), які перетворюють сонячне випромінювання в електроенергію. ФЕП під'єднані паралельно до щита захисту кіл постійного струму (2). Далі в локальній електромережі встановлюється контролер заряду акумуляторних батарей (АКБ) (3), що керує процесом заряджання АКБ (4) та захищає її від перезаряду. Електроенергія накопичується в АКБ (4), а також подається через інвертор напруги (5) і розподільний щит (6) до електроприймачів: електрообладнання (7), освітлення (8) та інше. Інвертор напруги (5) перетворює постійний струм в змінний, напругою 220/380 В, необхідний для електроприймачів змінного струму. У разі розряду батареї джерелом електроенергії стає зовнішнє джерело (електрична система), яке підключається до електроприймачів через розподільчий щит з АВР (6). Такі компоненти ФЕП забезпечують автономний режим роботи і перетворення сонячної енергії в електроенергію напругою 220-230 В.

Складовою сонячної фотоелектричної системи є її *підтримуюча конструкція* для ФЕП, котра забезпечує відповідний кут нахилу панелей, а також необхідну міцність встановлення ФЕП. Комбінація підтримуючої конструкції з сонячними модулями повинна витримувати пориви вітру та інші впливи навколишнього середовища. Підтримуюча конструкція може бути виготовлена з металу або пластику, а її тип визначається місцем встановлення фотоелектричної системи: вона може бути плоскою або з малим нахилом дахової конструкції чи конструкції фасаду будівлі. Інтеграція з будівлею стала важливим аспектом для ФЕС, оскільки суттєво зменшує вартість системи і може покращити архітектуру будівлі та показати, що елементи конструкції будівлі також можуть виконувати функцію генерації електрики.

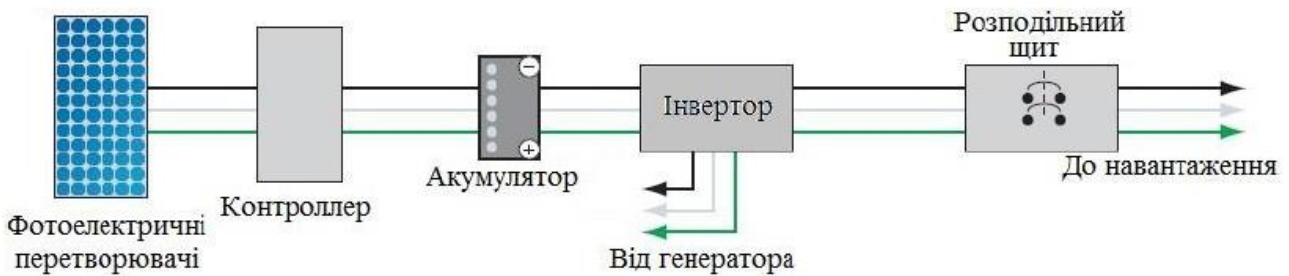
Існують три основні конфігурації фотоелектричних систем електропостачання [17, 23]:

- автономна фотоелектрична система;
- комбінована (акумуляторно-мережева) фотоелектрична система;
- мережева (безакумуляторна) фотоелектрична система, що під'єднана до центральної системи електропостачання.

## *1.2 Автономна фотоелектрична система*

*Автономна фотоелектрична система* є повністю незалежною від централізованого електропостачання. За виключенням деяких спеціальних застосувань, в яких енергія від фотоелектричних

перетворювачів напряду використовується споживачами (наприклад, водопідйомні установки, вентиляція тощо), всі автономні системи повинні мати в своєму складі АКБ (рис. 6.3).

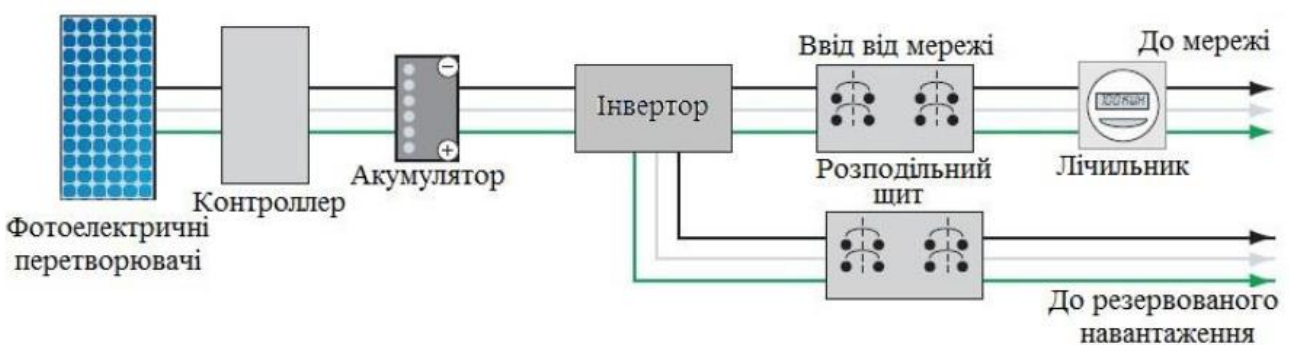


**Рисунок 6.3 – Автономна фотоелектрична система**

Електроенергія від акумуляторів використовується при недостатній енергії ФЕП сонячної радіації, або коли навантаження перевищує генерацію ФЕП. Автономна фотоелектрична система часто використовуються для індивідуального електропостачання будинків, малопотужні системи живлять окремих електроприймачів (освітлення, електроніку (телевізор, радіо тощо)).

### 1.3 Комбінована (акумуляторно-мережева) фотоелектрична система

Комбінована (акумуляторно-мережева) фотоелектрична система (рис. 6.4) є найбільш поширеною, оскільки є резервною і використовуються там, де є з'єднання з централізованою електричною мережею, але недостатньої надійності. Система складається з фотоелектричних модулів, контролера, акумуляторної батареї, кабелів, інвертора та споживачів. Надлишок, що генерується фотоелектричними перетворювачами може направлятися до навантаження або мережі (для цього необхідні спеціальні інвертори, які можуть працювати паралельно з мережею, їх часто називають "гібридними"). Якщо споживання перевищує генерацію електроенергії фотоелектричними перетворювачами, то електроенергія добирається з мережі.



**Рисунок 6.4 – Комбінована (акумуляторно-мережева) фотоелектрична система**

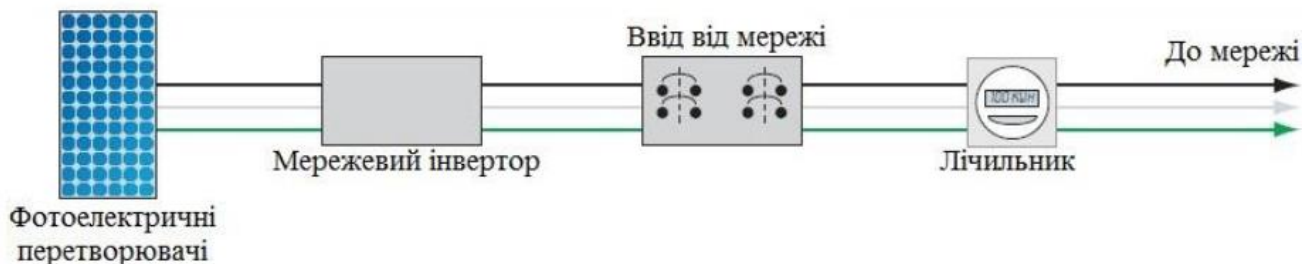


Деякі моделі таких інверторів із зарядними пристроями можуть давати пріоритет для заряду акумуляторів від джерела постійного струму (наприклад, ФЕП), тим самим знижуючи споживання енергії від мережі для заряду акумуляторів.

#### 1.4 Мережева (безакумуляторна) фотоелектрична система

Мережева (безакумуляторна) фотоелектрична система (рис. 6.5) є найпростішою з усіх систем: електропостачання здійснюється від сонячних батарей, а в темний час доби споживачі живляться від централізованої мережі. Така система більш поширена для установ, на відміну від житлових будинків, котрими споживання електроенергії переважає у вечірній час.

Така система складається з фотоелектричних перетворювачів та інвертора, підключеного до мережі. В такій системі відсутні акумулятори, тому коли сонячна радіація зникає, то і вироблення електроенергії фотоелектричними перетворювачами також припиняється. Це є певним обмеженням такої системи, але основна її перевага – висока ефективність, низька ціна (за відсутності акумуляторних батарей).



**Рисунок 6.5 – Мережева (безакумуляторна) фотоелектрична система**

З точки зору продуктивності, мережева ФЕС виробляє більше електроенергії, ніж акумуляторна. По-перше, частина енергії буде втрачатися на заряд-розряд АКБ (до 10-20 %), а частина енергії втрачається в менш ефективних автономних інверторах і контролерах заряду. Однак, внаслідок того, що в комбінованих акумуляторно-мережевих фотоелектричних системах АКБ, з'єднані з мережею, не часто розряджаються, то ефективність в порівнянні з акумуляторними системами не буде перевищувати 5-10 %.

Безакумуляторні системи зазвичай розраховані на високу напругу, що істотно знижує вимоги до перерізу проводів і, відповідно, зменшує їх вартість.



## 2 Приклади вирішення задач

### 2.1 Загальна інформація щодо веб-додатку PVWatts

NREL's PVWatts – це веб-додаток, розроблений Національною лабораторією відновлюваної енергії (NREL), який оцінює виробництво електроенергії, підключеної до мережі дахової або наземної фотовольтаїчної системи, на основі кількох простих вхідних даних. Щоб скористатися калькулятором, необхідно надати інформацію про локацію системи та базові параметри конструкції. PVWatts обчислює прогнози річного та місячного виробництва електроенергії системою [24].

Важливо, що PVWatts підходить для попередніх досліджень фотовольтаїчної системи, яка використовує панелі з кристалічним кремнієм або тонкоплівковими фотоелектричними елементами. Оцінка виробництва від PVWatts не враховує багатьох факторів, важливих у проектуванні фотовольтаїчної системи. Якщо ви використовуєте PVWatts для розробки системи, вам слід працювати з кваліфікованим професіоналом, щоб прийняти остаточні проектні рішення на основі оцінки розташування системи та використовуючи більш детальний інженерний проект та інструменти фінансового аналізу.

Щоб розпочати роботу з PVWatts, введіть адресу вулиці, поштовий індекс або широту й довготу розташування системи і натисніть «**ПЕРЕЙТИ**». PVWatts використовує цю інформацію для автоматичної ідентифікації даних про сонячні ресурси, доступні в місці розташування системи або поблизу. Наприклад, для системи, розташованої у кампусі NREL, ви може ввести будь-що з наступного:

- 15013 Denver W Parkway, Golden CO;
- 80401;
- 39.7N, 105.2W.

Калькулятор розраховує місячне та річне виробництво електроенергії фотовольтаїчною системою за допомогою погодинного моделювання протягом одного року. Щоб представити фізичні характеристики системи, PVWatts вимагає значень для шести вхідних даних:

- Потужність постійного струму системи;
- Тип панелі;
- Тип масиву;
- Системні втрати;
- Кут нахилу масиву;
- Кут азимута масиву.

Ви можете уточнити орієнтовні розрахунки конструкції системи за допомогою трьох додаткових розширених вхідних даних:

- Коефіцієнт співвідношення постійного та змінного струму;
- ККД інвертора;
- Коефіцієнт покриття землі.



PVWatts оцінює грошову вартість електроенергії на основі середньорічного роздрібного тарифу на електроенергію.

#### *Інші сонячні інструменти NREL*

Веб-додаток PVWatts є одним із кількох інструментів від NREL для аналізу та моделювання фотовольтаїчних проектів. Натисніть «**All NREL Solar Tools**» у верхній частині сторінки, щоб переглянути список цих інструментів з описами та посиланнями на їхні веб-сайти.

### *2.2 Розрахунок показників роботи ФЕС за критерієм річного максимального вироблення електроенергії*

На стартовій сторінці веб-додатку PVWatts у полі «**Введіть домашню або робочу адресу**» вводимо, наприклад, Підгородне, та натискаємо «**ПЕРЕЙТИ**». Далі система автоматично визначає найближче місце, для якого є дані щодо сонячних ресурсів. Перевіряємо запропоновану локацію або змінюємо її на карті нижче. Натискаємо вкладку/стрілку «**Перейти до інформації про систему**».

Для прикладу роботи веб-додатку PVWatts скористаємося наступними вихідними даними щодо ФЕС:

- Потужність постійного струму системи – 10 кВт;
- Тип панелі – стандарт;
- Тип масиву – нерухома система (відкритий стелаж). Для побутового використання ФЕС також використовувався інший тип масиву – нерухома система (кріплення на даху);
- Системні втрати – 14,08 %;
- Кут нахилу масиву – 20°;
- Кут азимута масиву – 180° (орієнтація масиву сонячних панелей строго на південь).

За бажанням можна оцінити наявні площі під ФЕС щодо її електричної потужності, натиснувши на карту праворуч та обравши доступну площу.

Далі натискаємо вкладку/стрілку «**Перейти до PVWatts результатів**» та отримуємо розрахункові параметри роботи ФЕС у вигляді розбитих по місяцях використовуваного сонячного випромінювання та генерованої електроенергії змінного струму. З цієї вкладки можна також надрукувати отримані результати у вигляді PDF-файлу. Обсяг згенерованої сонячною станцією за рік електроенергії заносимо у табл. 6.1.

**Таблиця 6.1 – Річне вироблення електроенергії ФЕС для різних кутів нахилу масиву панелей**

Параметр	Кут нахилу масиву панелей, °										
	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>W, кВт·год./рік</b>	11098	11121	11143	11161	11176	11189	11198	11204	11208	11208	11205

Далі натискаємо вкладку/стрілку «Перейти до інформації про систему» та змінюємо «Кут нахилу масиву» від 21 до 30°, результати розрахунків заносимо у табл. 6.1. Залежно від географічного розташування ФЕС іноді доцільно змінити кути нахилу від 25 до 35° (або близькі до цих значень) – основна мета – це отримати екстремум вироблення електроенергії.

Як бачимо, максимальна річна генерація електроенергії для ФЕС прийнятих технічних параметрів складає 11208 кВт·год. при куті нахилу масиву панелей у 28-29°.

Далі змінюємо «Кут азимута масиву» від 175 до 185° при куті нахилу панелей у 28°. Результати розрахунків заносимо у табл. 6.2. За даними двох таблиць *рекомендується побудувати відповідні графіки.*

**Таблиця 6.2 – Річне вироблення електроенергії ФЕС для різних кутів азимуту масиву панелей (при куті його нахилу 28°)**

Параметр	Кут нахилу масиву панелей, °										
	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185
<b>W, кВт·год./рік</b>	11202	11204	11206	11207	11208	11208	11207	11206	11204	11201	11198


Як бачимо, максимальна річна генерація електроенергії для ФЕС прийнятих технічних параметрів складає 11208 кВт·год. при куті азимуту масиву 179-180° (та куті нахилу масиву панелей у 28°). Для таких технічних параметрів системи вироблення електроенергії по місяцях наведено у табл. 6.3.

**Таблиця 6.3 – Вироблення електроенергії ФЕС по місяцях для кута азимуту масиву панелей 180° та кута його нахилу 28°**

Параметр	Місяць											
	січ.	лют.	бер.	квіт.	трав.	черв.	лип.	серп.	вер.	жовт.	лист.	груд.
<b>W, кВт·год.</b>	262	517	852	1188	1518	1539	1579	1526	1203	727	205	91

### 2.3 Особливості роботи ФЕС у якості резервного джерела живлення

При використанні ФЕС у якості мережевої (тобто при продажі електроенергії в енергосистему) підбір її технічних параметрів має бути спрямований на річне максимальне вироблення електрики (дивись п. 2.2). При використанні ФЕС у якості резервного джерела живлення для власних побутових потреб постає інша оптимізаційна задача, коли технічні параметри станції мають бути спрямовані на досягнення максимального вироблення електрики у зимовий період (тобто забезпечення максимальної резервної потужності взимку при відносно незначному зниженні генерації в інші місяці).



Взимку сонце розташовується нижче, тому кут встановлення панелей має бути значно більшим (діапазон «зимового» кута складає 60-70°). Також доцільний кут азимуту масиву панелей для зими може приймати значення у діапазоні 175-180°. Здобувачеві рекомендується самостійно оцінити ефективність встановлення масиву панелей під «зимовим» кутом та проаналізувати результати.

### 3 Завдання до практичної роботи

В рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- ознайомитися із будовою та режимами роботи фотоелектричної системи та її елементів у різних схемах використання за допомогою теоретичного матеріалу цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;
- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;
- опрацювати практичний матеріал у розділі 2;
- на базі отриманої у розділі 2 інформації виконати практичне завдання нижче;
- підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо отриманих результатів вирішення задачі;
- презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

#### 3.1 Дослідження показників роботи ФЕС

**Завдання.** Згідно вихідних даних (табл. 6.4) необхідно визначити та дослідити параметри роботи ФЕС, а саме:


1. На сайті веб-додатку [24] перейти на вкладку «**ДОПОМОГА**» та уважно ознайомитися із корисною інформацією, наведеною у всіх розділах вкладок «**ДАНІ ЩОДО СОНЯЧНИХ РЕСУРСІВ**», «**ІНФОРМАЦІЯ ПРО СИСТЕМУ**», «**РЕЗУЛЬТАТИ**»;
2. Визначити технічні параметри роботи ФЕС згідно критерію річного максимального вироблення електроенергії (див. п. 2.2);
3. Представити отримані результати у вигляді таблиць та графіків;
4. Проаналізувати особливості використання ФЕС як резервного джерела живлення.

**Таблиця 6.4 – Вихідні дані для виконання завдання**

Варіант Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Потужність панелей, кВт	15	17	19	21	23	25	27	29	30	13
Тип масиву	стелаж	дах	стелаж	дах	стелаж	дах	стелаж	дах	стелаж	дах
Тип панелі	станд.	станд.	прем.	станд.	станд.	прем.	станд.	станд.	прем.	станд.
Втрати системи, %	10	11	12	13	14	15	10	11	12	13

### **Контрольні запитання**

1. У чому полягає принцип дії фотоелектричного перетворювача?
2. Надайте пояснення щодо явища внутрішнього фотоелефекту.
3. Яку будову має кремнієвий фотоелемент?
4. З яких основних елементів складається схема електроживлення з фотоелектричними перетворювачами?
5. Які існують схеми конфігурації сонячних фотоелектричних систем електроживлення?
6. Охарактеризуйте принцип дії автономної фотоелектричної системи. Для яких електроприймачів дана схема може використовуватися?
7. Поясніть принцип дії комбінованої акумуляторно-мережевої фотоелектричної системи. Для яких електроприймачів дана схема може використовуватися?
8. Який принцип дії безакумуляторної фотоелектричної системи. Наведіть переваги та недоліки даної схеми.
9. Для чого призначений веб-додаток PVWatts?
10. Які типи відновлюваних джерел енергії можна досліджувати за допомогою веб-додатку PVWatts?
11. Яким чином у веб-додатку PVWatts визначаються погодні умови в місці розташування джерела електроенергії?
12. Які основні параметри характеризують погодні умови в заданому місці?



## ПРАКТИЧНА РОБОТА №7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ

*Мета практичної роботи:* закріпити отримані теоретичні знання та набути практичних умінь щодо виконання техніко-економічної оцінки ефективності роботи фотоелектричної станції (ФЕС).

### 1 Теоретична частина

#### 1.1 Загальна інформація щодо техніко-економічної оцінки проекту з енергоефективності

У світовій практиці з метою оцінювання ефективності проектів використовують *проектний аналіз*. Для досягнення цієї мети у проектному аналізі всі переваги та недоліки проекту за можливості представляють у вартісному вимірі. Основною метою проектного аналізу є найбільш раціональний розподіл обмежених ресурсів. Проектний аналіз передбачає виконання технологічної, економічної, фінансової, екологічної, організаційної, соціальної оцінки. Економічна (чи фінансова) оцінка є лише частиною проектного аналізу.

Узагальнений алгоритм проведення техніко-економічної оцінки ефективності проекту показано на рис. 7.1.

В основу фінансової оцінки проекту з енергоефективності покладено декілька базових принципів [25]:

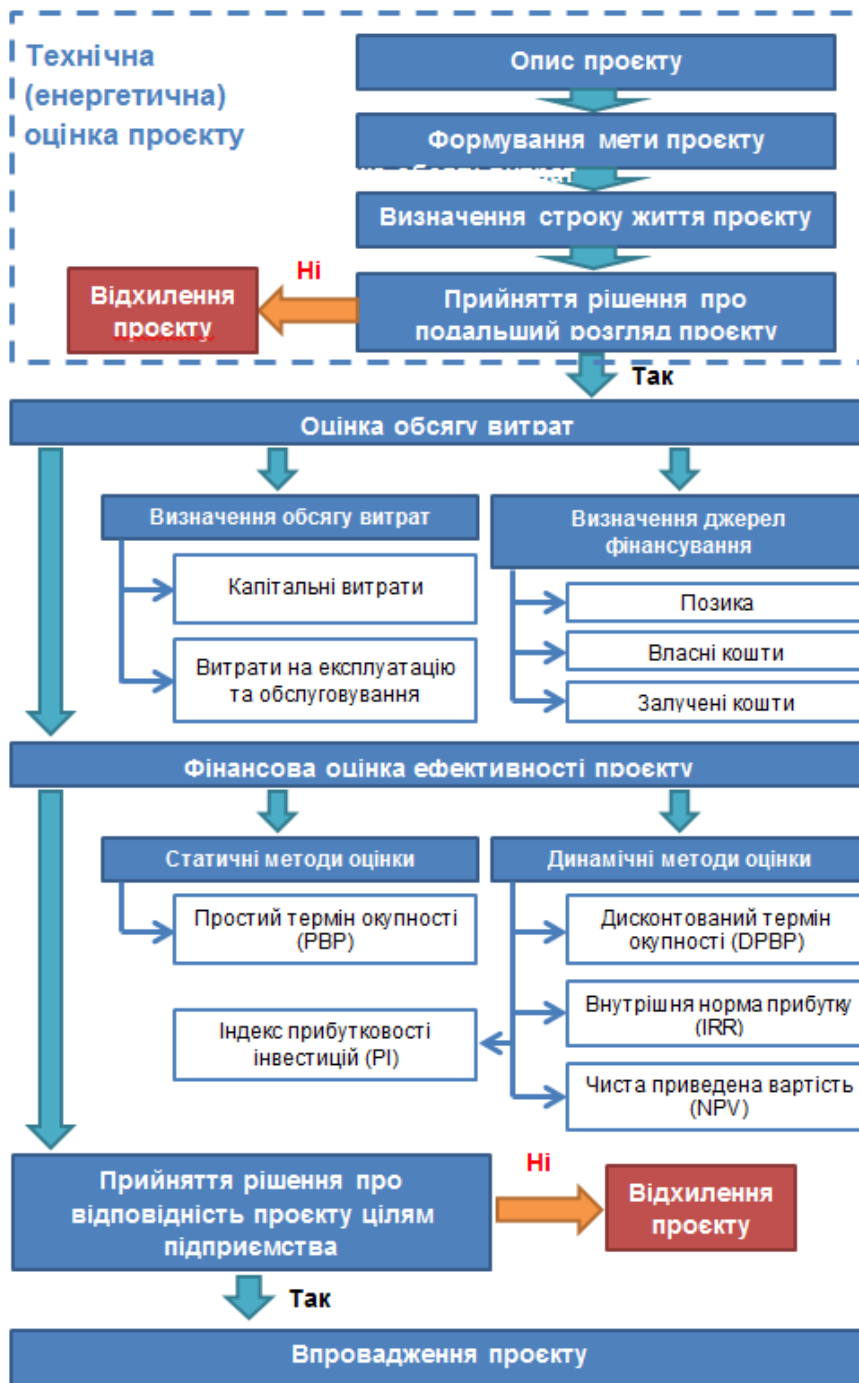
- Аналіз і розрахунок проводиться по всьому життєвому циклу від початку інвестування в проектно-конструкторські роботи до утилізації обладнання.

- Для коректного порівняння різних проектів їх приводять у відповідні умови. Аналіз виконується з розбиттям життєвого циклу проекту на етапи, в межах яких здійснюються розрахунки витрат і отриманих заощаджень коштів. Для зручності етапи приймаються рівними одному року. При порівнянні декількох різних проектів встановлюється один і той же «момент початку».

- На кожному етапі життєвого циклу проекту проводиться моделювання грошових потоків, яке дозволяє отримати дані щодо заощаджених та витрачених коштів.

- При проведенні аналізу, особливо на тривалі періоди (кілька років) необхідно враховувати фактор зміни вартості грошей у часі. Одна і та ж сума в сьогодиншньому періоді та через 5 або 10 років має різну купівельну спроможність. Для приведення грошей до єдиних умов з урахуванням фактору часу використовується дисконтування.

- Поряд з розрахунком енергетичних ефектів необхідно експертно враховувати й неенергетичні ефекти (поліпшення мікроклімату, підвищення комфорту тощо).



**Рисунок 7.1 – Узагальнений алгоритм проведення техніко-економічної оцінки проекту з енергоефективності**

### 1.2 Часові межі проекту з енергоефективності

Початковим кроком фінансової оцінки обов'язково має бути встановлення часових меж – *часового горизонту дії проекту* – період



часу в роках, протягом якого буде здійснюватися імплементація проєкту (заходу) та надходитиме відповідний прибуток.

Щоб встановити часовий горизонт дії проєкту необхідно, в першу чергу, визначити термін його закінчення. При цьому залежно від конкретної ситуації, можливо орієнтуватися на тривалість періоду фізичного або морального зносу придбаних або споруджених основних фондів. Наприклад, такий період може становити 30-40 років для великої електростанції або 3-5 років для ламп (в залежності від їх типу). Скорочення або продовження тривалості проєкту залежить від інтервалу часу, протягом якого передбачається отримання надходжень або нарахування витрат за проєктом.

Часовий горизонт дії проєкту повинен визначатися об'єктивно та не залежати від суб'єктивного бажання покращити привабливість проєкту за рахунок зміни терміну його закінчення.

### *1.3 Визначення грошових потоків за проєктом з енергоефективності*

Наступним етапом підготовки до виконання фінансової оцінки є прорахунок всіх можливих витрат і заощаджень коштів, пов'язаних із проєктом. Наочним варіантом представлення зазначеної інформації можливо через прогнозування руху грошових коштів. При цьому важливо, щоб проєкти, які розглядаються одночасно, були узгоджені у часі, тобто для таких проєктів необхідно встановити той самий «момент початку». При цьому, рік «початку проєкту» називають «нульовим». Основним періодом часу при виконанні фінансової оцінки є рік [25].

Прогнозування руху грошових коштів являє собою фундаментальну інформацію, яка є необхідною для оцінки проєкту з енергоефективності. Такий рух включає три ключові складові:

- витрати;
- заощадження;
- розподіл витрат і заощаджень у часі.

Всі витрати можна розділити на *капітальні та експлуатаційні*. *Капітальні витрати або інвестиції* – витрати на придбання або спорудження будь-яких об'єктів, а також витрати, пов'язані із розробленням проєкту, доставкою обладнання, демонтажними, монтажними та пусконаладжувальними роботами.

Величину капітальних витрат можна оцінити, використовуючи інформацію із прайс-листів виробників, постачальників або дані попередніх проєктів. При оцінці капітальних витрат необхідно враховувати можливий дохід від продажу старого обладнання.

*Операційні (експлуатаційні) витрати* – витрати, пов'язані із використанням та обслуговуванням заходу з енергоефективності. До них



відносяться витрати на паливо, поточний ремонт, матеріали, заробітну плату експлуатаційного персоналу, амортизаційні відрахування тощо.

В контексті проєктів з енергоефективності під заощадженням коштів розуміється зменшення витрат на енергоресурси. Проте варто також оцінити неенергетичні ефекти проєкту, як, наприклад, фактор підвищення продуктивності або якості продукції.

Необхідно також враховувати той факт, що цінність грошей у часі знижується. Тобто вартість грошової одиниці сьогодні більша, ніж вартість грошової одиниці, що буде отримана завтра або у майбутньому (оскільки гроші вже сьогодні можуть задовольнити потреби та принести дохід). Гроші можуть також втрачати свою вартість під дією таких основних чинників, як інфляція та ризик неодержання очікуваної суми.

*Інфляція* – це процес, який характеризується підвищенням загального рівня цін в економіці певної країни та зниженням купівельної спроможності грошей.

*Ризик* – це нестабільність, непевність у майбутньому. Через непевність у майбутньому ризик з часом зростає, люди хочуть уникнути ризику, тож вище цінують ті гроші, що є сьогодні, ніж ті, що будуть у майбутньому.

Враховуючи значну тривалість інвестиційного процесу, в практиці, зазвичай, порівнюється вартість грошей на початку їх інвестування з вартістю грошей при їх поверненні у вигляді майбутнього прибутку. В процесі порівняння використовується два основних поняття: поточна (теперішня) вартість та майбутня вартість грошей.

*Майбутня вартість грошей* – це вартість грошових коштів, яка буде отримана від їх інвестування через визначений період з урахуванням певної відсоткової ставки.

Рух грошових потоків від поточної вартості до майбутньої називається *нарощуванням (compounding)*, інколи цей процес називається капіталізацією.

*Поточна вартість грошей* – це вартість майбутніх надходжень з поправкою на дисконтну ставку (див. рис. 7.2).

Рух вартості від майбутньої до поточної називають *дисконтуванням (discounting)*.

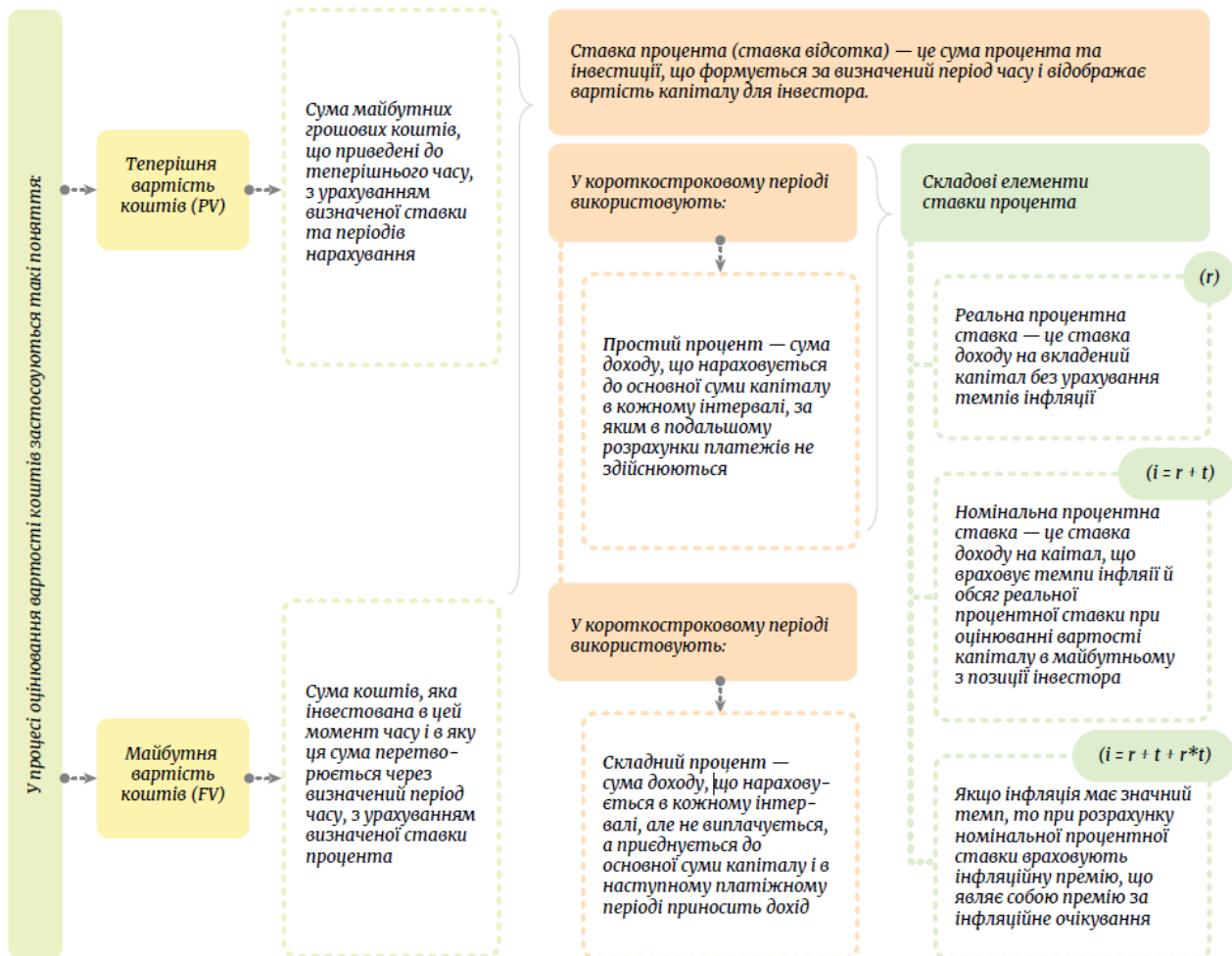
Тому при виконанні фінансової оцінки визначають дисконтовані показники ефективності проєкту, які враховують ставку дисконтування. За допомогою дисконтування всі витрати та заощадження зводяться до моменту початку фінансування проєкту.

*Дисконтування грошових потоків (discounted cash flow – DCF)* – найбільш поширений метод оцінювання і вибору інвестиційного проєкту з енергоефективності, який дозволяє розрахувати грошові потоки з урахуванням зміни вартості грошей у часі.

*Ставка (норма) дисконтування* – це вартість капіталу для інвестора (тобто дохід на капітал), як, наприклад, ставка доходу за облігаціями або

акціями. При виборі ставки дисконтування необхідно також враховувати, щоб:

- дохід від вкладених коштів забезпечував мінімальний гарантований рівень прибутковості;
- повністю компенсував зміни (в тому числі інфляційні) купівельної спроможності грошей протягом періоду проекту;
- покривав ризики інвестора, пов'язані із фінансуванням проекту [25].



**Рисунок 7.2 – Поняття теперішньої та майбутньої вартості грошей**

#### 1.4 Методи фінансової оцінки проекту з енергоефективності

Після того, як отримана вся інформація про грошові потоки, наступним етапом є розрахунок показників, які можуть бути використані для прийняття рішення про реалізацію проекту або відмову від нього.

Основні методи фінансового оцінювання та вибору проекту базуються на таких показниках:

1. Термін окупності інвестицій.
2. Дисконтований термін окупності інвестицій.

3. Внутрішня норма прибутку.
4. Чиста приведена вартість.
5. Коефіцієнт прибутковості.

Перший з наведених методів являє собою достатньо простий метод оцінювання привабливості проєкту. Інші методи більш складні і ґрунтуються на дисконтуванні грошових потоків.

Більш детальну інформацію щодо цих методів можна знайти у відкритих літературних джерелах, наприклад [25].

## 2 Приклади вирішення задач

### 2.1 Визначення середньозваженої вартості виробництва електроенергії ФЕС

**Завдання.** Розрахувати середньозважену вартість виробництва електроенергії (*Levelized Cost of Energy – LCOE*) мережевою фотоелектричною станцією потужністю  $P_{\text{ФЕС}} = 10$  кВт, встановлену власником приватного домогосподарства за умови фінансування повної вартості проєкту спорудження станції власним коштом.

Порівняти розрахункові значення *LCOE* та «зеленого тарифу» для приватних домогосподарств, зробити висновок про ефективність заходів щодо стимулювання розвитку відновлюваної енергетики, передбачених чинним законодавством в Україні [17].

#### **Вихідні дані для проведення розрахунків:**

- середньорічний обсяг вироблення електроенергії ФЕС складає  $W_{\text{річ}} = 12900$  кВт·год;
- середньомісячне власне споживання електроенергії домогосподарством  $W_{\text{сп}} = 300$  кВт·год;
- сукупні капітальні витрати на спорудження ФЕС потужністю 10 кВт «під ключ»  $C_{\text{кап}} = 162655$  грн;
- щорічні операційні (експлуатаційні) витрати  $C_{\text{оп}} = 1\%$  від капітальних витрат;
- фактор деградації сонячних панелей  $d = 1\%$  / рік (щорічне зменшення ефективної потужності панелей).

#### **Вирішення.**

Для розрахунку середньозваженої вартості виробництва електроенергії (*LCOE*, грн/кВт·год) необхідно знайти відношення вартості життєвого циклу ( $C_{LC}$ , грн), тобто суми всіх витрат, понесених протягом терміну служби фотоелектричної станції, до сумарного обсягу виробленої за цей час електричної енергії ( $W_{LC}$ , кВт·год):

$$LCOE = C_{LC} / W_{LC}. \quad (1)$$

Вартість життєвого циклу (*life cycle*) включає у себе:

- теперішні і майбутні капітальні витрати  $C_{\text{кап}}$ , в тому числі витрати на проектування, монтаж, введення в експлуатацію ФЕС;
- теперішні і майбутні операційні витрати  $C_{\text{оп}}$  – постійні та змінні (витрати на паливо, обслуговування та ремонт обладнання тощо); вартість власного та залученого (позичкового) капіталу.

Обсяг виробленої електроенергії залежить від багатьох чинників: географічного розташування, погоди, що враховується коефіцієнтом використання встановленої потужності; фактору деградації панелей  $d$  та ризиків порушень тощо (див. практичну роботу 6).

Оскільки сукупні капітальні витрати здійснено до початку реалізації проекту, а час на проектування, будівництво і введення в експлуатацію ФЕС не перевищує 1 року, то приймаємо сумарні капітальні витрати на рівні  $C_{\text{кап}} = 162655$  грн.

Щорічні операційні витрати умовно постійні, прийняті на рівні 1 % капітальних витрат, будуть понесені в майбутньому. Враховуємо, що їх обсяг зростатиме щороку на величину середнього значення *темпу інфляції*  $i$ :

$$C_{\text{оп}}^t = 0,01 C_{\text{кап}} (1 + i)^t. \quad (2)$$

Оцінку прогнозного рівня показника темпу інфляції в Україні здійснимо на основі статистичних даних динаміки величини Індексу Споживчих Цін (ІСЦ) за період 2016-2020 рр., оцінивши середнє значення приросту ІСЦ [26]:

$$\text{ІСЦ} = (112,4 + 113,7 + 109,8 + 104,1 + 105,0) / 5 = 109,0\%.$$

Для наближених розрахунків приймемо значення темпу інфляції  $i = 109,0 - 100\% \approx 10\%$ .

Послідовно розрахуємо:

- операційні витрати за перший рік:

$$C_{\text{оп}}^1 = 0,01 \cdot 162655 \cdot (1 + 0,1)^1 = 1789 \text{ грн};$$

- операційні витрати за другий рік:

$$C_{\text{оп}}^2 = 0,01 \cdot 162655 \cdot (1 + 0,1)^2 = 1968 \text{ грн};$$

і так далі, для кожного річного періоду (див. табл. 7.1).

Таким чином, вартість життєвого циклу СФЕУ тривалістю  $T$  років:

$$C_{LC} = C_{\text{кап}} + \sum_{t=1}^T C_{\text{оп}}^t (1 + i)^t. \quad (3)$$

Для обчислення сумарного обсягу виробленої ФЕС електричної енергії за час життєвого циклу врахуємо фактор деградації сонячних панелей  $d = 1\%$  на рік та власне споживання домогосподарством:

$$W_{LC} = \sum_{t=1}^T W_{\text{річ}} (1 - d)^t. \quad (4)$$

Одержимо на основі залежності (4) розрахункове значення обсягу виробленої ФЕС електричної енергії за перший рік:

$$W_1 = 12900 \cdot (1 - 0,01)^1 = 12771 \text{ кВт·год},$$

і так само для подальших періодів життєвого циклу (табл. 7.1).

Відповідно до умов застосування «зеленого тарифу» приватна ФЕС має першочергово забезпечувати власне електроспоживання, а залишки вже можуть бути продані до енергосистеми. Тому  $LCOE$  має враховувати увесь обсяг виробленої ФЕС електроенергії, включно із частиною, що забезпечує власне електроспоживання.

**Таблиця 7.1 – Техніко-економічні показники роботи ФЕС протягом життєвого циклу**

$t$ , рік	$C_{\text{кап}}^t$ , грн	$C_{\text{оп}}^t$ , грн	$C^t$ , грн	$W_t$ , кВт·год
0	162655	0	162655,0	0
1	0	1789	1789,2	12771
2	0	1968	1968,1	12643
3	0	2165	2164,9	12517
4	0	2381	2381,4	12392
5	0	2620	2619,6	12268
6	0	2882	2881,5	12145
7	0	3170	3169,7	12024
8	0	3487	3486,7	11903
9	0	3835	3835,3	11784
10	0	4219	4218,9	11667
11	0	4641	4640,7	11550
12	0	5105	5104,8	11434
13	0	5615	5615,3	11320
14	0	6177	6176,8	11207
15	0	6795	6794,5	11095
16	0	7474	7474,0	10984
17	0	8221	8221,3	10874
18	0	9043	9043,5	10765
19	0	9948	9947,8	10658
20	0	10943	10942,6	10551
<b>Life Cycle</b>	<b>162655</b>	<b>102477</b>	<b>265132</b>	<b>232551</b>



Інші результати розрахунків представимо в табличній формі, враховуючи тривалість життєвого циклу  $T = 20$  років.

Отже, середньозважена вартість виробництва електроенергії ФЕС складає:

$$LCOE = 265132 / 232551 = 1,14 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год.}$$

Згідно постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, «зелений» тариф на електричну енергію, вироблену з енергії сонячного випромінювання генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт, на 2024 рік складає  $\approx 6,7$  грн/кВт·год. Тому, як бачимо встановлення у приватному домогосподарстві мережевої ФЕС є ефективним заходом з економічної точки зору.

### 3 Завдання до практичної роботи

У рамках виконання практичної роботи здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

- ознайомитися із загальними принципами та методами виконання фінансової оцінки проєктів з енергоефективності за допомогою теоретичного матеріалу цих вказівок і літературних джерел із запропонованого переліку;

- за необхідності знайти та опрацювати матеріал із джерел відкритого доступу за темою практичної роботи;

- опрацювати практичний матеріал у розділі 2;

- на базі отриманої інформації виконати практичне завдання нижче;

- підготувати звіт згідно запропонованих вимог та коротке повідомлення щодо отриманих результатів вирішення задачі;

- презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

#### 3.1 *Визначення середньозваженої вартості виробництва електроенергії приватною ФЕС*

**Завдання.** Згідно вихідних даних (табл. 7.2) необхідно визначити техніко-економічні параметри роботи ФЕС, а саме:

1. На сайті веб-додатку PVWatts [24] згідно прийнятих базових налаштувань та заданої потужності панелей розрахувати середньорічний обсяг вироблення електроенергії ФЕС;

2. З використанням джерел відкритого доступу (наприклад [27]) визначити капітальні витрати на спорудження та запуск у експлуатацію ФЕС заданої потужності;

3. Розрахувати щорічні операційні витрати  $C_{оп}$  та обсяг вироблення електроенергії з урахуванням деградації панелей  $d$ ;

4. Заповнити таблицю із техніко-економічними показниками ФЕС з урахуванням 20-ти річного життєвого циклу. При цьому рівень інфляції за відповідні роки рекомендується приймати за допомогою джерела [26];

5. Визначити  $LCOE$  та зробити висновок щодо фінансової привабливості приватної ФЕС згідно діючого «зеленого» та/або загального тарифу на електроенергію для домогосподарств.

**Таблиця 7.2 – Вихідні дані для виконання завдання**

Варіант Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P$ , кВт	12	15	17	20	25	27	30	10	8	7
$C_{оп}$ , %	1	1,5	2	1,5	1	1	1,5	2	1,5	1
$d$ , %/рік	0,5	0,75	1	1,25	1,5	0,5	0,75	1	1,25	1,5
ІСЦ, роки	02-06	06-10	10-14	14-18	18-22	05-09	09-13	13-17	17-21	19-23

### **Контрольні запитання**

1. Наведіть основні принципи фінансової оцінки проекту з енергоефективності.

2. Розтлумачте поняття часових меж проекту.

3. Чим відрізняються між собою теперішня та майбутня вартість коштів?

4. Перелічить методи фінансової оцінки проекту з енергоефективності.

5. Надайте визначення капіталовкладенням і експлуатаційним витратам. Наведіть приклади.

6. Поясніть, що таке ставка дисконтування?

7. Як ви розумієте термін «деградації об'єкту»?

8. Які складові містить у собі собівартість виробництва електроенергії на ФЕС?

9. Що таке життєвий цикл об'єкту і від чого він залежить?

10. Як впливає інфляція на собівартість виробництва електроенергії ФЕС?

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Швед В. В., Євась Т. В., Омельченко О. В. Комплексна підготовка виробництва : навчальний посібник. Вінниця, 2021. 148 с.
2. Організація виробництва : підручник / за ред. А. І. Яковлева, С. П. Сударкіної, М. І. Ларки. Харків : НТУ "ХПІ", 2016. 436 с.
3. ДСТУ 3974:2000. Система розроблення та поставлення продукції на виробництво. Правила виконання дослідно-конструкторських робіт. Загальні положення. [Чинний від 2021-07-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 2001. 38 с.
4. Петрович Й. М. Організування промислового виробництва. Київ : Знання, 2009. 328 с.
5. ДСТУ 3943-2000 Дизайн і ергономіка Склад, виклад та зміст документації. [Чинний від 2020-09-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 2001.
6. ДСТУ 3278-95 Система розроблення та поставлення продукції на виробництво. Основні терміни та визначення. [Чинний від 1997-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1996.
7. Остапчук О. В., Вожаков Р. В. Електрична частина станцій та підстанцій: виконання та оформлення домашніх контрольних робіт : навч. посіб. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 84 с.
8. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій : навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
9. Омельчук А. О. Електрична частина станцій і підстанцій : навч. посібник. Київ : ЦП «КОМПРИНТ», 2017. 479 с.
10. Костишин В. С., Федорів М. Й., Бацала Я. В. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 243 с.
11. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова. [На заміну [ГКД 341.004.001-94 в частині розділу 2 Схеми принципів електричних](#); чинний від 2008-05-14]. Вид. офіц. Київ, 2008. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=66629](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=66629) (дата звернення: 26.09.2025).
12. Технічні дані трифазних двообмоткових масляних трансформаторів : Енергетика : веб-сайт. URL: <https://forca.com.ua/info/spravka/tehnicieskie-dannye-trehfaznyh-maslyanyh-dvuhobmotochnyh-transformatorov.html> (дата звернення: 26.09.2025).
13. Технічні дані масляних трансформаторів 3-20 кВ : Енергетика : веб-сайт. URL: <https://forca.com.ua/info/spravka/spravochnye-dannye-po-transformatoram-maslyanym-3-20-kv.html> (дата звернення: 26.09.2025).



14. Дубровська В. В., Шкляр В. І. Джерела енергії: Практикум : навч. посіб. для студ. спеціальностей 144 «Теплоенергетика» та 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. 71 с.
15. Дубровська В. В., Шкляр В. І. Джерела енергії : підручник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 337 с.
16. Дубровська В. В., Шкляр В. І. Технологія виробництва електричної енергії : підручник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 316 с.
17. Омельчук А. О. Альтернативні джерела енергії в системах електропостачання: Практикум : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 93 с.
18. Веремійчук Ю. А., Опришко В. П., Притискач І. В., Ярмолюк О. С. Оптимізація функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення електроприймачів. Київ : Видавничий дім «Кий», 2020. 186 с.
19. Технічні дані дизельних генераторів : FOGO : веб-сайт. URL: [Fogo.ua](http://Fogo.ua) (дата звернення: 26.09.2025).
20. Технічні дані дизельних генераторів : Könnert & Söhnen : веб-сайт. URL: [Könnert & Söhnen](http://Koenner&Soehnen.com) (дата звернення: 26.09.2025).
21. Технічні дані дизельних генераторів : PUMPCENTRE : веб-сайт. URL: [Pump Centre](http://PumpCentre.com) (дата звернення: 26.09.2025).
22. Технічні дані дизельних генераторів : GENERATOR.UA : веб-сайт. URL: [Generator.ua](http://Generator.ua) (дата звернення: 26.09.2025).
23. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук., О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.
24. Калькулятор PVWatts : веб-додаток для розрахунку фотоелектричних станцій PVWatts. URL: <https://pvwatts.nrel.gov/index.php> (дата звернення: 26.09.2025).
25. Практичний посібник з енергетичного аудиту промислових підприємств / А. Чернявський та ін.; за ред. Н. Усенко, А. Чернявського. Київ : Проект «Консультавання підприємств щодо енергоефективності», 2020. 280 с. URL: [https://saee.gov.ua/sites/default/files/2021\\_04\\_02\\_Practical\\_Energy\\_Audit\\_Guidebook.pdf](https://saee.gov.ua/sites/default/files/2021_04_02_Practical_Energy_Audit_Guidebook.pdf)
26. Індекс інфляції в Україні 2025 : Мінфін : веб-сайт. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/economy/index/inflation/> (дата звернення: 26.09.2025).
27. Сонячні електростанції для дому та підприємств : ЕКО ЕНЕРГІЯ : веб-сайт. URL: <https://ecoenerhiia.ua/sonjachni-elektrostantsii/> (дата звернення: 26.09.2025).

## Додаток А. Номінальні дані генераторів

Тип турбогенератора	Частота обертання, об/хв	Потужність		Номинальна напруга, кВ	Схема з'єднання обмоток	Опір, в.о.		
		Активна, МВт	Повна МВА			$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
1	2	3	4	5	7	8	9	10
ТК-2,5-2У3	3000	2,5	3,125	6,3/10,5	ΔΥ	0,103	0,156	1,49
Т-4-2РУ3		4,0	5,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,11	-	-
Т-6-2РУ3		6,0	7,5	6,3/10,5	ΔΥ	0,12	-	-
ТА-6-2У3		6,0	7,5	6,3/10,5	ΔΥ	0,12	0,17	1,65
Т-12-2У3		12,0	15,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,129	-	-
ТА-12-2КУ3		12,0	15,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,114	0,18	1,9
ТА-15-2/6, 6Т		15,0	18,75	6,3/10,5	ΔΥ	0,13	-	-
ТФП-18-2Т3		18,0	22,5	6,3/10,5/11	ΔΥ	0,135	-	-
Т-20-2У3		20,0	25,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,121	0,181	2,02
Т-25-2У3		25,0	31,25	6,3/10,5	ΔΥ	0,131	-	-
ТАП-25-2У3		25,0	31,25	6,3/10,5	ΔΥ	0,145	-	-
ТС-32-2В3		32,0	40,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,14	-	-
Т-32-2В3		32,0	40,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,143	-	-
ТФ-36-2У3		36,0	45,0	10,5	Υ	0,15	-	-
ТФП-40-2У3		40,0	50,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,14	0,19	1,73
ТФ-60-2У3		60,0	70,59	10,5	Υ	0,18	0,277	2,3
ТС-63-2В3-Г(П)		63,0	78,75	6,3/10,5	ΔΥ	0,18	0,277	2,3
ТТК-25-2У3-П(Г)		25,0	31,25	6,3/10,5	ΔΥ	0,13	-	-
ТТК-40-2У3-П(Г)		40,0	50,0	6,3/10,5	ΔΥ	0,14	-	-
ТТК-50-2У3-П(Г)		50,0	62,5	10,5	Υ	0,155	-	-
ТТК-63-2У3-П(Г)	63,0	78,75	10,5	Υ	0,176	-	-	
ТТК-70-2У3-П(Г)	70,0	87,5	10,5	Υ	0,198	-	-	
ТТК-80-2У3-П(Г)	80,0	100,0	10,5	Υ	0,201	-	-	
ТФ-90-2	90,0	100,0	6,3/10,5	ΔΔΥΥ	0,15	0,18	2,4	
ТТК-110-2У3-П(Г)	110,0	137,5	10,5	Υ	0,21	-	-	
ТФГ(П)-110-2У3	110,0	137,5	10,5	ΥΥ	0,187	0,26	2,73	
ТВФ-120-2У3	120,0	125,0	10,5	ΥΥ	0,205	-	-	



продовження Додатку А

1	2	3	4	5	7	8	9	10
ТФГ(П)-160-2У3	3000	160,0	200,0	15,75	YY	0,153	0,223	2,53
Т3Ф-200-2У3		200,0	235,3	15,75	YY	0,21	-	-
Т3Ф-220-2ЕУ3		220,0	259,0	15,75	YY	0,1976	0,29	2,34
ТВВ-320-2ЕКУ3		320,0	376,0	20,0	YY	0,173	0,258	1,698
ТВВ-350-2У3		350,0	411,8	20,0	YY	0,18	-	-
ТВВ-500-2ЕКУ3		500,0	588,2	20,0	YY	0,242	0,355	2,56
ТВВ-660-2У3		660,0	825,0	24,0	YY	0,243	-	-
ТВВ-800-2ЕКУ3		800,0	889,0	24,0	YY	0,219	0,307	2,33
ТВВ-1000-2У3		1000,0	1111,0	24,0	YY	0,272	0,33	2,82
Т3Ф-63-2У3		63,0	78,75	6,3/10,5	YY	0,153	0,224	1,199
Т3Ф-110-2У3		110,0	137,5	10,5	YY	0,19	-	-
Т3Ф-220-2У3		220,0	258,8	15,75	YY	0,1906	-	-
Т3Ф-320-2У3		320,0	376,5	20,0	YY	0,175	-	-
Т3Ф-800-2У3		800,0	888,9	24,0	YY	0,27	-	-
Т3Ф-1000-2У3		1000,0	1111,0	24,0	YY	0,265	-	-
Т3Ф-1200-2У3		1200,0	1330,0	24,0	YYYY	0,48	0,358	2,418

## Додаток Б. Номінальні дані трансформаторів

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , MVA	Номінальна напруга обмотки, кВ		Втрати холостого ходу та короткого замикання, кВт		Напруга короткого замикання U <sub>кз</sub> , %		Струм I <sub>кз</sub> , %
		ВН	СН, НН	Р <sub>хх</sub>	Р <sub>кз</sub>	ВН-НН	НН-НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТД – 10000/110	10	121	6,3; 10,5	...	...	...	...	...
ТД – 16000/110	16	121	6,3; 10,5	...	...	...	...	...
ТД – 25000/110	25	121	6,3; 10,5	...	...	...	...	...
ТД – 32000/110	32	121	6,3; 10,5	...	...	...	...	...
ТД – 40000/110	40	121	6,3; 10,5	...	...	...	...	...
ТДЦ – 80000/110	80	121	6,3; 10,5; 13,8	...	...	...	...	...
ТДЦ – 125000/110	125	121	10,5; 13,8	85	310	11	–	0,6
ТДЦ – 200000/110	200	121	13,8; 15,75	120	400	10,5	–	0,55
ТДЦ – 250000/110	250	121	15,75	170	550	10,5	–	0,5
ТДЦ – 400000/110	400	121	20	320	900	10,5	–	0,45
ТМН – 2500/110	2,5	110	6,6; 11	5,5	22	10,5	–	1,5
ТМН – 6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5	10	44	10,5	–	1,0
ТДН – 10000/110	10	115	6,6; 11; 16,5; 22; 24,5	14	58	10,5	–	0,9
ТДН – 16000/110	16	115	6,6; 11; 16,5; 22; 24,5	18	85	10,5	–	0,7
ТДН – 25000/110	25	115	38,5	25	120	10,5	–	0,65
ТДН – 40000/110	40	115	38,5	34	170	10,5	–	0,55
ТДН – 63000/110	63	115	38,5	50	245	10,5	–	0,5
ТРДН – 25000/110	25	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	25	120	10,5	30	0,65
ТРДН – 40000/110	40	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	34	170	10,5	30	0,55
ТРДН – 63000/110	63	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	50	245	10,5	30	0,5
ТРДН – 80000/110	80	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	58	310	10,5	30	0,45
ТРДЦН – 40000/110	40	115	6,6-6,6; 11-11	25	307	16,8	48	0,41
ТРДЦН – 125000/110	125	115	10,5-10,5	105	400	11	30	0,55
ТРДЦНК – 63000/110	63	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	50	245	10,5	30	0,5

продовження Додатку Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТР/ДЦК – 80000/110	80	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	58	310	10,5	30	0,45
ТД-25000/220	25	230	6,3; 11	25	130	11	–	0,3
ТД-25000/220	25	230	6,3; 11	25	130	11	–	0,3
ТД-40000/220	40	230	6,3; 11	40	170	11	–	0,3
ТДЦ-80000/220	80	242	6,3; 10,5; 13,8	70	265	11	–	0,45
ТДЦ-125000/220	125	242	10,5; 13,8	90	380	11	–	0,55
ТЦ-160000/220	160	242	11,0-11,0	102	340	12,5	–	0,65
ТДЦ-200000/220	200	242	13,8; 15,75; 18	83,9	580,5	11	–	0,4
ТДЦ-250000/220	250	242	15,75	207	600	11	–	0,5
ТДЦ-400000/220	400	242	21	315	850	11	–	0,5
ТДН-25000/220	25	230	6,6; 11	22	120	11,5	–	0,2
ТР/ДН-25000/220	25	230	6,6-6,6; 11,0-11,0	24	140	11,5	–	0,65
ТР/ДН-32000/220	32	230	6,6-6,6; 11,0-11,0	45	150	11,5	–	0,65
ТР/ДН-40000/220	40	230	6,3-6,3; 6,6-6,6; 11,0-11,0; 11,0-6,6	50	170	11,5	–	0,6
ТР/ДН-63000/220	63	230	6,3-6,3; 6,6-6,6; 11,0-11,0; 11,0-6,6	62	260	11,5	–	0,5
ТР/ДЦН-100000/220	100	230	11,0-11,0	102	340	12,5	–	0,65



*Навчально-методичне видання*

**Артем Володимирович Рухлов**

**СИСТЕМИ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ:  
методичні рекомендації до виконання практичних робіт**

самостійне електронне мережеве видання

Публікується в авторській редакції