

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

ОСНОВИ ВИРОБНИЦТВА ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Конспект лекцій
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня
денної і заочної форм здобуття освіти за спеціальностями
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
015.33 «Професійна освіта (Енергетика, електротехніка та електромеханіка)»

Електроний ресурс

Рецензенти:

П. Ф. Буданов – кандидат технічних наук, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія»;

І. С. Варшамова – кандидат. технічних наук, доцент кафедри електричних апаратів Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 3 від 18 грудня 2025 року)*

Основи виробництва та споживання електричної енергії : конспект декцій для
О-75 здобувачів вищої освіти освіти першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм
здобуття освіти за спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка», 015.33 «Професійна освіта (Енергетика електротехніка та
електромеханіка)» {Електронний ресурс}/ уклад. І. В. Пантелєєва. – Харків : ХНУ
імені В. Н. Каразіна, 2025. – (PDF 107 с.).

Конспект лекцій з дисципліни для майбутніх інженерів. Матеріали конспекту містять теоретичні матеріали, що освітлюють питання, пов'язані з технічними процесами виробництва та споживання електричної енергії.

УДК 621 (311.2)

© Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна, 2025
© Пантелєєва І. В., уклад., 2025

ЗМІСТ

Вступ	5
РОЗДІЛ 1. Виробництво електричної енергії	6
1.1. Загальні відомості про електроенергетику	6
1.2. Загальні відомості про елементи електричних схем	11
1.3. Типи електричних станцій	14
1.3.1. Теплові електричні станції (ТЕС)	14
1.3.2. Атомні електростанції (АЕС)	20
1.3.3. Гідравлічні електростанції (ГЕС)	22
1.3.4. Газотурбінні установки (ГТУ)	24
1.4. Режими роботи електричних станцій	25
1.4.1. Загальні відомості та графіки навантаження	25
1.4.2. Добові графіки навантаження електростанцій	27
1.4.3. Річний графік навантаження по тривалості	28
1.4.4. Участь електростанцій у покритті графіків навантаження	29
1.4.5. Регулювання графіків навантаження	313
1.5. Схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв	31
1.5.1. Види схем та їх призначення	33
1.5.2. Основні вимоги до схем електричних з'єднань	35
1.5.3. Структурні схеми електростанцій	38
1.5.4. Схеми електричних з'єднань на напрузі 6(10) кВ	38
1.5.4.1. Схема з однією системою збірних шин	38
1.5.4.2. Схема з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем	39
1.5.4.3. Схема з двома системами збірних шин, одна з яких секціонована	40
1.5.5. Схеми електричних з'єднань на стороні вищої напруги	42

1.5.5.1. Схеми РП 35÷220 кВ	42
1.5.5.2. Схеми РП на напрузі 330÷750 кВ	47
1.5.6. Спрощені схеми РП	50
2.1. Види споживачів електроенергії	53
2.2. Параметри та характеристики електроприймачів	60
2.3. Компенсація реактивної потужності	62
2.4. Режим роботи приймачів електричної енергії	64
2.5. Якість електричної енергії	71
2.6. Характерні групи споживачів електричної енергії	92
Список використаних джерел	105

ВСТУП

Конспект лекцій написаний для майбутніх інженерів, сферою виробничої діяльності яких є електроенергетика. Матеріали конспекту присвячені питанням електроенергетики, яка є підсистемою великої системи «енергетика» та освітлює питання, пов'язані з технічними процесами виробництва, передачі та споживання електроенергії, основного на сьогодні виду енергії, який споживається людством.

Кожний спеціаліст, який працює в галузі енергетики, повинний добре знати ці технологічні процеси, основне обладнання, режими роботи цього обладнання, його техніко-економічні характеристики й показники.

Зміст цього конспекту відповідає програмі дисципліни. У даному курсі, базуючись на системному підході, електростанції та споживачі енергії, їх електрична частина і електрообладнання розглядаються як елемент енергосистем. Основний акцент робиться на умовах роботи основних елементів електростанцій у енергосистемах та на вимогах, які пред'являються сучасними енергосистемами до параметрів, схем та умов експлуатації електричної частини електростанцій і підстанцій.

Метою розділу «Споживачі електричної енергії» є формування у студентів системи теоретичних знань у галузі систем споживання електричної енергії та практичних навичок виконання аналізу та розрахунків взаємодії окремих споживачів електричної енергії з системою електропостачання, застосування цих знань при обслуговуванні технологічних процесів систем електроспоживання, опанування заходами зниження впливу електроприймачів на якісні показники електричної енергії та режими роботи системи електропостачання.

У конспекті представлені необхідні для студентів відомості про розвиток енергетики в Україні та світі, параметри, типи та режими роботи електростанцій різного типу і їх основних елементів.

Конспект лекцій може бути використаний і як навчальний посібник студентами електроенергетичних спеціальностей при вивченні окремих розділів курсу «Електрична частина станцій та підстанцій».

РОЗДІЛ 1. ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. Загальні відомості про електроенергетику

Електроенергія є найбільш розповсюдженим з усіх видів енергії, яка споживається у сучасному житті, вона має цілий ряд таких унікальних рис, якими не володіють ніякі інші види енергії. Електроенергія легко перетворюється в інші види енергії: механічну, теплову, у світло, тощо, її відносно легко передавати на відстань. При розподілу електроенергії легко ділити на необхідну кількість: від Мегават (МВт) – для потужних підприємств, до мікроват – для елементів вторинної мережі.

На кожному етапі розвитку людства розширюються його енергетичні потреби, тому що з розвитком цивілізації змінюються умови життя людини, з'являються нові форми праці, покращуються методи ведення хазяйства, побутові умови, зростає народонаселення планети. Без електроенергії життя сучасної людини неможливе [3, 12].

Галузь промисловості, яка включає до себе сукупність всіх видів перетворення енергії від джерел отримання природних енергетичних ресурсів до приймачів енергії включно, називають енергетикою. Вона представляє велику систему, у склад якої входять як природні, так і штучні підсистеми. Частина енергетики, яка містить підприємства, що виробляють, передають, перетворюють, розподіляють тільки електроенергію, прийнято називати електроенергетикою. Вона складає підсистему загальної великої системи – енергетики.

Економічний прогрес нації оцінюється зростанням валового національного продукту, який розраховується на одну людину, а ця величина збільшується зі зростанням споживання енергії та виробництва електроенергії. Кожна кіловат-година (кВт·г)

матеріалізується у продукцію, вироблену на виробництві, здобуті енергоресурси, виконану роботу у побуті та інше.

Завдяки цьому, електроенергетика має ведучу роль у розвитку інших галузей промисловості країни, тобто є фундаментом її економіки.

Показниками розвитку електроенергетики є:

- сумарна встановлена потужність електростанцій, $P_{\text{вст}}$ (млн. кВт);
- сумарна вироблена електроенергія, $W_{\text{вир}}$ (млрд. кВт·г);
- вироблення електроенергії на душу населення або питоме вироблення електроенергії, $W_{\text{пит}}$ (кВт·г/люд·рік).

Всі ці показники визначають електроозброєність праці у промисловості та сільському господарстві. Процеси зміни економіки в країні світу, пов'язані з підвищенням ефективності енерговикористання та прискоренням темпів росту, відображаються у такому показнику, як енергоємність валового суспільного продукту.

Основні напрямки розвитку енергетики будь-якої країни базуються на:

- проведенні активної енергозберігаючої політики;
- прискоренні технічного прогресу в галузях паливо-енергетичного комплексу;
- форсованому розвитку нетрадиційних джерел енергії.

У таблиці 1.1 приведені статистичні дані по сумарній виробленій електроенергії для деяких країн світу на період з 2020 по 2023 рік [9, 10].

Таблиця 1.1. – Виробництво електроенергії в світі

№ з/п	Країна	Виробництво електроенергії, ГВт·г	Рік
1	2	3	4
1	Китай	6 495 140	2020
2	США	4 350 800	2020
3	Країни Євроспівки	3 847 300	2021
4	Індія	1 400 800	2021
5	Японія	1799 600	2023
6	Канада	663 900	2022
7	Німеччина	848 900	2022
8	Бразилія	581 700	2020
9	Франція	753 400	2022
10	Республіка Корея (південна)	551 900	2023
11	Великобританія	538 600	2022
...	...	...	...
28	Україна	103 800	2023

Розвиток енергетики України, починаючи з 60-тих років ХХ століття, був зорієнтований на використання переважно нафти і газу, а з 70÷80-х років – на прискорений розвиток атомної енергетики. Сучасний технічний і технологічний потенціал електроенергетичної галузі характеризується такими основними показниками [11, 12]:

- на долю теплових електростанцій (ТЕС) приходить 57,5 % від виробленої електроенергії;
- на долю АЕС – 29,6 %;
- на гідравлічних і гідроакумуючих електростанціях (ГЕС, ГАЕС) виробляється 12,4 %;
- на нетрадиційних станціях (сонячних і вітрових) – 0,5 %.

Станом на січень-травень 2018 р. по зрівнянню з таким же періодом 2017 р. виробництво електроенергії в Україні зросло на 1,9 %. АЕС за цей період зменшили виробництво на 14 % - до 33 млрд. 437 млн. кВт·г. Теплові електростанції збільшили виробництво на 21,3 % - до 26 млрд. 91 млн. кВт·г. Гідро- і гідроакumuлюючі ЕС збільшили виробництво на 35,8 % - до 7 млрд. 68 млн. кВт·г. Виробництво електроенергії альтернативними джерелами (ВЕС, ГеліоТЕС, біомаса) зросло на 39,8 % - до 1 млрд. 19,7 млн. кВт·г [10].

Стан електроенергетики України на теперішній час характеризується складними умовами функціонування, зумовленими воєнними діями та пошкодженням значної частини енергетичної інфраструктури. Основу генерації становлять атомні електростанції, які забезпечують більшу частину виробництва електроенергії, тоді як теплові потужності та гідроелектростанції зазнали суттєвих втрат і працюють з обмеженнями. Активно розвивається відновлювана енергетика, однак її робота залежить від стабільності мереж і умов ринку. Енергосистема України інтегрована з європейською ENTSO-E, що підвищує стійкість та дозволяє здійснювати експорт та імпорт електроенергії. Разом із тим спостерігаються дефіцитні режими, необхідність графіків обмеження споживання, висока залежність від оперативного відновлення інфраструктури та потреба у масштабних інвестиціях для модернізації й підвищення надійності системи.

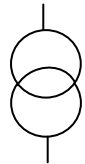
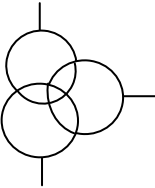
Перспективи розвитку електроенергетики України у майбутньому пов'язані з відновленням та модернізацією пошкодженої інфраструктури, збільшенням частки відновлюваних джерел енергії, розширенням інтеграції з європейською енергосистемою ENTSO-E та підвищенням енергоефективності. Очікується поступовий перехід до децентралізованої генерації, розвиток "зелених" технологій, розбудова систем накопичення енергії та цифровізація мереж. Це має забезпечити більшу стійкість енергосистеми, зменшення залежності від викопного

палива та створення передумов для сталого енергетичного розвитку країни.

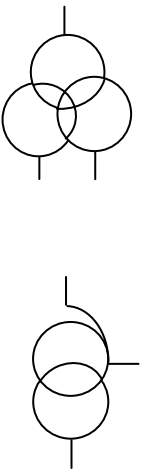
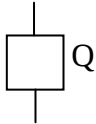
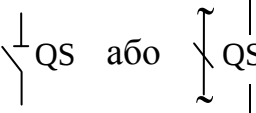
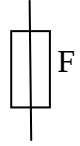
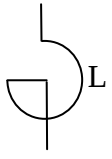
1.2. Загальні відомості про елементи електричних схем

При викладенні теоретичного матеріалу з дисципліни в першу чергу слід зупинитися на умовних і позиційних позначках елементів електричних схем різного виду та призначення. Такі умовні позначки зведені в таблиці 1.2 [3].

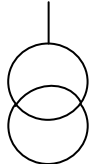
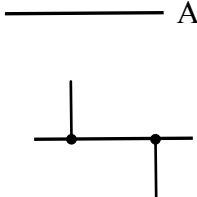
Таблиця 1.2. – Умовні позначення елементів

№ з/п	Найменування	Умовні позначення	Призначення
1	2	3	4
1	Синхронний генератор		Виробництво електроенергії
2	Силовий трансформатор - двохобмотковий - трьохобмотковий	 	Перетворення електроенергії одного рівня напруги в інший

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4
2	Силовий трансформатор - трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги - автотрансформатор		Перетворення електроенергії одного рівня напруги в інший
3	Високовольтний вимикач		Комутація електричного ланцюга в нормальному режимі та в режимі короткого замикання (КЗ)
4	Високовольтний роз'єднувач		Створює видимий розрив електричного ланцюга (спрощене позначення)
5	Запобіжник		Одноразово захищає ділянку ланцюга від струмових перевантажень і струмів КЗ
6	Струмообмежуючий реактор		Обмеження струмів КЗ у електричному ланцюзі

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4
7	Вимірювальний трансформатор струму		Вимірювання струму у високовольтих мережах
8	Вимірювальний трансформатор напруги		Вимірювання напруги у високовольтих мережах
9	Збірні шини розподільчих пристроїв - відгалуження від шин (металевий зв'язок)		Прийом і віддача потоків електроенергії
10	Лінія електропередачі (повітряна)		Передача електроенергії у систему
11	Заземлення		З'єднання електричного проводу або корпусу електрообладнання з землею

1.3. Типи електричних станцій

Електричні станції – підприємства або установки, які призначені для централізованого виробництва електричної енергії.

По особливостям основного технологічного процесу перетворення енергії та виду палива, яке використовується, електростанції (ЕС) підрозділяються на теплові (ТЕС), атомні (АЕС), гідроелектростанції (ГЕС), газотурбінні (ГТУ), нетрадиційні.

1.3.1. Теплові електричні станції (ТЕС)

1.3.1.1. Конденсаційні електричні станції (КЕС)

На ТЕС хімічна енергія палива, яке спалюється, перетворюється у котлі в енергію водяного пару, яка приводить у дію турбоагрегат (парова турбіна, з'єднана з генератором). Механічна енергія обертання перетворюється генератором в електричну. Паливом для таких станцій служить органічне паливо: вугілля, газ, мазут, торф. На долю КЕС у світовій енергетиці приходить до 60 % всієї електроенергії.

Основними особливостями КЕС є її віддаленість від споживачів електроенергії, що визначає видачу потужності на високій та зверхвисокій напрузі, та блоковий принцип побудови. Потужність КЕС така, що кожна з них може забезпечити електроенергією крупний район. На рис. 1.1 приведена спрощена принципова схема енергоблоку КЕС [3, 4].

Технологічно енергоблок уявляє собою як би окрему електростанцію зі своїм основним і допоміжним обладнанням і центром управління – блоковим щитом. Побудова КЕС по блоковому принципу дає техніко-економічні переваги, а саме:

- спрощується і стає більш чіткою технологічна схема електростанції за рахунок чого збільшується надійність її роботи та стає легше експлуатація;

- зменшується, а в окремих випадках взагалі відсутнє резервне тепломеханічне обладнання;
- скорочується обсяг будівельних і монтажних робіт;
- зменшуються капітальні витрати на спорудження електростанції;
- забезпечується зручне розширення електростанції, причому нові енергоблоки при необхідності можуть відрізнятись від попередніх по параметрам.

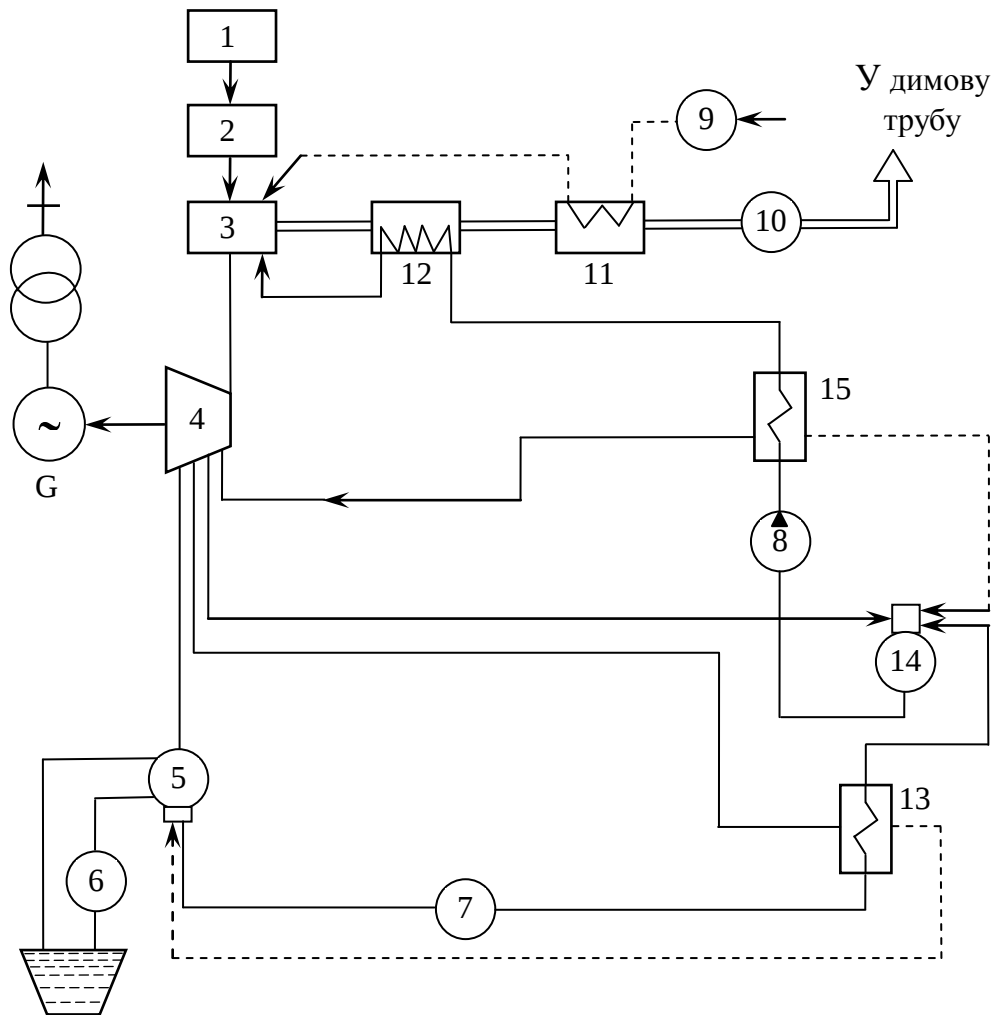


Рисунок 1.1. – Технологічна схема КЕС:

1 – склад палива та система паливоподачі; 2 – система паливо-приготування; 3 – котел; 4 – турбіна; 5 – конденсатор; 6 – циркуляційний насос; 7 – конденсаційний насос; 8 – живлячий насос; 9 – вентилятор; 10 – димосос; 11 – повітряпідігрівач; 12 – водяний

економайзер; 13 – підігрівач низького тиску; 14 – деаератор; 15 – підігрівач високого тиску

Зі складу палива через систему паливоподачі 1 (рис. 2.1) і паливо-приготування 2 паливо подається до котла 3; до котла також подається підігріте повітря і вода, яка живить. Подача повітря здійснюється дуттєвим вентилятором 9, а води, яка живить, - відповідним насосом 8. Гази, які створюються при згоранні палива, відтягуються з котла димососом 10 і викидаються через димову трубу (висотою 100÷250 м) в атмосферу. Гострий пар з котла подається до парової турбіни 4, де виконує механічну роботу – обертає турбіну та жорстко пов'язаний з нею ротор генератора. Відпрацьований пар подається у конденсатор 5, де він конденсується завдяки тому, що через конденсатор пропускається велика кількість холодної ($5\div 25^0$ С) циркуляційної води. Джерелом холодної води може бути річка, озеро, штучне водосховище, а також спеціальні установки – градирні або бризкальні басейни, звідки вода подається у конденсатор циркуляційними насосами 6. Конденсат, який створюється у конденсаторі 5, за допомогою конденсаційного насосу 7 подається у деаератор 14, який використовується для видалення з живлячої води газів і, в першу чергу, кисню, який викликає корозію труб котла. У деаератор 14 також подається хімічно чиста вода. Після деаератора живляча вода подається насосом 8 у котел. Спочатку вода підігрівається, а цей процес відбувається у підігрівачах низького 13 та високого 15 тиску, які отримують пар з турбіни, а також від економайзера 12 (хвостова частина) котла. Перепуск основної маси пара через конденсатор приводить до того, що 60÷70 % теплової енергії, яка виробляється котлом, некорисно втрачається циркуляційною водою.

Механізми та установки, які забезпечують функціонування всіх елементів, входять в систему власних потреб електростанції. Частина електроенергії відбирається на власні потреби від тієї загальної кількості, яка виробляється. Сучасні КЕС оснащуються, як правило,

енергоблоками 200÷800 МВт. Використання потужних агрегатів дозволяє забезпечити швидке зростання потужності ЕС, достатню собівартість електроенергії.

Найбільші енергетичні втрати на КЕС мають місце в основному пароводяному контурі: у конденсаторі, де відпрацьований пар, який містить велику кількість тепла, віддає його циркуляційній воді. Ці втрати, переважно, і визначають ККД електростанції, який навіть для сучасних КЕС – не більше 40÷44 %. У зв'язку з цим, КЕС дуже активно впливає на навколишнє середовище:

- велике споживання кисню повітря для підтримки горіння палива;
- викид значної кількості продуктів згорання у атмосферу (оксиди вуглецю, сірки, азоту). Забруднює повітря летюча зола, яка проходить через золоуловлювачі. Найменше забруднює атмосферу спалювання газу. Необхідно враховувати також великі виноси тепла в атмосферу, електромагнітні поля, які створюються електричними установками високої та зверхвисокої напруги. КЕС забруднює гідросферу Землі великими масами теплої води, які викидаються з конденсаторів турбін. Крім того, вплив КЕС розповсюджується і на літосферу: потребується багато місця для будівництва основних будівель і споруд станції, тобто відчужуються земельні угіддя, а при згоранні твердого палива треба й ще захоронювати золу та шлаки [7].

1.3.1.2. Теплофікаційні електростанції (ТЕЦ)

Теплоелектроцентралі призначені для централізованого постачання промислових підприємств та міст електроенергією, теплом та паром. ТЕЦ також, як і КЕС, тепла електростанція, однак, ТЕЦ використовує тепло «відпрацьованого» в турбінах пару для потреб промислового виробництва, опалення, кондиціонування повітря та гарячого водопостачання. При такому комбінованому виробництві

електроенергії і тепла досягається значна економія палива по зрівнянню з окремим енергопостачанням. В цілому на ТЕЦ виробляється біля 25 % всієї електроенергії, а ККД станції становить 60÷65 %, тобто вище, ніж на КЕС.

Особливості технологічної схеми ТЕЦ приведені на рис. 1.2, але частини по структурі подібні таким же на КЕС, тут не приведені. Основна відмінність полягає у специфіці пароводяного контуру і засобі видачі електроенергії [3, 5].

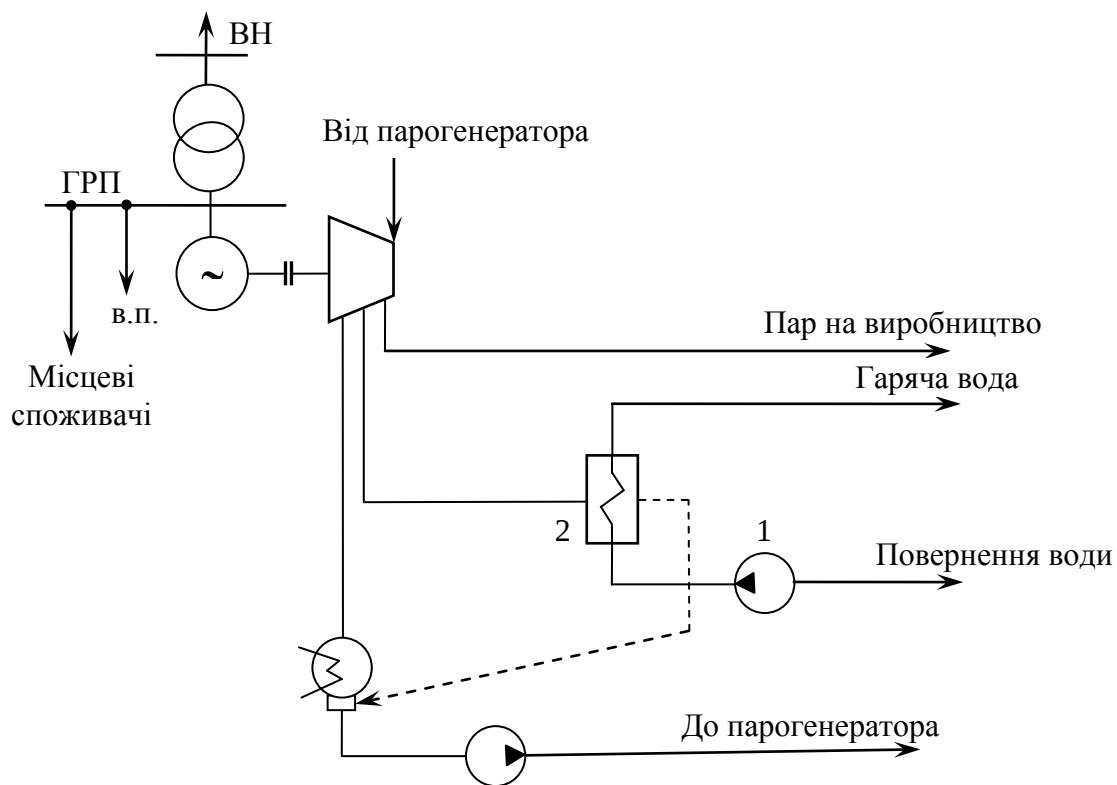


Рисунок 1.2. – Особливості технологічної схеми ТЕЦ:

1 – мережевий насос; 2 – мережевий підігрівач

Специфіка електричної частини ТЕЦ визначається розташуванням її поблизу центрів електричних навантажень. У цих умовах частина потужності може видаватися у місцеву мережу безпосередньо на генераторній напрузі. З цієї мети на електростанції зазвичай створюється генераторний (головний) розподільчий пристрій (ГРП). Залишок потужності видається, як і на КЕС, в енергосистему на підвищеній напрузі.

Суттєвою особливістю ТЕЦ є також підвищена потужність теплового обладнання по зрівнянню з електричною потужністю електростанції. Ця обставина визначає більшу втрату електроенергії на власні потреби, ніж на КЕС.

Розміщення ТЕЦ переважно у великих промислових центрах, підвищена потужність теплового обладнання по зрівнянню з

електричним, підвищують вимоги до охорони навколишнього середовища. Так, для зменшення викидів ТЕЦ доцільно, де це можливо, використовувати газ або рідке паливо.

1.3.2. Атомні електростанції (АЕС)

АЕС – це теж теплові електростанції, які використовують теплову енергію ядерних реакцій. Один з основних елементів АЕС – реактор. В Україні, як і в багатьох країнах світу, використовують ядерні реакції розщеплення урану U_{235} під дією теплових нейтронів. Для їх здійснення у реакторі, окрім палива, повинний бути сповільнювач нейтронів та теплоносій, який відводить тепло з реактору. У реакторах типу ВВЕР (водо-водяний енергетичний) у якості сповільнювача та теплоносія використовується звичайна вода, під тиском.

Схеми АЕС у тепловій частині можуть виконуватись у різних варіантах. На рис. 1.3 у якості прикладу приведена двоконтурна схема АЕС для електростанцій з реакторами ВВЕР. Ця схема схожа на схему КЕС, але замість парогенератора на органічному паливі використовується ядерна установка [3, 7].

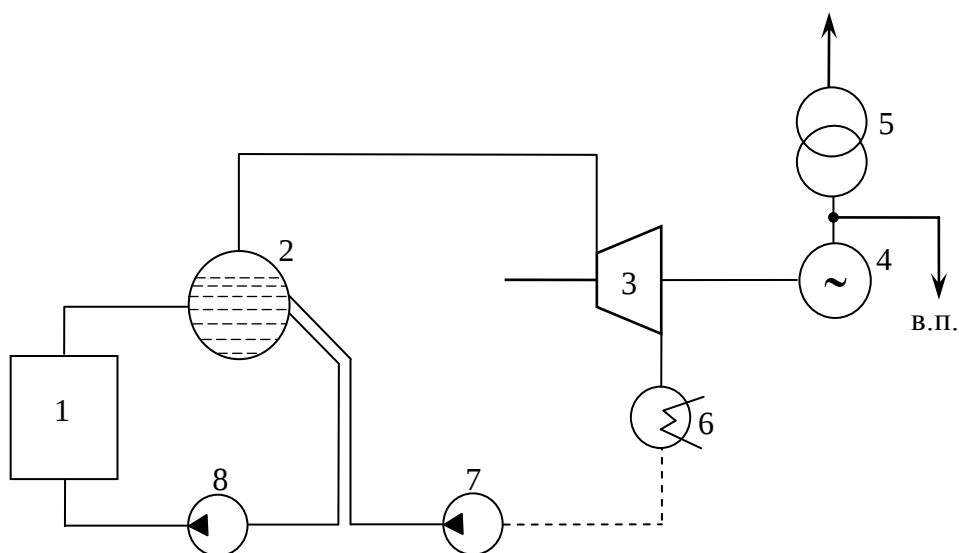


Рисунок 1.3. – Структурна технологічна схема АЕС з реактором ВВЕР:

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбіна; 4 – синхронний генератор; 5 – трансформатор; 6 – конденсатор турбіни; 7 – конденсатний (живлячий) насос; 8 – головний циркуляційний насос

Ядерне паливо, запаси якого достатньо великі, має дуже високу теплову спроможність (1 кг U_{235} замінює 2900 т вугілля), тому АЕС особливо ефективні у районах, бідних паливними ресурсами. АЕС будується, як і КЕС, по блочному принципу як в тепломеханічній, так і в електричній частині. АЕС вигідно оснащувати енергоблоками великої потужності: 500÷1200 МВт, тоді по своїм техніко-економічним показникам вони не тільки не поступаються КЕС, але й перевищують їх.

АЕС не мають викидів димових газів, відходів у вигляді золи та шлаків. Однак питоме тепловиділення в охолоджену воду у АЕС більше, ніж у ТЕЦ через більшу витрату пару і, тому більших питомих тепловиділень охолоджуючої води, крім відкритих водойм і бризкальних басейнів. Тому на АЕС передбачається встановлення градирень, у яких тепло від охолоджуючої води відводиться у атмосферу. Важливою особливістю можливого впливу АЕС на навколишнє середовище є необхідність захоронення радіоактивних відходів. Щоб не допустити можливих радіоактивних викидів, використовують спеціальні заходи по підвищенню надійності обладнання:

- реактори і все обладнання першого контуру станції закрито герметичною бетонною оболонкою, яка витримує дуже високий тиск;
- високий рівень дублювання та резервування основного обладнання і систем управління та захисту;
- спеціальна санітарна зона коло станції.

1.3.3. Гідравлічні електростанції (ГЕС)

На ГЕС для отримання електроенергії використовується енергія водних потоків (річок, водоспадів, тощо). У теперішній час на ГЕС виробляється приблизно 15 % всієї електроенергії. Більш інтенсивне будівництво цих станцій обмежується специфікою розміщення гідроресурсів України, великими капіталовкладеннями та великими строками будівництва.

Первинними двигунами на ГЕС є гідротурбіни, які приводять в обертання синхронні гідрогенератори. Потужність ГЕС визначається витратою і натиском води, що створюється греблею (рис. 1.4) [4, 5].

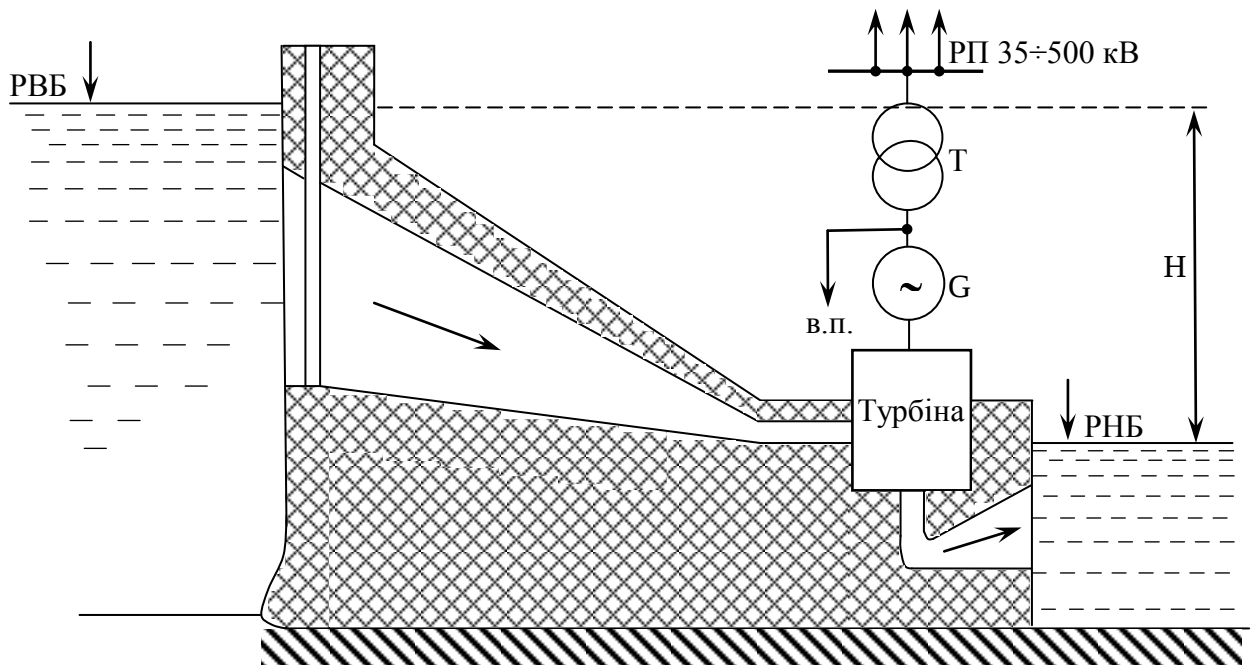


Рисунок 1.4. – Технологічна схема ГЕС

Рівень води перед греблею називається верхнім б'єфом, нижче греблі – нижнім б'єфом. Різниця рівнів верхнього (РВБ) і нижнього (РНБ) б'єфів визначає натиск H .

Верхній б'єф створює водосховище, у якому накопичується вода, яка використовується за необхідністю для виробництва електроенергії.

У склад гідровузла на рівнинній річці входять: гребля, споруда електростанції, шлюзи, які пропускають кораблі, рибопропускні канали та інше.

В електричній частині ГЕС подібні КЕС: віддаленість від центрів споживання, тому що місце їх будівництва визначається природними умовами. Тому електроенергія видається на високих напругах (до 500 кВ). Особливістю ГЕС є невелике споживання електроенергії на власні потреби ($0,3 \div 3 \%$). Це пояснюється відсутністю на ГЕС крупних механізмів у системі власних потреб, технологія виробництва електроенергії доволі проста і легко піддається автоматизації. Пуск агрегату ГЕС займає не більше 50 с, тому резерв потужності в енергосистемі доцільно забезпечувати цими агрегатами. Коефіцієнт корисної дії ГЕС зазвичай складає близько $85 \div 93 \%$. Завдяки меншим експлуатаційним витратам, собівартість 1 кВт·г на ГЕС в декілька разів менше, ніж на ТЕС.

Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)

Особливу роль у сучасних енергосистемах виконують ГАЕС, які мають, як мінімум, два басейни – верхній і нижній з перепадами висоти між ними (рис. 1.5) [3].

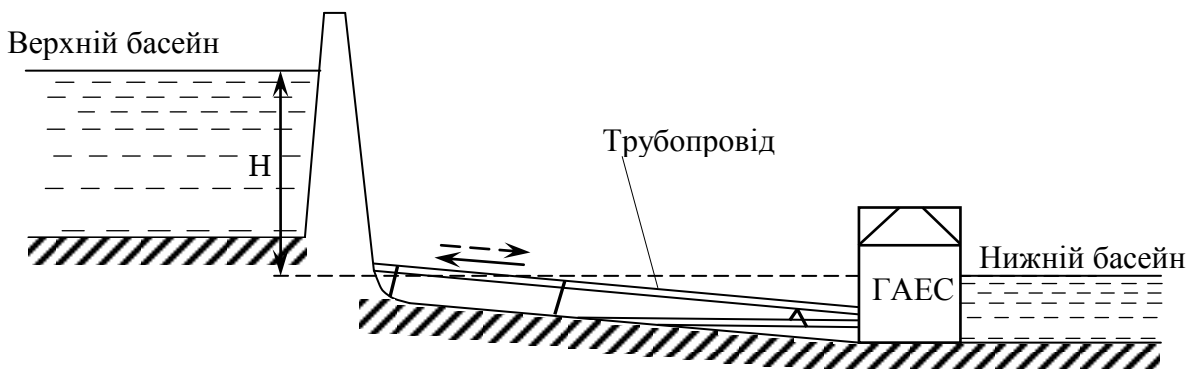


Рисунок 1.5. – Схема ГАЕС

У будівлі ГАЕС встановлюються так звані оборотні гідроагрегати. У нічні години, коли навантаження найменше, генератори ГАЕС переводять у режим двигунів, а турбіни – у насосний. Живлячи потужність з мережі, такі гідроагрегати перекачують воду по трубопроводу з нижнього басейну у верхній, наповнюючи його для забезпечення подальшої роботи агрегату у генераторному режимі. Цей процес накопичення води визначає процес акумуляції гідравлічної енергії. У період максимальних навантажень, коли в енергосистемі створюється дефіцит генераторної потужності. ГАЕС виробляє електроенергію. Таким чином, використання ГАЕС сприяє більш рівномірному режиму роботи енергосистеми, підвищує економічність роботи теплових і атомних електростанцій.

Дія ГЕС і ГАЕС на навколишнє середовище пов'язана зі спорудженням греблі і водосховищ. Ця обставина, крім відчуження великих територій землі з їх природними багатствами, позначається на зміні ландшафту, рівні ґрунтових вод, на переформуванні берегів, зростанні випаровування води, можливості підмиву греблі, тощо. При спорудженні крупних водосховищ ГЕС створюються також умови для розвитку тектонічної активності.

1.3.4. Газотурбінні установки (ГТУ)

Основу сучасних газотурбінних електростанцій складають газові турбіни потужністю 25÷100 МВт. Спрощена структурна схема енергоблоку газотурбінної електростанції представлена на рис. 1.6 [3].

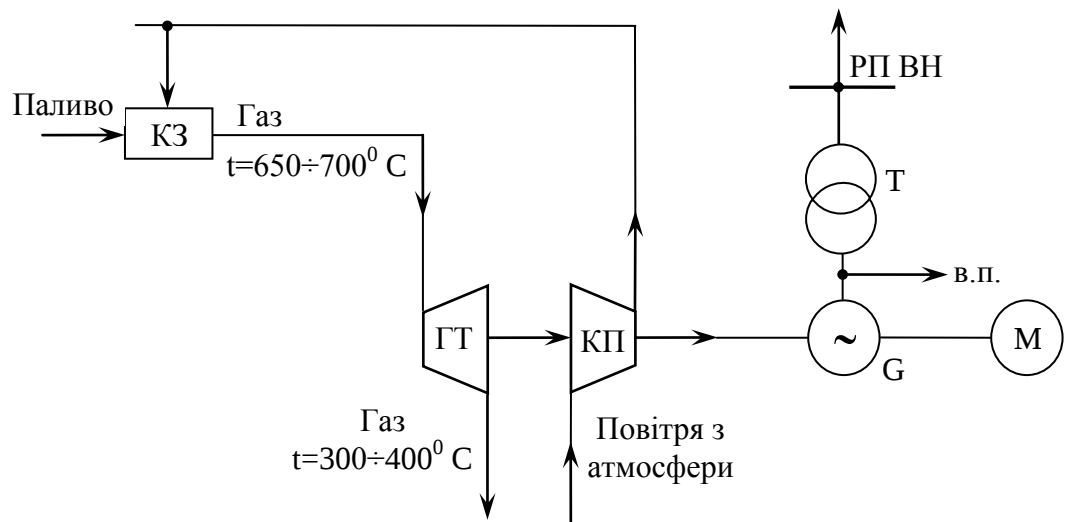


Рисунок 1.6. – Технологічна схема ГТУ:

КЗ – камера згорання; КП – компресор; ГТ – газова турбіна; G – генератор; Т – трансформатор; М – пусковий двигун

Паливо (газ, дизельне паливо) подається у камеру згорання, куди компресором подається стисле повітря. Гарячі продукти згорання віддають енергію газовій турбіні, яка обертає компресор і синхронний генератор. Запуск установки здійснюється за допомогою розгінного двигуна за $1\div2$ хвилини, тому ГТУ відзначається маневреністю і використовується для покриття піків навантаження у енергосистемі. Основна частина тепла викидається в атмосферу, тому загальний ККД таких електростанцій складає $25\div30\%$.

1.4. Режими роботи електричних станцій

1.4.1. Загальні відомості про графіки навантаження

Плануючи роботу енергосистем, слід враховувати, що порушення енергопостачання споживачів може виникнути не тільки через пошкодження будь-якого обладнання, а і за рахунок відсутності достатнього резерву активних і реактивних потужностей або несвоєчасного вводу у роботу цих потужностей. Для нормальної

експлуатації обладнання необхідно раніше планувати проведення його ремонтів, а для цього необхідно точно знати величини навантаження у кожний момент часу. Для обліку зміни навантаження, вірної організації експлуатації і ремонту обладнання в енергосистемах будують графіки навантаження.

Графік навантаження - це діаграма зміни в часі потужності електроустановки. По виду параметра, що фіксується, розрізняють графіки активної P , реактивної Q , повної S потужностей, або струму I електроустановки.

Як правило, графіки відображають зміну навантаження за період часу. По цьому параметру їх підрозділяють на:

- добові (24 г);
- сезонні;
- річні.

По місцю побудування чи елементу енергосистеми, до якого вони відносяться, графіки можна поділити на:

- графіки навантаження споживачів, які визначаються на шинах місцевих підстанцій;
- графіки роботи мережі – на шинах районних та вузлових підстанцій;
- графіки навантаження енергосистеми, які характеризують результуюче навантаження енергосистеми;
- графіки навантаження електростанцій.

По добовим графікам визначається час пуску та останову окремих агрегатів, режим роботи станції протягом доби, розробляються заходи для покращення графіків і підвищення економічності роботи станцій. На основі річних графіків розробляються плани ремонтів обладнання систем і оцінюється ефективність роботи електроустановки.

1.4.2. Добові графіки навантаження електростанцій

Добові графіки навантаження можуть мати різний вигляд: хвильовий, у виді ламаної лінії, але частіше використовують ступеневий графік (рис. 1.7).

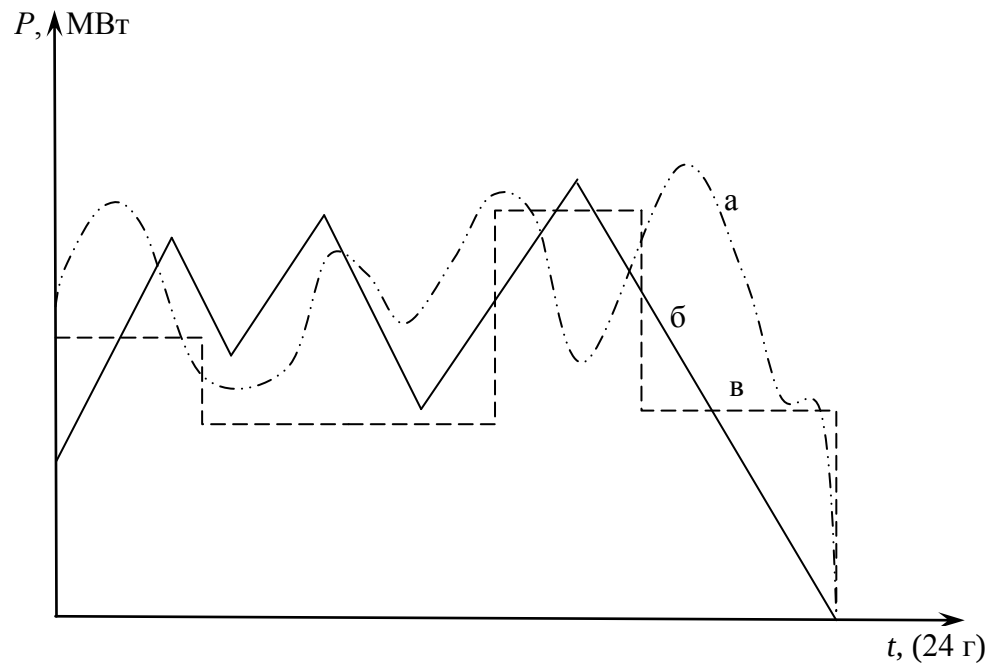


Рисунок 1.7. – Види добового графіку:

а – хвильовий вид; б – ламана лінія; в – ступеневий графік

Зазвичай добовий графік задається у вигляді таблиці, де вказуються інтервали часу та навантаження кожного ступеня.

Таблиця 2.1. – Приклад добового графіку

Час	0-4	4-6	6-8	8-12	12-16	16-20	20-24
$\frac{P_i}{P_{вст}} \cdot 100\%$	30	40	60	80	70	90	40

Примітка: P_i – потужність i -го ступеню, МВт; $P_{вст}$ – встановлена потужність електростанції, МВт.

1.4.3. Річний графік навантаження по тривалості

Будування річного графіку тривалості навантаження виконується на основі відомих добових графіків для зимового та літнього дня. На рис. 1.8 показаний спосіб побудови графіку при наявності добових графіків навантаження – зимового (183 дня) і літнього (182 дня) [3, 4].

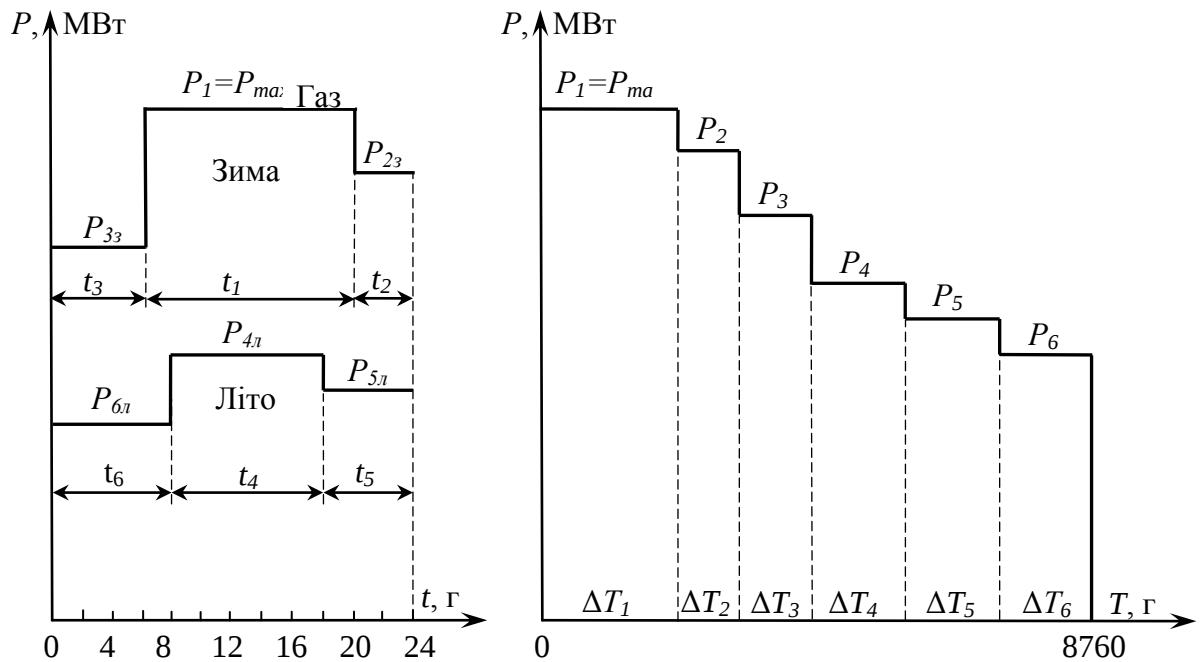


Рисунок 1.8. – Побудування річного графіку по тривалості

По річному графіку визначають техніко-економічні показники станції, розраховують втрати електроенергії, оцінюють ефективність роботи станції протягом року.

До основних техніко-економічних показників відносяться:

1. Вироблена електроенергія за рік, W_p :

$$W_p = \sum_{i=1}^{i=n} P_i \cdot \Delta T_i, \text{ МВт} \cdot \text{г}, \quad (2.1)$$

де P_i – потужність i -го ступеню, МВт; ΔT_i – тривалість i -го ступеню, г; n – кількість ступенів.

2. Коефіцієнт навантаження:

$$K_n = \frac{W_p}{P_{\max} \cdot T_p} < 1. \quad (2.2)$$

3. Коефіцієнт встановленої потужності:

$$K_{встп} = \frac{W_p}{P_{вст} \cdot T_p} < 1. \quad (2.3)$$

4. Коефіцієнт резерву:

$$K_p = \frac{P_{встп}}{P_{\max}}. \quad (2.4)$$

5. Коефіцієнт нерівномірності графіку:

$$K_{нер} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}. \quad (2.5)$$

6. Річна кількість годин використання максимальної потужності:

$$T_{\max} = \frac{W_p}{P_{\max}}, \text{ годин.} \quad (2.6)$$

7. Річна кількість годин використання встановленої потужності:

$$T_{встп} = \frac{W_p}{P_{вст}}, \text{ годин.} \quad (2.7)$$

Під встановленою потужністю $P_{вст}$ слід розуміти сумарну встановлену потужність всіх агрегатів електростанції.

1.4.4. Участь електростанцій у покритті графіків навантаження

Електростанції працюють у системі, і сумарний графік електричного навантаження характеризує роботу енергосистеми у цілому, а навантаження кожної станції залежить від розподілу загального навантаження системи між окремими станціями.

У покритті графіку навантаження системи приймають участь електростанції різної економічності. Розподіл сумарного навантаження по окремим станціям і агрегатам повинний вестися так, щоб забезпечити найбільш економічну роботу системи у цілому. Цього можна досягнути, якщо більш економічні електростанції будуть завантажуватися на

більшу кількість годин використання за рік, а менш економічні – на меншу кількість годин.

Електростанції, які приймають участь у покритті базисної частини графіку, працюють безперервно і називаються *базисними* у відміну від *пікових*, які працюють лише у години, коли треба покривати верхню частину графіка. Всі інші електростанції – *напівпікові*, які при зменшенні загального електричного навантаження переводяться на знижене генерування потужності, або виводяться у резерв. Частина їх агрегатів може зупинятися на вихідні та святкові дні [3].

Базисна частина графіка навантаження системи покривається КЕС, АЕС, потужними ГЕС, а також електричною потужністю ТЕЦ, яка визначається графіком теплового навантаження.

Пікова частина графіка покривається маневровими електростанціями, які призначаються для частих пусків та остановів: ГЕС з добовим регулюванням, ГАЕС, ГТУ.

Навантаження напівпікової частини графіка розподіляється між ТЕС у відповідності з їх економічністю і маневровими особливостями. В окремих випадках в якості напівпікових можуть бути застосовані і ГАЕС, які, вирівнюючи графіки навантаження, особливо ефективні в енергосистемах України в умовах зростання потужності та питомого вкладу, але які не володіють маневреністю АЕС. При складанні добового графіка покриття навантаження раніше всього звертають увагу на ГЕС і ГАЕС з урахуванням максимально можливого використання їх дійсної потужності, а також споживання електроенергії ГАЕС при її роботі у насосному режимі. Розподіл навантаження між ТЕС виконується у відповідності з мінімумом сумарних приведених витрат на паливо. При цьому режим роботи ТЕЦ визначається з умов повного завантаження по теплу та з роботою у денні години з повною потужністю (без обліку резерву). АЕС розташовують у базисній частині графіку без розвантаження у нічні години.

1.4.5. Регулювання графіків навантаження

Щоб станція працювала більш рівномірно, тобто показники її роботи були кращими (наприклад, K_n був ближче до 1), необхідно приймати міри по регулюванню (вирівнюванню) графіків навантаження. У теперішній час застосовують наступні заходи:

- об'єднання всіх електростанцій у енергосистему;
- підключення енергоємних споживачів (електросталеплавильні печі) у нічний час;
- зміщення у часі початку робочого дня та обідніх перерв на крупних промислових підприємствах міст;
- обов'язкова наявність електростанцій типу ГАЕС у кожній системі;
- підключення сезонних споживачів;
- зменшення перетоків реактивної потужності по електричній мережі, тощо.

Крім того, у кожній системі повинна бути резервна потужність, яка зазвичай складає $10 \div 15$ % від найбільш потужного агрегату системи. Ця потужність повинна перекривати дефіцит потужності у системі, який може виникнути у випадках: аварії (аварійний резерв); виводу агрегатів у ремонт (ремонтний резерв); непередбачених змін навантаження (навантажувальний резерв).

1.5. Схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.5.1. Види схем та їх призначення

Головна схема електричних з'єднань електростанції (підстанції) – сукупність основного електрообладнання (генератори, трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури зі всіма виконаними між ними в натурі сполученнями.

Вибір головної схеми є основою проектування електричної частини електростанції, так як він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Обрана головна схема є вихідною при складанні принципових схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем, тощо.

При кресленні головні схеми виконуються в однолінійному (однофазному) виді при відключеному положенні всіх елементів установки.

В умовах експлуатації, наряду з принциповою, головною, схемою, використовують спрощені оперативні схеми, на яких вказується тільки основне обладнання. Черговий персонал кожної вахти заповнює оперативну схему і вносить необхідні зміни в частині положення вимикачів і роз'єднувачів, які проходять під час чергування.

При проектуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії (потужності), на якій показують основні функціональні частини електроустановки (РП, трансформатори, генератори) та зв'язки між ними. На структурних схемах показують, як розподіляються генератори між РП різних напруг, де РП виконують у виді прямокутників.

При виборі схем електроустановок повинні враховуватися наступні фактори:

- значення та роль електростанції для системи. Мається на увазі, яке основне навантаження несуть у системі електростанції: деякі, базисні, несуть основне навантаження, інші – пікові, працюють неповну добу у період максимального навантаження, треті несуть електричне навантаження, яке визначається їх тепловими споживачами (ТЕЦ). Різне призначення електростанцій визначає доцільність застосування різних схем електричних з'єднань навіть у тому випадку, коли кількість приєднань одна й та ж;

- положення електростанції в енергосистемі, схеми та напруга мереж, які розміщені поряд. Шини вищої напруги електростанцій можуть бути вузловими центрами системи, які здійснюють об'єднання на паралельну роботу декількох електростанцій. У цьому випадку через шини йде перетік потужності з однієї частини енергосистеми в іншу – транзит потужності. При виборі схем таких електроустановок у першу чергу враховується необхідність збереження транзитної потужності;

- категорія споживачів по ступеню надійності електропостачання.

Всіх споживачів з точки зору надійності електропостачання розділяють на три категорії: I, II, III. Тому схеми електричних з'єднань РП треба вибирати таким чином, щоб задовольнити вимоги споживачів кожної категорії.

Схема і компоновка РП повинні обиратися також з урахуванням можливого збільшення кількості приєднань при розвитку енергосистеми. Оскільки будівництво крупних електростанцій ведеться чергами, то при виборі схеми електроустановки враховується кількість агрегатів і ліній, які вводяться в першу, другу, третю черги та при завершенні його [1, 2].

При виборі схем електроустановок обов'язково враховується допустимий рівень струмів короткого замикання (к.з.). При необхідності вирішуються питання секціонування збірних шин, установки спеціальних струмообмежуючих пристроїв.

1.5.2. Основні вимоги до схем

Зі складного комплексу умов, які впливають на вибір головної схеми електроустановки, можна виділити основні вимоги до схем [3]:

- надійність електропостачання споживачів;
- придатність до проведення ремонтних робіт;
- оперативна гнучкість електричної схеми;
- економічна доцільність.

Надійність – властивість електроустановки, електричної мережі або енергосистеми у цілому забезпечити безперебійне електропостачання споживачів електроенергією нормованої якості. Пошкодження обладнання будь-де у схемі, по можливості, не повинне припиняти електропостачання, видачу електроенергії в енергосистему, транзит потужності через шини. Надійність схеми повинна відповідати характеру (категорії) споживачів, які живляться від даної електроустановки. Надійність можна оцінити частотою та тривалістю порушення електропостачання споживачів і відносним аварійним резервом, який необхідний для забезпечення заданого рівня безаварійної роботи енергосистеми.

Придатність електроустановки до проведення ремонтів визначається можливістю проведення ремонтів без порушення або обмеження електропостачання споживачів. Є схеми, у яких для ремонту вимикача треба вимикати це приєднання на весь час ремонту; в інших схемах вимагається лише тимчасове відключення окремих приєднань для створення спеціальної ремонтної схеми; у третіх – ремонт вимикача виконується без порушення електропостачання навіть на короткий термін. Таким чином, придатність до проведення ремонтів схеми, яка розглядається, можна оцінити кількісно частотою і середньою тривалістю відключень споживачів та джерел живлення при ремонтах обладнання.

Оперативна гнучкість електричної схеми визначається її пристосуванням для створення необхідних експлуатаційних режимів і проведенням оперативних перемикачів.

Найбільша оперативна гнучкість схеми забезпечується, якщо оперативні перемикачання виконуються вимикачами або іншими комутаційними апаратами з дистанційним приводом. Якщо всі операції здійснюються дистанційно, краще засобами автоматики, то ліквідація аварійного стану значно прискорюється.

Оперативна гнучкість оцінюється кількістю, складністю та тривалістю оперативних перемикань.

Економічна доцільність схеми оцінюється приведеними витратами, які складаються з витрат на спорудження установки – капіталовкладення, з витрат на її експлуатацію, та можливим збитком від порушення електропостачання.

1.5.3. Структурні схеми електростанцій

Структурна схема залежить від складу обладнання (кількості генераторів і трансформаторів), розподілу генераторів і навантаження між розподільчими пристроями різної напруги та зв'язку між цими РП.

На рис. 1.9 приведені структурні схеми ТЕЦ. Якщо ТЕЦ споруджується поблизу споживачів електроенергії напругою 6(10) кВ, то необхідно мати розподільчий пристрій генераторної напруги (ГРП). Кількість генераторів, які приєднуються до ГРП, залежить від навантаження 6(10) кВ. На рис. 1.9, а – два генератора приєднані до ГРП, а один, як правило, більш потужний – до РП високої напруги (РП ВН). Лінії 110÷220 кВ, які приєднані до цього РП, здійснюють зв'язок з енергосистемою [1, 3].

Якщо поблизу ТЕЦ передбачається спорудження енергоємних виробництв, то живлення їх може здійснюватися по лініям 35÷110 кВ. У цьому випадку на ТЕЦ передбачається розподільчий пристрій середньої напруги (РП СН) (рис. 1.9, б). Зв'язок між РП різної напруги здійснюється за допомогою трьохобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів.



6)

B)

36

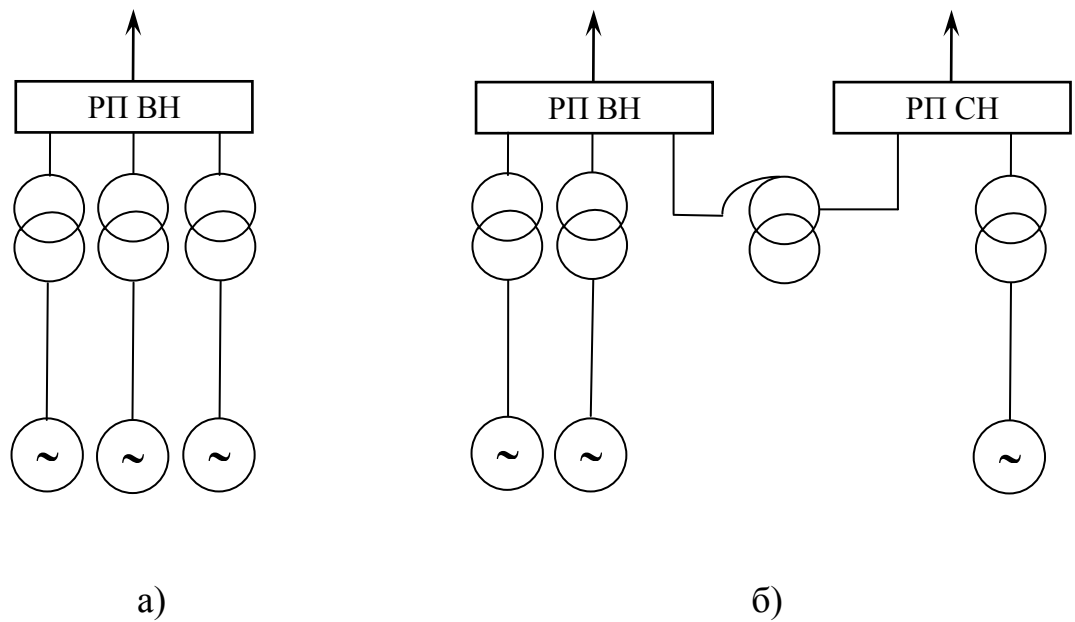


Рисунок 1.10 – Структурні схеми КЕС, АЕС, ГЕС

Якщо електроенергія видається на вищій та середній напрузі, то зв'язок між РП здійснюється автотрансформатором зв'язку (рис. 1.10, б).

На рис. 1.11 приведені структурні схеми підстанцій. На підстанції з двохомотковими трансформаторами (рис. 1.11, а) електроенергія від енергосистеми поступає до РП ВН, а потім трансформується та розподіляється між споживачами у РП НН (низької напруги).

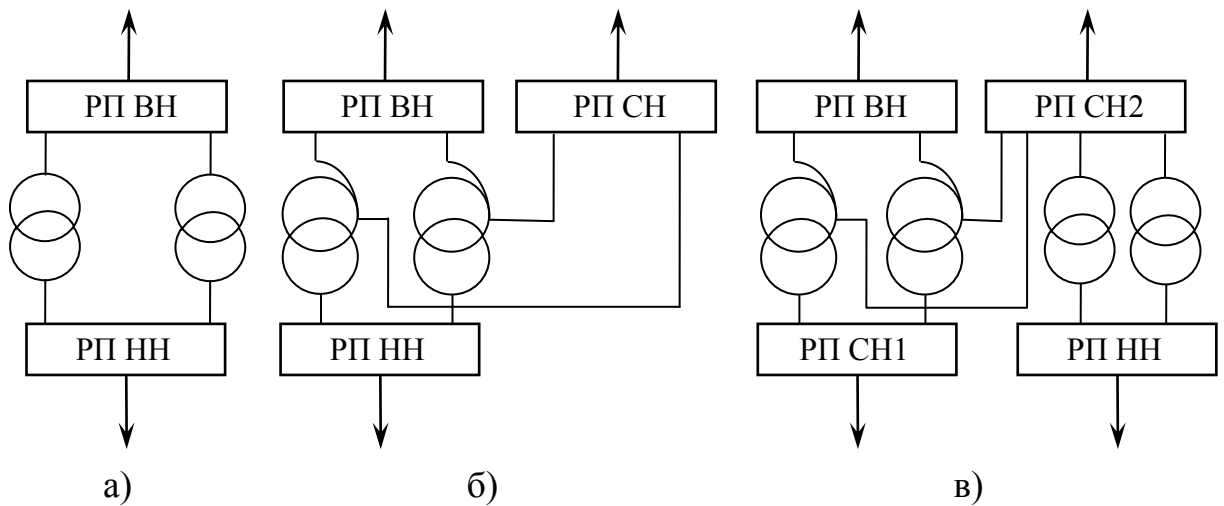


Рисунок 1.11 – Структурні схеми підстанцій

На вузлових підстанціях здійснюється зв'язок між окремими частинами енергосистеми та живлення споживачів (рис. 1.11, б). Можливе спорудження підстанцій з двома РП середньої напруги та РП

ВН і РП НН. На таких підстанціях встановлюють два автотрансформатора і два трансформатора (рис. 1.11, в).

Вибір тієї чи іншої структурної схеми електростанції чи підстанції виконується на базі техніко-економічного порівняння двох-трьох варіантів.

1.5.4. Схеми електричних з'єднань на напрузі 6(10) кВ

1.5.4.1. Схема з однією системою збірних шин

Найбільш простою схемою електроустановок на стороні 6(10) кВ є схема з однією несекціонованою системою збірних шин (рис. 1.12, а) [3, 4].

Схема дуже проста та наглядна. Джерела живлення та лінії 6(10) кВ приєднуються до збірних шин за допомогою вимикачів і роз'єднувачів. На кожний ланцюг необхідний один вимикач, який служить для відключення та включення цього ланцюга у нормальних та аварійних режимах.

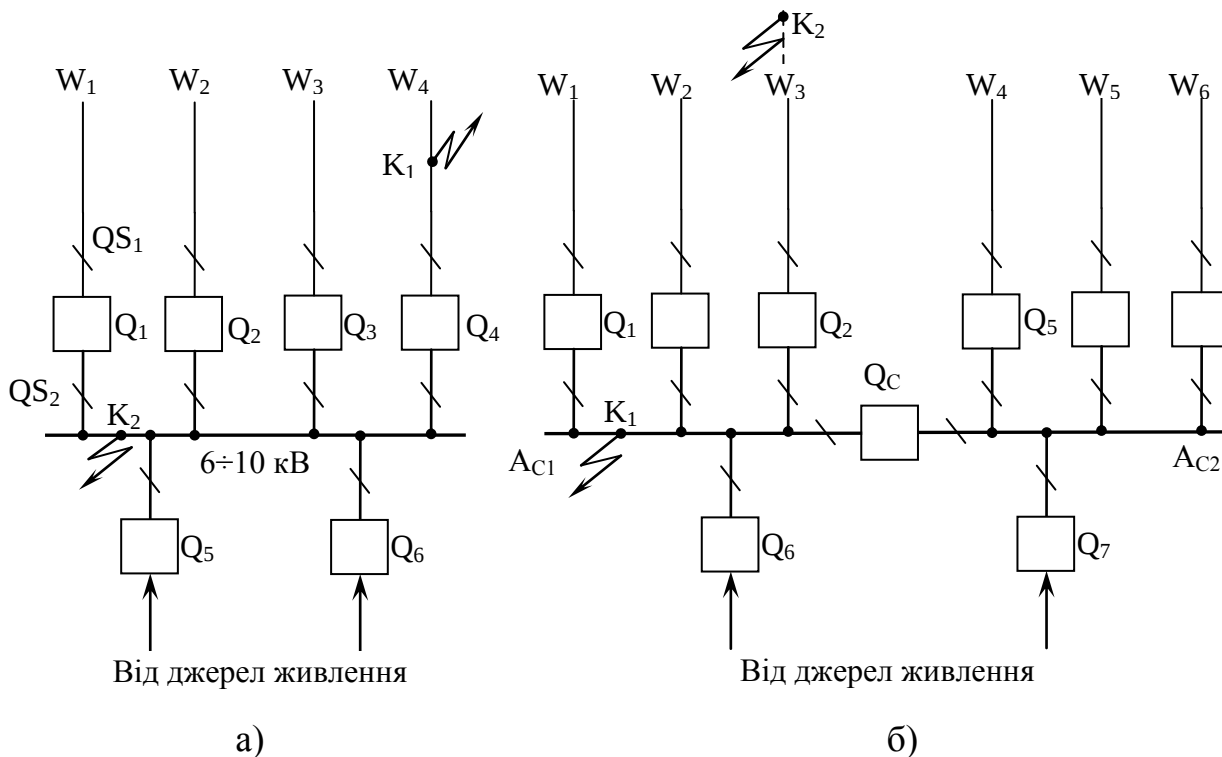


Рисунок 1.12 – Схеми РП 6(10) кВ:

а) несекціонованих; б) секціонованих вимикачем

При необхідності відключення лінії W_1 достатньо відключити вимикач Q_1 . Якщо вимикач Q_1 виводиться у ремонт, то після його відключення відмикають роз'єднувачі: спочатку лінійний QS_1 , а потім шинний QS_2 .

Таким чином, операції з роз'єднувачами необхідні тільки при виводі приєднання у ремонт з метою забезпечення безпеки робіт. Однотипність та простота операцій з роз'єднувачами приводить до того, що аварійність через невірні дії персоналу дуже мала, що відноситься до переваг схеми. Ця схема дозволяє використовувати комплектні розподільчі пристрої (КРП), що знижує вартість монтажу, дозволяє широко застосовувати механізацію та зменшити час спорудження електроустановки.

Поряд з перевагами схема має ряд недоліків: для ремонту збірних шин та шинних роз'єднувачів кожного приєднання необхідно повністю відмикати напругу на збірних шинах, тобто відімкнути джерела живлення. Це приводить до перерви електропостачання всіх споживачів на період ремонту [2].

При к.з. на лінії, наприклад, в точці K_1 (рис. 1.12, а), повинний відімкнутись відповідний вимикач Q_4 , а всі приєднання повинні залишитись у роботі. Однак при відмові цього вимикача відключаються вимикачі джерел живлення Q_5 , Q_6 , внаслідок чого збірні шини залишаються без напруги. КЗ на збірних шинах (K_2) також викликає відключення джерел живлення, тобто припиняється електропостачання споживачів.

1.5.4.2. Схема з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем (рис. 1.12, б)

Схема зберігає всі переваги схем з однією системою шин. Крім того, аварія на секції приводить до відключення тільки одного джерела живлення та половини споживачів, друга секція і всі приєднання до неї

залишаються у роботі. Шини секціонуються при кількості приєднань, що дорівнюють 8 [3, 8].

Переваги схеми: простота, наочність, економічність, достатньо висока надійність, тому що її можна застосовувати для споживачів I категорії [2].

Однак, схема має і ряд недоліків. При пошкодженні та подальшому ремонті однієї секції відповідальні споживачі, які нормально живляться з обох секцій, залишаються без резерву, а споживачі, які нерезервовані по мережі, відключаються на весь час ремонту. Те ж стосується і джерел живлення.

Секційний вимикач Q_C у нормальному режимі ввімкнений для того, щоб забезпечити паралельну роботу генераторів на електростанціях. На підстанціях секційний вимикач у нормальному режимі відключений з метою обмеження струмів КЗ.

1.5.4.3. Схема з двома системами збірних шин, одна з яких секціонована

Цю схему застосовують на ГРП ТЕЦ при великій кількості приєднань та з урахуванням особливостей електроспоживачів (I, II категорії). На рис. 1.13 [3, 8] приведена схема, в якій кожний елемент приєднується через розв'язку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин. На рис. 1.13 схема зображена у робочому стані: генератори G_1 , G_2 приєднані до першої системи збірних шин A_1 , від якої також живляться реактори та трансформатори зв'язку T_1 і T_2 . Робоча система шин секціонована вимикачем Q_C і реактором L , призначення яких таке ж саме, як і в схемі з однією системою шин. Друга система шин A_2 є резервною, напруга на ній нормально відсутня. Обидві системи шин можуть бути з'єднані між собою шинноз'єднувальним вимикачем Q_{A1} та Q_{A2} , які в нормальному режимі відключені.

Можлива робота схеми в іншому режимі, коли обидві системи шин знаходяться під напругою і всі приєднання розподіляються між ними рівномірно. Така схема дозволяє виконувати ремонт однієї системи шин, зберігаючи у роботі всі приєднання. Так, при ремонті однієї робочої секції системи шин A_1 всі приєднання її переводять на резервну систему шин A_2 , для чого виконують наступні операції:

- вмикають шинноз'єднувальний вимикач Q_{A2} і з його приводу знімають оперативний струм;
- перевіряють включене положення Q_{A2} ;
- вмикають на систему шин A_2 роз'єднувачі всіх приєднань, які переводяться на цю шину;
- відключають від системи шин A_1 роз'єднувачі всіх приєднань, крім роз'єднувачів Q_{A2} ;
- перемикають живлення ланцюгів напруги релейного захисту, автоматики на трансформатор напруги шини A_2 ;
- перевіряють відсутність навантаження на Q_{A2} ;
- виконують підготовку до ремонту секції шин A_1 .

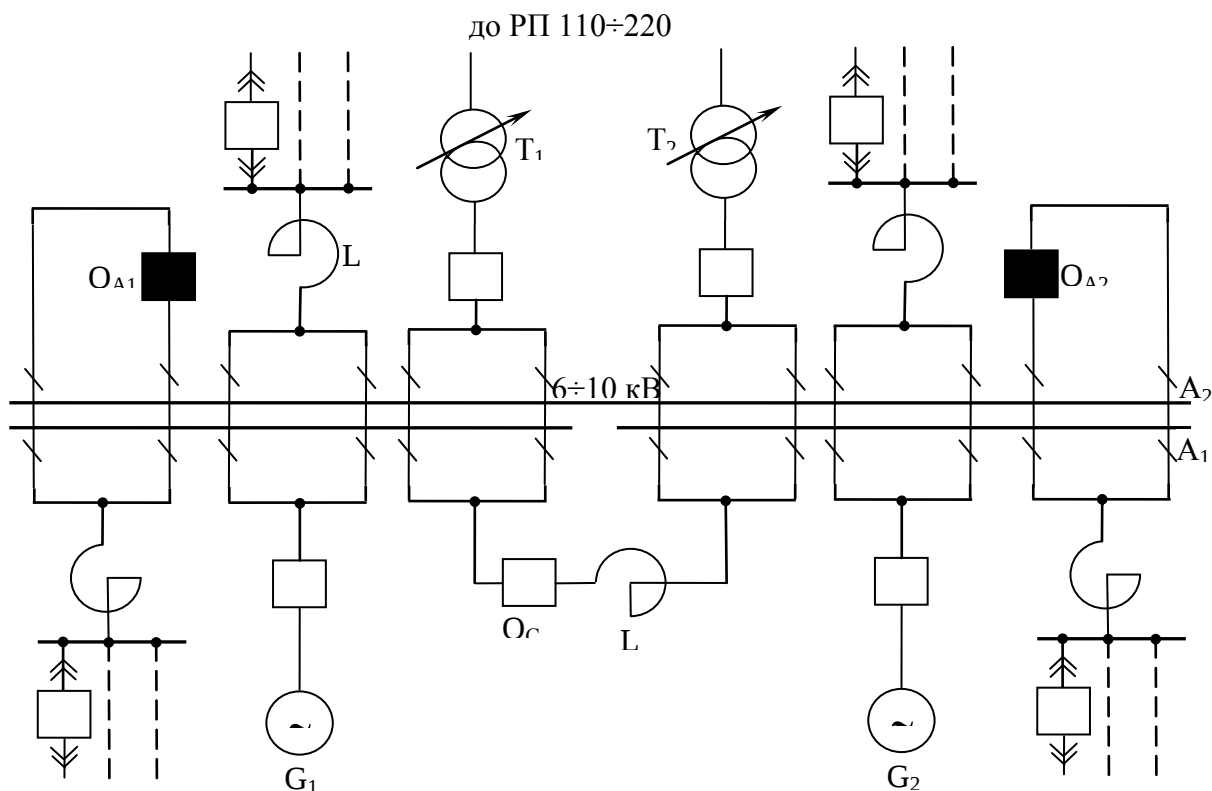


Рисунок 1.13 – Схема з двома системами збірних шин

При к.з. на першій секції робочої системи шин A_1 відключається генератор G_1 , секційний вимикач Q_C і трансформатор зв'язку T_1 . Для відновлення роботи споживачів необхідно виконати операції:

- відключити всі вимикачі, які не відімкнулись релейним захистом;
- відключити всі роз'єднувачі від пошкодженої секції;
- включити роз'єднувачі всіх приєднань першої секції на резервну систему шин;
- включити вимикач трансформатора T_1 ;
- включити вимикачі найбільш відповідальних споживачів;
- після синхронізації включити вимикач генератора;
- включити вимикачі всіх ліній, які відімкнулись.

В цій схемі можна використовувати шинноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання [2].

Схема гнучка та достатньо надійна. До недоліків слід віднести велику кількість роз'єднувачів, струмоведучих матеріалів і вимикачів, більш складну конструкцію РП, що веде до збільшення капітальних витрат на спорудження ГРП. Суттєвим недоліком є використання роз'єднувачів у якості оперативних апаратів. Вірогідність аварій через невірні дії персоналу в таких схемах більше, ніж у схемах з однією системою шин.

1.5.5. Схеми електричних з'єднань на стороні вищої напруги

1.5.5.1. Схеми РП 35÷220 кВ

Схеми багатокутників (кільцеві)

У схемах багатокутників вимикачі з'єднуються між собою, створюючи кільце. Кожний елемент приєднується між двома сусідніми вимикачами. Самою простою схемою є схема трикутника (рис. 1.14, а). Лінія W_1 приєднана до схеми вимикачами Q_1 і Q_2 , лінія W_2 – вимикачами Q_2 і Q_3 . Багатократне приєднання елемента у загальну

схему збільшує гнучкість і надійність роботи, при цьому кількість вимикачів не перевищує кількості приєднань. У схемі трикутника на три приєднання – три вимикача, тому схема економічна.

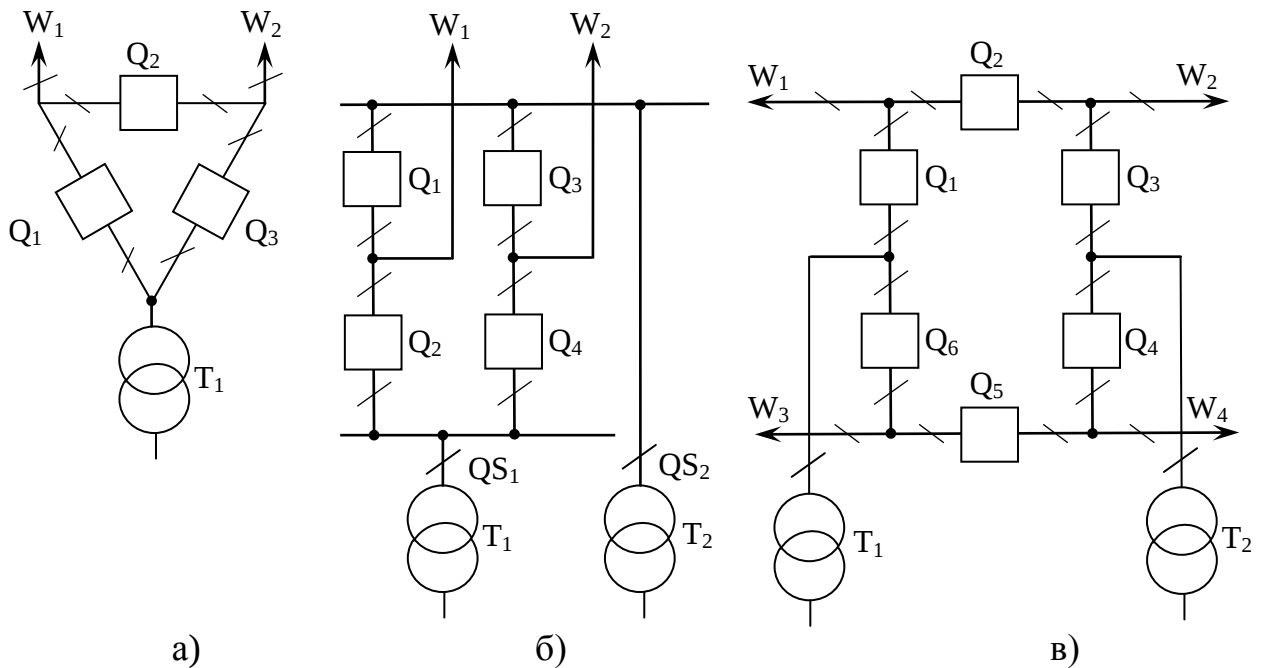


Рисунок 1.14 – Кільцеві схеми

У кільцевих схемах ревзія будь-якого вимикача виконується без перерви роботи відповідного елементу. Так, при ревізії вимикача Q_1 відключають його і роз'єднувачі, які встановлені по обидві сторони вимикача. При цьому обидві лінії та трансформатор залишаються у роботі, однак схема стане менш надійною через розрив кільця [3, 5].

Якщо в цьому режимі виникне к.з. на лінії W_2 , то відключаються вимикачі Q_2 і Q_3 , внаслідок чого обидві лінії і трансформатор залишаться без напруги. Повне відключення всіх елементів підстанції виникне також при КЗ на лінії та відмові одного вимикача.

На рис. 1.14, б приведена схема чотирикутника (квадрату). Ця схема досить економічна, дозволяє виконувати опробування та ревзію вимикача без порушення роботи її елементів, надійна. Відключення всіх приєднань маловірогідне. У ланцюгах приєднань ліній роз'єднувачі не встановлюються, що спрощує конструкцію РП. При ремонті лінії W_2 відмикають вимикачі Q_3 , Q_4 і роз'єднувачі, які встановлені в сторону

ліній, а зв'язок приєднань W_1 , T_1 і T_2 , що залишились у роботі, здійснюється через вимикачі Q_1 і Q_2 .

Перевагою всіх кільцевих схем є використання роз'єднувачів тільки для ремонтних робіт, кількість операцій роз'єднувачами - невелика.

До недоліків схеми слід віднести більш складний вибір апаратів, тому що у залежності від режиму роботи струм, що протікає по апаратам, змінюється. Релейний захист також повинен бути обраний з урахуванням можливих режимів при виводі в ревізію вимикачів кільця.

Достатньо широке використання отримала схема шестикутника (рис. 1.14, в), яка має всі особливості розглянутих вище схем. Вимикачі Q_2 і Q_5 є найбільш слабкими елементами схеми, тому що їх пошкодження приводить до відключення двох ліній W_1 , W_2 та W_3 , W_4 . Якщо по цим лініям проходить транзит потужності, то необхідно перевірити, чи не виникне при цьому порушення стійкості паралельної роботи енергосистеми.

Схеми з однією робочою та обхідною системами шин

При великій кількості приєднань на напрузі 110(150) кВ можливе використання схем з однією секціонованою системою шин, яка має ряд суттєвих недоліків, тому додатково встановлюють ще одну – обхідну систему шин (рис. 1.15) [7]. У нормальному режимі обхідна система шин A_0 знаходиться без напруги, роз'єднувачі QS_0 , які з'єднують лінії і трансформатори з обхідною системою шин, відключені. У схемі передбачається обхідний вимикач Q_0 , який може бути приєднаний до будь-якої секції за допомогою розвилки з двох роз'єднувачів. Секції у цьому випадку розташовані паралельно. Вимикач Q_0 може замінити інший вимикач, для чого треба: включити обхідний вимикач Q_0 для перевірки готовності обхідної системи шин, відключити QS_0 , включити Q_0 , відключити вимикач Q_1 , відключити роз'єднувачі QS_1 і QS_2 . Після

цих операцій лінія отримує живлення через обхідну систему шин і вимикач Q_0 від першої секції. Приведену схему рекомендується використовувати при кількості приєднань $7 \div 15$. Однак, ремонт секції пов'язаний з відключенням всіх ліній, приєднаних до даної секції, і одного трансформатора, тому таку схему можна застосовувати при парних лініях або лініях, які резервуються від інших підстанцій.

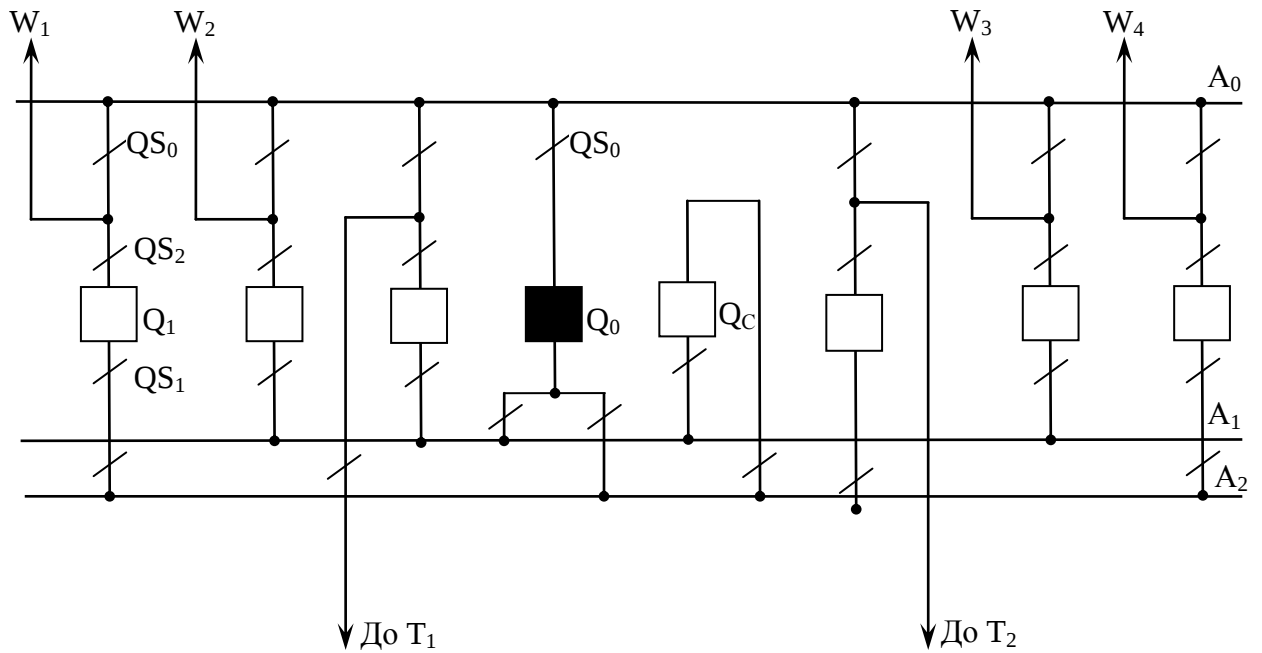


Рисунок 1.15 – Схема з однією робочою та обхідною системами шин

Схема з двома робочими та обхідною системами шин

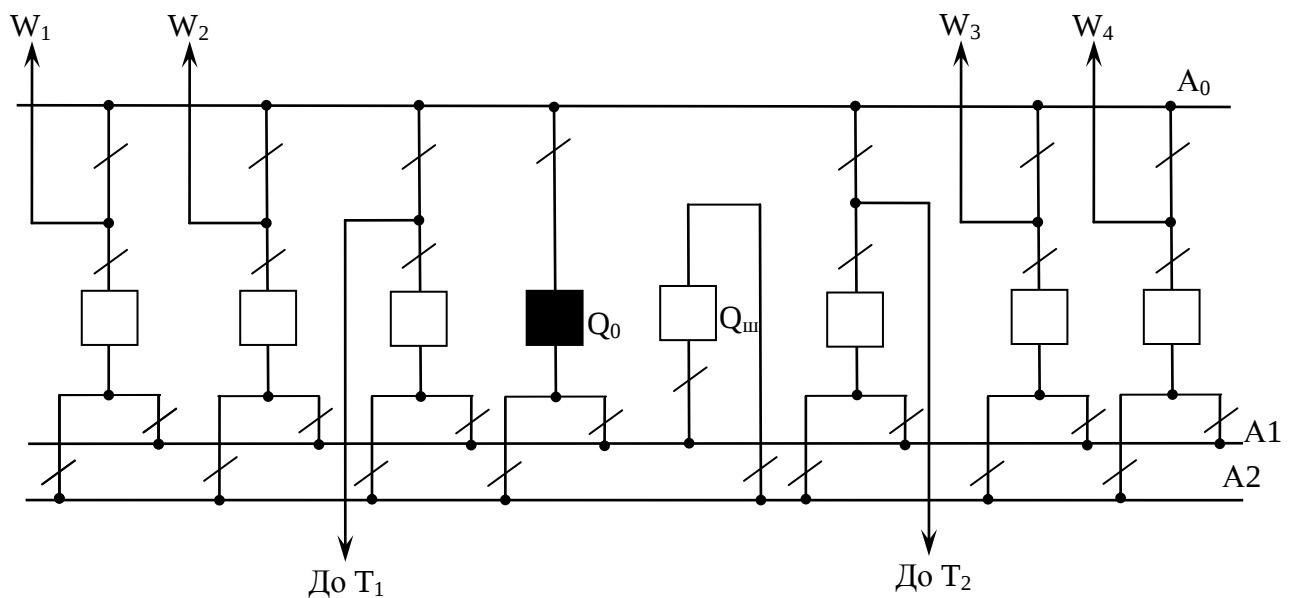


Рисунок 1.16 – Схема з двома робочими та обхідною системами шин

Для РП 110÷220 кВ з великою кількістю приєднань використовується схема з двома робочими та обхідною системами шин з одним вимикачем на ланцюг (рис. 1.16). Як правило, обидві системи шин знаходяться у роботі при відповідному фіксованому розподілі всіх приєднань: W_1 , W_3 і трансформатор T_1 приєднані до першої системи шин $A1$, лінії W_2 , W_4 і трансформатор T_2 – до другої шини $A2$, шинноз'єднувальний вимикач $Q_{ш}$ включений. Такий розподіл приєднань збільшує надійність схеми, тому що при КЗ на шинах відключається $Q_{ш}$ і тільки половина приєднань. Якщо пошкодження стійке, то відімкнуті приєднання переводять на іншу систему шин. Перерва електропостачання половини приєднань визначається тривалістю перемикачів. Розглянута схема рекомендується для РП 110÷220 кВ на високій та середній напрузі підстанцій при кількості приєднань 7÷15, а також на електростанціях при кількості приєднань до 12 [1, 2, 3].

Недоліки схеми:

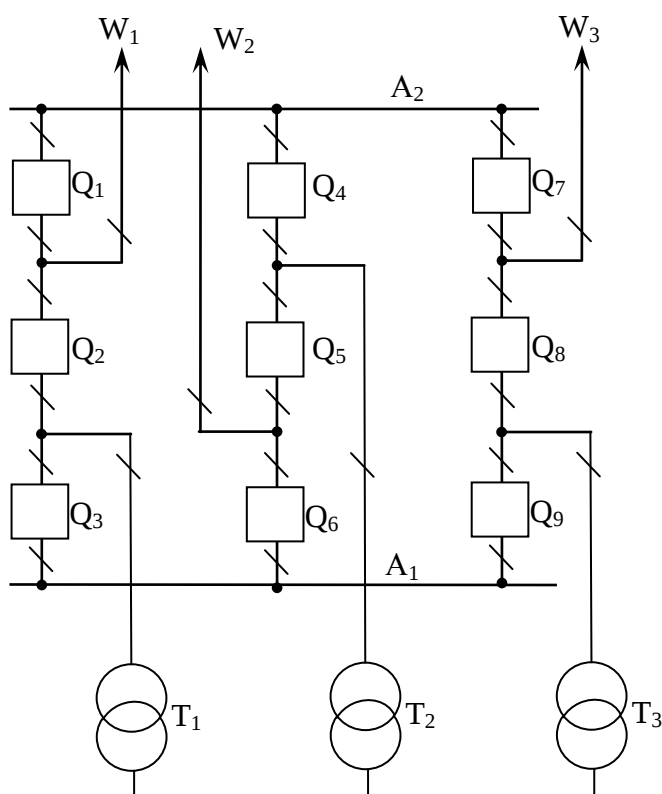
- відмова одного вимикача при аварії приводить до відключення всіх джерел живлення і ліній, приєднаних до даної системи шин, а якщо у роботі знаходиться одна система шин, відключаються всі приєднання;
- ліквідація аварії потребує більше часу, тому що всі операції по переходу з однієї системи шин на іншу виконуються роз'єднувачами. Якщо джерелами живлення є потужні блоки, то пуск їх після скидання навантаження на період більше 30 хвилин може зайняти декілька годин;
- пошкодження шинноз'єднувального вимикача рівноцінно КЗ на обох системах шин, тобто приводить до відключення всіх приєднань;
- велика кількість операцій роз'єднувачами при виводі у ревізію і ремонт вимикачів ускладнює експлуатацію РП;
- необхідність установки шинноз'єднувального, обхідного вимикачів та великої кількості роз'єднувачів збільшує витрати на спорудження РП.

Можна декілька збільшити гнучкість і надійність схеми, секціонуючи одну чи обидві системи шин. На ТЕС і АЕС при кількості приєднань $12 \div 16$ секціонується одна система шин, при більшій – обидві системи шин.

1.5.5.2. Схеми РП на напрузі 330÷750 кВ

Схема з двома системами збірних шин і трьома вимикачами на два приєднання

На РП 330÷750 кВ використовується схема з двома системами шин та трьома вимикачами на два приєднання (рис. 1.17). На шість приєднань необхідно дев'ять вимикачів, тобто на кожне приєднання приходить «півтора» вимикача (звідси походить інша назва схеми: «полуторна» або «схема з $3/2$ вимикача на ланцюг») [3,4].



Кожне приєднання підключене через два вимикача. Для відключення, наприклад, лінії W_1 , необхідно відімкнути вимикачі Q_1 , Q_2 , для відключення трансформатора $T_1 - Q_2$ і Q_3 .

У нормальному режимі всі вимикачі включені, обидві системи шин знаходяться під напругою. Для ревізії будь-якого вимикача відключають його і роз'єднувачі, які встановлені з обох сторін вимикача. Кількість операцій для виводу у ревізію – мінімальна, роз'єднувачі служать тільки для відділення вимикача

Рисунок 1.17. – Схема з $3/2$ вимикачами на приєднання

при ремонті, ніяких оперативних перемикачів вони не виконують. Перевагою схеми є те, що при ревізії вимикача всі приєднання залишаються у роботі, а також її висока надійність. Так, наприклад, при КЗ на першій системі шин відключаються вимикачі Q_3 , Q_6 , Q_9 , шина залишиться без напруги, але всі приєднання залишаться у роботі. При однаковій кількості джерел і ліній робота всіх ланцюгів зберігається, навіть при відключенні обох систем шин, при цьому може лише порушитись паралельна робота на стороні підвищеної напруги. Схема дозволяє у робочому режимі без операцій роз'єднувачами проводити опробування вимикачів.

Для підвищення надійності схеми однакові елементи приєднуються до різних систем шин: трансформатори T_1 , T_3 і лінія W_2 – до першої системи шин; лінії W_1 , W_3 і трансформатор T_2 – до другої системи шин. Тому, у випадку пошкодження будь-якого елемента або збірних шин при одночасній відмові одного з вимикачів та ремонті вимикача іншого приєднання відключається не більше однієї лінії та одного джерела живлення.

Так, наприклад, при ремонті Q_5 к.з. на лінії W_1 та відмові у роботі вимикача Q_1 , відключаються вимикачі Q_2 , Q_4 , Q_7 , у результаті чого, окрім пошкодженої лінії W_1 буде відключений ще один елемент – T_2 . Після відключення вказаних вимикачів лінія W_1 може бути відімкнута лінійним роз'єднувачем, а трансформатор T_2 включений вимикачем Q_4 . Одночасне аварійне відключення двох ліній або двох трансформаторів в схемі маловірогідне. У цій схемі до збірних шин приєднані три ланцюга з вимикачів, якщо їх буде більше 5, то шини рекомендується секціонувати вимикачем.

Недоліками схеми є:

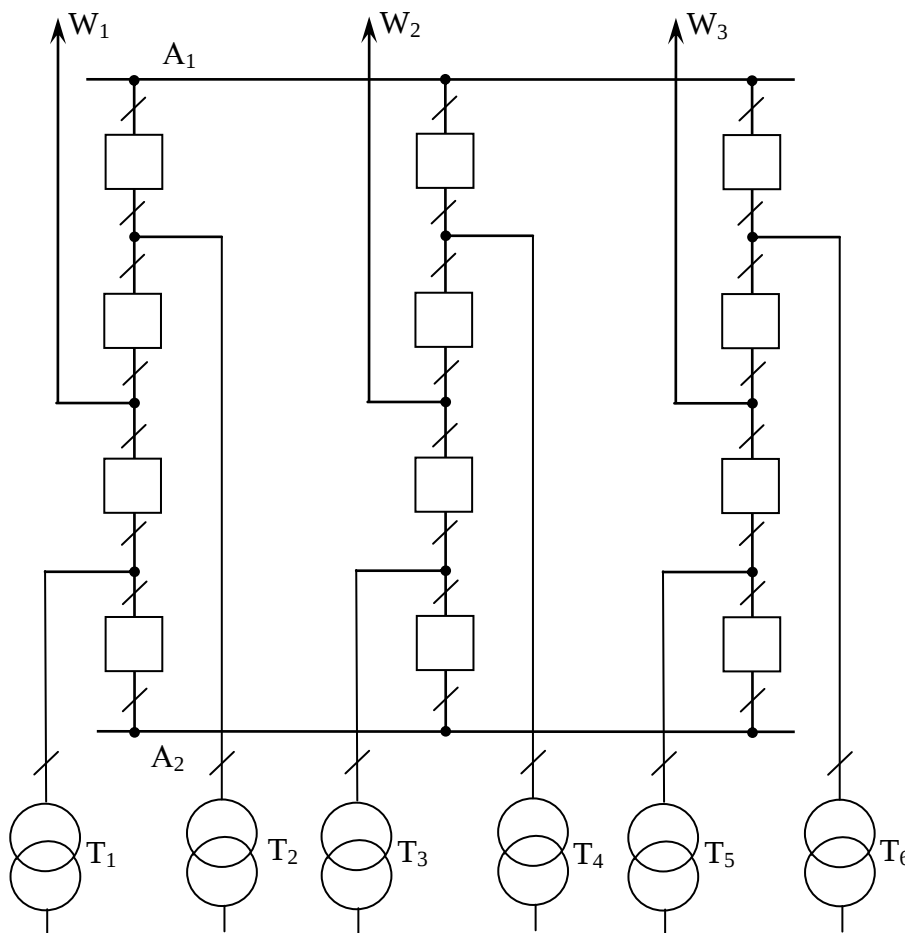
- відключення КЗ на лінії двома вимикачами, що збільшує загальну кількість ревізій вимикачів;
- зниження надійності схеми, якщо кількість ліній не відповідає кількості трансформаторів. У даному випадку до одного ланцюга з трьох вимикачів приєднуються два однакових елемента, тому можливе аварійне відключення одночасно двох ліній;
- ускладнення ланцюгів релейного захисту;
- збільшення вартості схеми та собівартості її обслуговування.

Схема з двома системами шин і з чотирма вимикачами на три приєднання

В цій схемі (рис. 1.18) на дев'ять приєднань потребується 12 вимикачів, тобто на кожне приєднання приходить 4/3 вимикача. Найкращі показники схема має, якщо кількість ліній у 2 рази менше або більше кількості трансформаторів [3, 5].

Схема 4/3 вимикача на приєднання має всі переваги схеми 3/2, а крім того:

- схема більше економічна (1,33 вимикача на приєднання замість 1,5);
- секціонування збірних шин потребується тільки при 15 приєднаннях;



- надійність схеми практично не знижується, якщо в одному з ланцюгів будуть приєднані дві лінії та один трансформатор замість двох трансформаторів і однієї лінії;

- конструкція відкритого розподільного пристрою (ВРП) по цій схемі достатньо економічна та проста в обслуговуванні, якщо прийняти

Рисунок 1.18 – Схема «4/3»

компоновку з двохранним розміщенням вимикачів.

Схема застосовується в РП 500÷750 кВ потужних КЕС і АЕС.

1.5.6. Спрощені схеми РП

Схема блоку «генератор-трансформатор-лінія»

При невеликій кількості приєднань на стороні 35÷220 кВ застосовують спрощені схеми, в яких зазвичай відсутні збірні шини, а кількість вимикачів зменшена.

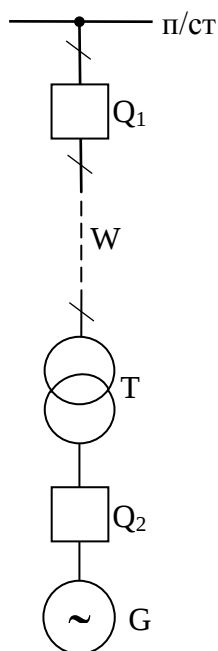


Рисунок 1.19 – Схема блоку
«генератор-трансформатор-лінія»

приведена на рис. 1.19 [3].

У блокових схемах елементи електроустановки з'єднуються послідовно без поперечних зв'язків з іншими блоками. У схемі, яка розглядається, будь-яке пошкодження відключається генераторним вимикачем Q_2 та на районній підстанції Q_1 .

Схема «містка» з вимикачами

На стороні високої напруги електростанцій на першому етапі її розвитку можливе застосування схеми «містка» з вимикачами (рис. 1.20)

У деяких схемах вимикачі високої напруги зовсім не передбачають. Спрощені схеми дозволяють зменшити кількість електрообладнання, будівельних матеріалів, знизити вартість розподільчого пристрою, прискорити його монтаж. Такі схеми застосовують також на першому етапі будівництва електростанції з можливістю подальшого розширення схеми до її проектного виду; найбільше розповсюдження спрощені схеми отримали на підстанціях. Схема блоку «генератор-трансформатор-лінія»

з можливістю переходу у подальшому до схеми зі збірними шинами [4, 5].

У схемі для 4-х приєднань встановлюються 3 вимикачі: Q_1 , Q_2 , Q_3 . Нормально перемикач Q_3 у перемичці між двома лініями W_1 і W_2 (у містку) включений. При пошкодженні лінії W_1 відключається вимикач Q_1 , трансформатори T_1 і T_2 залишаються у роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії W_2 . При пошкодженні у трансформаторі T_1 відключається вимикач Q_4 зі сторони 6(10) кВ та вимикачі Q_1 і Q_3 . У цьому випадку лінія W_1 відключилась, хоча ніяких

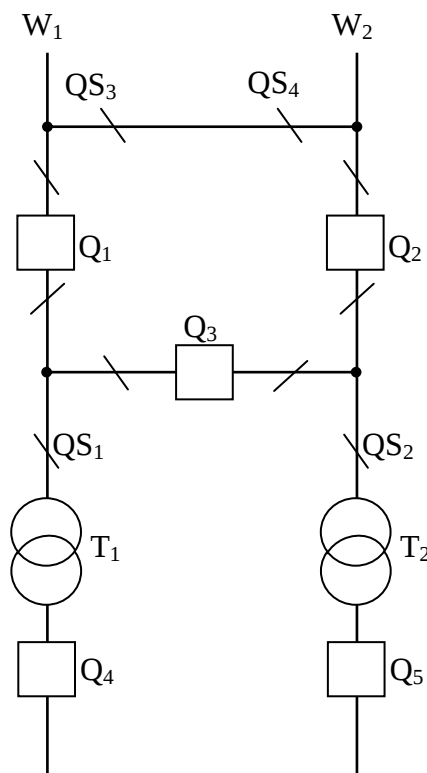


Рисунок 1.20 – Схема

«містка» з вимикачами

Нормально один роз'єднувач $S_{\text{двох роз'єднувачів } QS_3 \text{ і } QS_4}$.

вимикачі включені. Для ревізії вимикача Q_1 спочатку вмикають QS_3 , потім відключають Q_1 та роз'єднувачі з обох сторін вимикача. У результаті трансформатори і дві лінії залишились у роботі. Якщо ж у цьому режимі виникне к.з. на одній з ліній, то відключиться Q_2 , тоді обидві лінії залишаться без напруги.

пошкоджень на ній немає, що є недоліком цієї схеми. Якщо урахувати, що аварійне відключення трансформаторів буває достатньо рідко, то з таким недоліком можна зміритися, тим більше, що після відключення Q_1 і Q_3 та при необхідності виводу у ремонт пошкодженого трансформатора, відключають роз'єднувач QS_1 і включають повторно Q_1 і Q_3 , що поновлює роботу лінії W_1 .

Для збереження у роботі обох ліній при ревізії будь-якого вимикача схеми передбачається додаткова перемичка з

Для ревізії вимикача Q_3 також попередньо включають перемичку, а потім відключають Q_3 . Цей режим має той же недолік: при КЗ на одній лінії відключаються обидві лінії [5].

Вірогідність збігу аварії з ревізією одного з вимикачів тим більше, чим більше тривалість ремонту вимикача, тому як кінцевий варіант розвитку ця схема на електростанціях не використовується.

РОЗДІЛ 2. СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1. Види споживачів електроенергії

Споживачем електроенергії вважається окремий електроприймач або їхня група, що об'єднані спільним технологічним процесом та розташовані на визначеній території.

Електроприймач (приймач електричної енергії) – це апарат, механізм чи агрегат, який призначений для перетворення електричної енергії в інші форми енергії.

Електроприймачі поділяються на такі категорії:

- 1) приймачі трифазного струму з напругою до 1000 В і частотою 50 Гц;
- 2) приймачі трифазного струму з напругою понад 1000 В і частотою 50 Гц;
- 3) приймачі однофазного струму напругою до 1000 В і частотою 50 Гц;
- 4) приймачі, що працюють з частотою, відмінною від 50 Гц, та отримують живлення від перетворювальних підстанцій чи установок;
- 5) приймачі постійного струму, що живляться від перетворювальних пристроїв.

Класифікацію споживачів електроенергії та їхніх навантажень проводять за низкою експлуатаційно-технічних характеристик: виробничим призначенням і зв'язками, режимами роботи, рівнем потужності й напруги, видом струму, вимогами до надійності електропостачання, територіальним розміщенням, щільністю навантаження та сталістю розташування приймачів. Проте під час визначення електричних навантажень зазвичай достатньо враховувати лише режими роботи, потужність, напругу, рід струму та необхідний ступінь надійності живлення, розглядаючи інші ознаки як другорядні.

За характером роботи всі споживачі електроенергії поділяються на кілька груп, для яких визначені три основні режими функціонування.

Тривалий режим передбачає безперервну роботу приймача протягом довгого часу, при цьому температура його елементів не перевищує допустимих норм, установлених стандартами.

Короткочасний режим характеризується тим, що робочий період занадто короткий, щоб температура окремих частин встигла досягти сталого значення, а пауза між включеннями достатня для охолодження апарата до температури навколишнього середовища.

Повторно-короткочасний режим відзначається циклічністю: робота апарата чергується з паузами, при цьому тривалість усього циклу не перевищує 10 хвилин. У таких умовах температура обладнання під час роботи не перевищує допустимого рівня, але під час пауз не встигає повністю знизитися до температури середовища.

У тривалому режимі зазвичай працює більшість електродвигунів, що приводять у дію основні виробничі механізми та агрегати. Протягом багатьох годин або навіть кількох змін безперервно, з постійним чи майже незмінним навантаженням, функціонують електроприводи насосів, вентиляторів, компресорів та подібного обладнання. У довготривалому режимі, але з періодичними коливаннями навантаження та короткими перервами, під час яких двигун не встигає охолонути до температури навколишнього середовища, а загальна тривалість циклу перевищує 10 хвилин, працюють електродвигуни верстатів для холодної обробки металів, деревообробних машин, молотів, пресів та іншого технологічного устаткування.

На рис. 2.1 приведені криві нагрівання та охолодження механізмів у різних режимах.

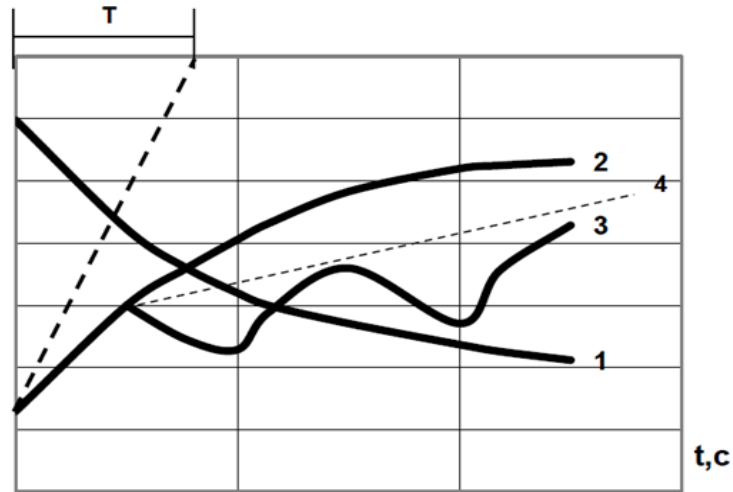


Рисунок 2.1 – Криві нагрівання й охолодження: 1 - охолодження;
2 - тривалий режим; 3 - крива нагрівання при повторно-короткочасному режимі; 4 - рівень нагрівання при повторно-короткочасному режимі

У короткочасному режимі зазвичай працюють електроприводи допоміжних механізмів металорізальних верстатів, а також пристрої для відкривання гідравлічних затворів, різних заслінок та подібного обладнання.

У повторно-короткочасному режимі функціонують електродвигуни мостових кранів, тельферів, підйомників та аналогічних установок, а також деякі головні й допоміжні приводи. До цієї категорії належать і зварювальні апарати, для яких характерні значні та часті стрибки потужності.

Нагрівальні установки й електропечі працюють переважно в тривалому режимі при стабільному або мало змінному навантаженні. Для систем електричного освітлення типовою є інша особливість – різка зміна навантаження в момент вмикання, після чого воно залишається сталим протягом роботи.

За **рівнем потужності та напруги** споживачів електроенергії умовно поділяють на дві групи. До першої належать споживачі великої потужності (від 80–100 кВт і більше), що отримують живлення

безпосередньо від мереж із напругою 3–6–10 кВ. Сюди відносяться потужні електропечі опору та дугові печі для плавлення чорних і кольорових металів, які зазвичай живляться через індивідуальні трансформатори. Другу групу складають споживачі малої та середньої потужності (менше 80–100 кВт), для яких технічно та економічно обґрунтованим є живлення напругою 380–660 В.

За **видом струму** споживачів поділяють на три категорії:

- ті, що працюють від мережі змінного струму промислової частоти;
- ті, що використовують змінний струм підвищеної чи зниженої частоти;
- ті, що працюють від джерел постійного струму.

Основним видом струму для більшості електроприймачів є трифазний змінний струм із частотою 50 Гц.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), усі споживачі електроенергії поділяються **на три категорії залежно від вимог до надійності та безперебійності живлення.**

До **першої категорії** належать споживачі, для яких допустиме лише короточасне припинення електропостачання – на період спрацювання пристроїв автоматичного ввімкнення резерву. Такі об'єкти обов'язково мають отримувати живлення від двох незалежних джерел електроенергії.

Друга категорія охоплює споживачів, які допускають перерву живлення на час, необхідний оперативному персоналу для підключення резерву. Живлення електроприймачів цієї категорії можливе від одного трансформаторної підстанції за умови наявності централізованого резервного трансформатора.

До **третьої категорії** належать споживачі електроенергії житлових будинків до п'яти поверхів за умови відсутності стаціонарних

електроплит. У промисловості сюди включають усі приймачі, які не відносяться до першої або другої категорії.

Навантаження споживачів є ключовим параметром, який визначає вибір усіх складових системи електропостачання. Тому точне визначення електричного навантаження є необхідним як під час проектування, так і при експлуатації електричних мереж.

За критерієм **номінальної потужності** електроспоживачі умовно поділяються на такі групи:

- малої потужності – до 1 кВт;
- середньої потужності – до 100 кВт;
- великої потужності – у межах кількох мегават;
- надвеликої потужності – десятки мегават.

За критерієм **режиму нейтралі** електроспоживачі змінного струму класифікуються на три категорії:

- із глухо заземленою нейтраллю;
- з ізолюваною нейтраллю;
- з компенсованою нейтраллю.

Класифікація за функціональними ознаками

Поділ електроспоживачів на функціональні групи зумовлений необхідністю враховувати їхні специфічні особливості – належність до певної галузі виробництва, застосування тарифів та особливості системи розрахунків за електроенергію. Проте єдиної, загальноприйнятої класифікації СЕЕ, зокрема й за функціональними критеріями, на сьогодні не існує. Це пояснюється великою кількістю різних функціональних груп споживачів.

Як приклад можна навести такі категорії:

- промислові та прирівняні до них електроспоживачі;
- електрифікований залізничний транспорт;
- електрифікований міський транспорт;
- непромислові споживачі;

- сільськогосподарські споживачі;
- споживачі комунального господарства міст;
- побутові споживачі.

Найбільш енергоємною групою є *промислові електроспоживачі*, на які в середньому припадає 60–70 % загального обсягу споживання електроенергії. В Україні ж, через тривалу економічну кризу, їхня частка у сумарному споживанні електроенергії останнім часом суттєво скоротилася.

До промислових споживачів відносяться підприємства практично всіх галузей економіки: будівництва, машинобудування, транспорту, гірничодобувної промисловості, металургії, підприємства матеріально-технічного постачання і заготівлі, а також заклади зв'язку, комунального господарства та побутового обслуговування.

Ця група споживачів електроенергії має низку характерних особливостей:

- * використання різних систем розрахунків за електроенергію, включаючи оплату за споживання та компенсацію реактивної потужності електроустановок;

- * підприємства, які беруть участь у регулюванні навантажень та дотримуються узгоджених із енергосистемою графіків роботи у години добових максимумів, отримують право на пільговий тариф;

- * споживачі, здатні регулювати своє навантаження залежно від часу доби, оплачують електроенергію за диференційованими тарифами, встановленими для різних періодів доби;

- * постачальні організації здійснюють планування електроспоживання у кіловат-годинах та можуть вводити ліміти потужності для споживачів у години пікових навантажень енергосистеми.

Електрифікований транспорт – це вид транспорту, який для руху використовує електричну енергію. До нього належать залізниці,

метрополітен, трамваї та тролейбуси. У таких системах застосовуються тягові електродвигуни, що відрізняються від двигунів внутрішнього згоряння високою екологічністю. За обсягами споживання електроенергії електрифікований транспорт займає друге місце після промислових підприємств.

Сільськогосподарські споживачі – це об’єкти, що безпосередньо забезпечують виробництво сільськогосподарської продукції. До них належать зрошувальні системи та насосні станції, ремонтні майстерні для обслуговування сільськогосподарських машин і механізмів та інші об’єкти аграрного сектору.

Промислові та прирівняні до них споживачі класифікуються за величиною приєднаної потужності: споживачі з потужністю 750 кВА і більше; споживачі з потужністю менше ніж 750 кВА.

Усі наведені групи електроспоживачів додатково розподіляються за класами напруги:

перший клас – 35 кВ і вище;

другий клас – нижче 35 кВ.

Побутові споживачі – найбільш чисельна група СЕЕ. До неї належать:

- населення;
- підсобні, присадибні, індивідуальні та садові ділянки, дачі, що перебувають у приватному користуванні;
- гаражі для особистих автомобілів;
- індивідуальні майстерні художників і скульпторів;
- системи освітлення дворів, під’їздів, сходових кліток та номерних ліхтарів.

Класифікація за видом перетворення електроенергії передбачає поділ споживачів на такі групи:

- обладнання для перетворення електричної енергії в енергію електричного, магнітного та електромагнітного полів;

- обладнання для перетворення електричної енергії в механічну енергію руху (обертального, лінійного чи коливального), у теплову енергію (електропечі, котли, електричні конвектори тощо), а також в світлову енергію (системи освітлення).

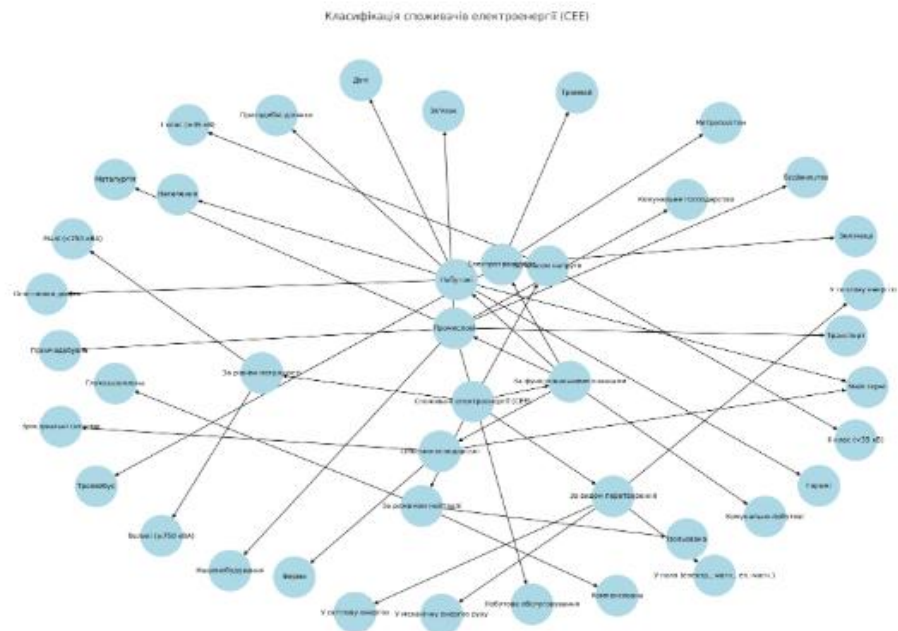


Рисунок 2.2 – Класифікація споживачів у вигляді структурованої діаграми

2.2. Параметри та характеристики електроприймачів

За термінологією теорії систем *параметр* – це властивість (показник) системи, яку можна вимірити. Результатом вимірювання параметра системи є число (величина параметра). Саму систему можна розглядати як безліч параметрів, які дослідник вважає за необхідне вимірити для моделювання поведінки системи.

У процесі розгляду електроспоживача (електроприймача) як системи, беремо до уваги ті параметри, які забезпечують нормальну роботу і одночасно виділяємо параметри, які призводять до порушення показників якості ЕЕ.

Параметри поділяємо на три групи: вхідні, внутрішні і вихідні.

Номинальні параметри. Стандарт ДСТУ 2267-93 [7] визначає номінальний параметр електротехнічного пристрою як зазначений виробником параметр, при якому пристрій має працювати й по відношенню до якого визначаються відхилення. Серед множини номінальних параметрів різноманітних електроприймачів насамперед розглядають такі: номінальні напруга, струм і потужність, коефіцієнт активної потужності.

Номинальна напруга електроспоживача – напруга на шинах з'єднання споживачів з джерелом ЕЕ і за умови якої електроспоживачі функціонують з розрахунковими режимами і забезпечують напругу на затисках електроприймачів у межах допустимих відхилень.

Номинальна напруга електроприймача ($U_{ном}$) – напруга, зазначена в паспортних (каталожних) даних, і підключення якої забезпечує функціонування електроприймача з розрахунковою продуктивністю (ККД, розрахункові режими роботи, обсяг споживання потужності, коефіцієнт активної потужності $\cos\varphi$ тощо).

Номинальний струм. Номинальний струм ($I_{ном}$) – це струм, що споживається електроприймачем при номінальній напрузі живлення й номінальному навантаженні на виході електроприймача. У цьому випадку вважають, що електроприймач працює в номінальному режимі.

Номинальна потужність. Номинальна (встановлена) потужність – розрахункова потужність електроприймача, зазначена в технічному паспорті, яку він споживає з електричної мережі за умови номінального значення напруги й нормального режиму роботи.

Для різних груп електроприймачів номінальна потужність може бути задана як: активна потужність, кВт; реактивна потужність, квар; повна потужність, кВА.

Характеристики, що враховують зміну параметрів від часу вмикання електроприймача, називаються *пусковими*. Здебільшого це пускові струми потужних електроприймачів. Таку властивість мають

пускові струми асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором, які перевищують номінальний струм в 5–7 разів і тривають від часток секунди до кількох секунд, а іноді й до десятків секунд. Істотними можуть бути й пускові струми, що виникають під час запалювання розрядних ламп високого тиску (1,5–2 кратний струм протягом декількох хвилин). Особливі умови щодо системи свого електропостачання створюють дугові електропечі за рахунок значних кидків струму в деяких режимах роботи.

2.3. Компенсація реактивної потужності

Коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi$) називають величину відношення активної потужності P до повної потужності S , що споживається установкою:

$$\cos\varphi = P/S$$

Навантаження окремих електроприймачів змінюється з часом, що, у свою чергу, впливає на коефіцієнт потужності.

Поточне значення $\cos\varphi$ можна визначити за допомогою фазометра або розрахувати, використовуючи одночасні показання амперметра, вольтметра та ватметра, застосовуючи відповідні співвідношення для трифазної системи.

Реактивна потужність, що повертається до джерела живлення, проходячи по лініях електропередачі, нагріває їх, що призводить до збільшення опору проводів. Підвищений опір, у свою чергу, спричиняє зростання втрат активної потужності в самій лінії.

У багатьох випадках концентрувати реактивну потужність економічно не вигідно з таких причин:

1. Передача великої кількості реактивної потужності призводить до додаткових втрат активної потужності та електроенергії у всіх елементах системи електропостачання, зумовлених їхнім навантаженням

реактивною потужністю. Наприклад, при одночасній передачі активної P та реактивної Q потужності через елемент системи з опором R втрати активної потужності будуть визначатися за формулою:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_A + \Delta P_P.$$

2. Додаткові втрати активної потужності, що зумовлені протіканням реактивної потужності, пропорційні квадрату її величини. Особливо значні такі втрати напруги в мережах районного рівня. Наприклад, при передачі активної P і реактивної Q потужності через елементи системи з активним опором R і реактивним X падіння напруги визначається за формулою:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_P + \Delta U_Q.$$

3. Завантаження системи промислового електропостачання та трансформаторів реактивною потужністю зменшує їхню пропускну здатність і потребує збільшення перерізу проводів, підвищення номінальної потужності трансформаторів або встановлення додаткових одиниць підстанцій.

Основні причини низького коефіцієнта потужності в електроустановках включають:

- недостатнє використання потужності технологічних, енергетичних, сантехнічних і транспортних механізмів, а також встановленої потужності електродвигунів і трансформаторів, що призводить до неповного та нерівномірного навантаження протягом часу;
- завищена встановлена потужність трансформаторів і електродвигунів при проектуванні;
- робота електродвигунів і трансформаторів на холостому ході;

- наявність споживачів з великим індуктивним навантаженням, таких як дугові електропечі, зварювальні апарати та інші подібні установки.

На промислових підприємствах зниження споживання реактивної потужності може досягатися природними методами, такими як поліпшення режимів роботи електроприймачів, використання більш досконалих конструкцій електродвигунів, усунення їхнього недовантаження та вдосконалення спеціальних компенсуючих пристроїв.

Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни, трансформатори та вентильні перетворювачі. Тому для ефективного зменшення споживання реактивної потужності необхідно комплексно аналізувати та впроваджувати такі заходи:

- заміна малонавантажених асинхронних двигунів на двигуни меншої потужності, що відповідають фактичним умовам роботи;

- зниження напруги на двигунах, які систематично працюють з невеликим навантаженням, для зменшення реактивних втрат;

- обмеження роботи на холостому ході як асинхронних двигунів, так і зварювальних трансформаторів;

- використання синхронних двигунів замість асинхронних там, де це дозволяють умови технологічного процесу;

- застосування синхронізованих асинхронних двигунів для підвищення коефіцієнта потужності та зменшення реактивного навантаження на мережу;

- застосування найбільш доцільної силової схеми і системи керування вентильного перетворювача.

2.4. Режими роботи приймачів електричної енергії

Режими за тривалістю вмикання.

Залежно від тривалості вмикання розрізняють такі режими роботи: короткочасний, повторно-короткочасний, тривалий і переривчасто-тривалий.

Короткочасним вважається режим (рис. 2.3) при якому час роботи з фактично незмінним навантаженням (t_p) чергується з часом перерви в роботі (t_{π}).

Температура всіх елементів електроприймача під час його роботи підвищується від температури навколишнього середовища ($\tau_{\text{нс}}$) до деякого значення, яке не досягає сталого значення і менше за максимально припустиму температуру. Під час паузи в роботі температура електроприймача зменшується до температури навколишнього середовища.

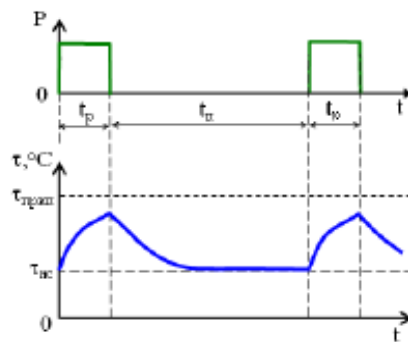


Рисунок 2.3 - Діаграма навантаження і крива нагрівання та охолодження для короткочасного режиму

Тривалим вважається режим такої тривалості, за якої температура усіх частин електроприймача досягає сталого значення при незмінній температурі оточуючого середовища (рис. 2.4). У тривалому режимі працюють насоси, вентилятори, компресори, транспортери тощо.

У випадку коли тривалий режим роботи чергується з припиненням роботи, говорять про переривчасто-тривалий режим роботи електроспоживача.

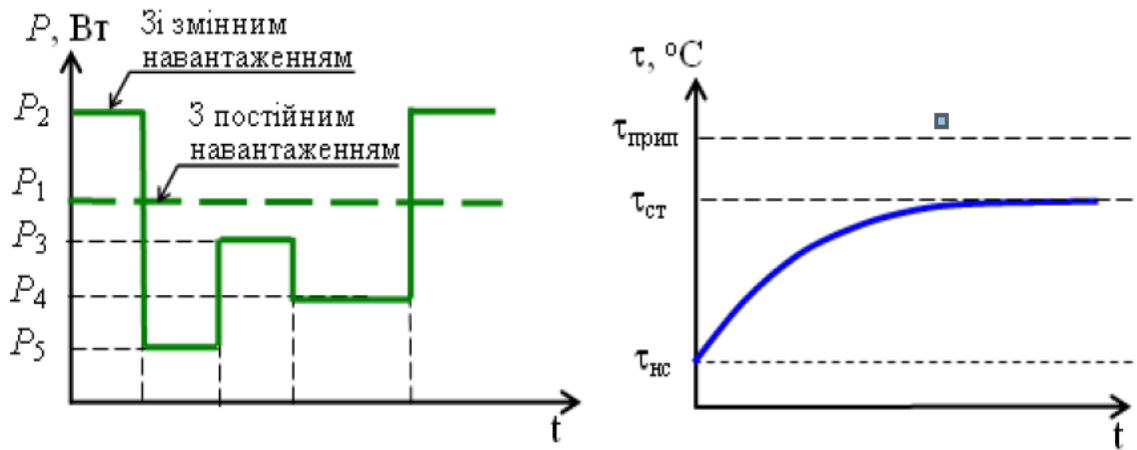


Рисунок 2.4 - Діаграма навантаження й крива нагрівання електроприймача у тривалому режимі

Повторно-короткочасний режим (рис. 2.5) характеризується тим, що після декількох циклів вмикання ($t_{ц}$) при практично незмінному навантаженні температура приймача коливається між значеннями t_{max} і t_{min} . Нагрівання за нормального навантаження не перевищує допустимої температури для класу ізоляції приймача $\tau_{прип}$, а охолодження за час паузи не досягає температури навколишнього середовища $\tau_{нс}$.

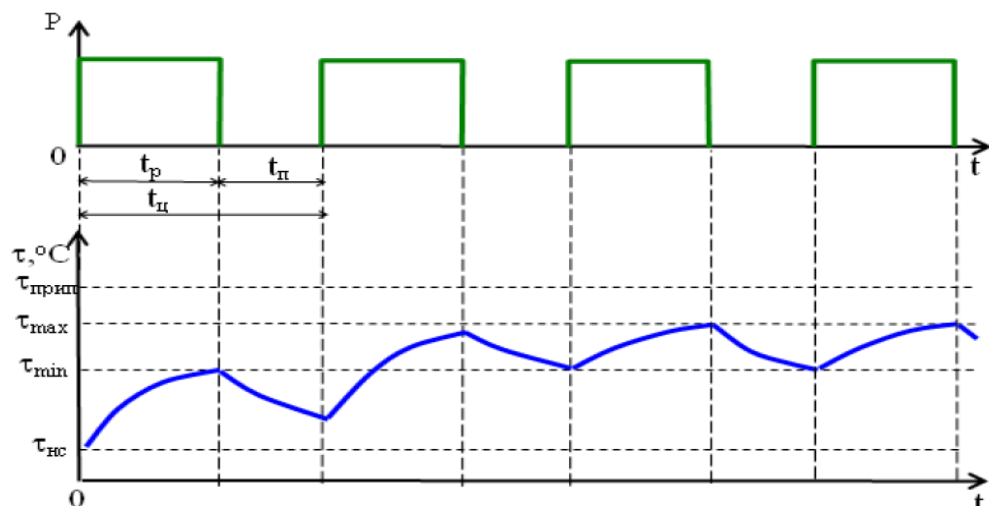


Рисунок 2.5 - Діаграма навантаження й крива нагрівання для повторно-короткочасного режиму

Режими за усталеністю параметрів

Залежно від стабільності параметрів електроприймача та умов його роботи виділяють три основні режими: *усталений, перехідний і пусковий*.

Усталений режим характеризується практично незмінними значеннями параметрів або їх періодичними коливаннями в межах встановлених норм.

Перехідний режим виникає в процесі зміни роботи електроприймача, коли він переходить від одного усталеного стану до іншого.

Пусковий режим спостерігається в момент подачі напруги, коли параметри електроприймача поступово змінюються й за певний час досягають стабільних значень. Особливості цього режиму враховуються під час вибору систем керування та захисту обладнання.

Режими за ступенем аварійності

За рівнем аварійності розрізняють такі режими роботи електроприймачів: нормальний (номінальний), аномальний, аварійний, перевантаження та короткого замикання.

Нормальний режим – усі параметри відповідають робочим значенням і знаходяться в межах допустимих відхилень від номінальних.

Аномальний режим – хоча б один із параметрів виходить за допустимі межі робочих значень.

Аварійний режим – напруга чи струм досягають рівня, що при достатній тривалості може призвести до пошкодження або руйнування обладнання.

Режим перевантаження – струм перевищує номінальний рівень, що викликає додаткове нагрівання обмоток і елементів електроприймача та може спричинити прискорене старіння ізоляції.

Режим короткого замикання – виникає при безпосередньому з'єднанні провідників різних потенціалів; характеризується різким зростанням струму і є найбільш небезпечним для обладнання та мережі.

У проєктуванні систем електропостачання обов'язково передбачаються засоби захисту, що забезпечують своєчасне відключення електроприймачів і мережі від аварійних режимів.

Режим перевантаження – це стан роботи електроприймача, коли навантаження на його виході перевищує номінально допустиме значення. У такому випадку робочий струм також стає більшим за номінальний, що призводить до інтенсивного нагрівання елементів та ізоляції. Фактично режим перевантаження розглядається як різновид аварійного режиму, оскільки він загрожує надійності та довговічності обладнання. При досягненні значень робочого струму:

$$I_{\text{роб}} = (1,3-1,7) I_{\text{ном}}$$

спрацьовують пристрої захисту від перевантаження (запобіжники, теплові реле), які відключають електроприймач від мережі. Тривала робота в умовах перевантаження може призвести до прискореного старіння ізоляції, зниження ресурсу обмоток, а також до можливого виходу обладнання з ладу.

Режим короткого замикання (КЗ) – це аварійний стан, що виникає при зниженні електричного опору навантаження майже до нуля або при заклинюванні електроприймача, коли він під'єднаний до джерела живлення, але не може виконувати роботу. У такому випадку навантаження на виході перевищує номінальне в рази, що викликає різке зростання струму до небезпечних величин. При відсутності захисних пристроїв це призводить до руйнування та займання ізоляції, пошкодження обмоток і навіть пожежі. Для запобігання наслідкам короткого замикання застосовуються спеціальні системи захисту: електромагнітні реле максимального струму, диференційний захист,

автоматичні вимикачі та інші пристрої, які забезпечують миттєве або швидкодіюче відключення пошкодженої ділянки мережі.

2.4.1. Режими схем вмикання трифазних електроприймачів

У трифазних електричних мережах застосовуються різні схеми підключення споживачів, серед яких найбільш поширеними є: з'єднання «зіркою» без нульового проводу, «зіркою» з нульовим проводом та «трикутником».

1. «Зірка» без нульового проводу. При такому способі з'єднання кінці обмоток електроприймачів зводяться в спільну нейтральну точку N , тоді як початки фазових обмоток підключаються безпосередньо до лінійних проводів трифазної системи живлення (рис. 2.6). Це дає змогу забезпечити симетричний режим роботи при рівномірному навантаженні фаз. Відповідно до вимог ПУЕ [], для позначення фазових проводів прийнято використовувати такі кольори:

- фаза А – жовтий;
- фаза В – зелений;
- фаза С – червоний.

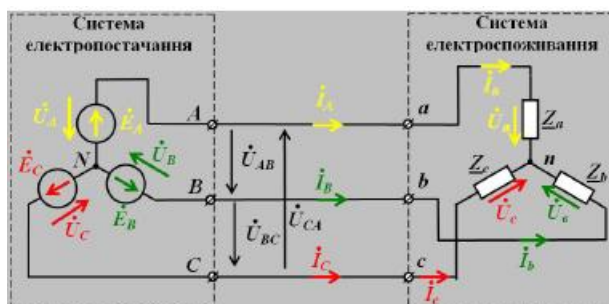


Рисунок 2.6 - З'єднання електроприймачів «зіркою»
без нульового проводу

2. «Зірка» з нульовим проводом.

У цьому випадку, окрім підключення початків обмоток до лінійних проводів, нейтральна точка N додатково з'єднується з нульовим проводом системи живлення (рис.2.7). Це дозволяє

компенсувати можливу несиметрію навантаження по фазах і забезпечує стабільність фазової напруги. Такий спосіб з'єднання широко застосовується у побутових і промислових електромережах, де навантаження часто є нерівномірним.

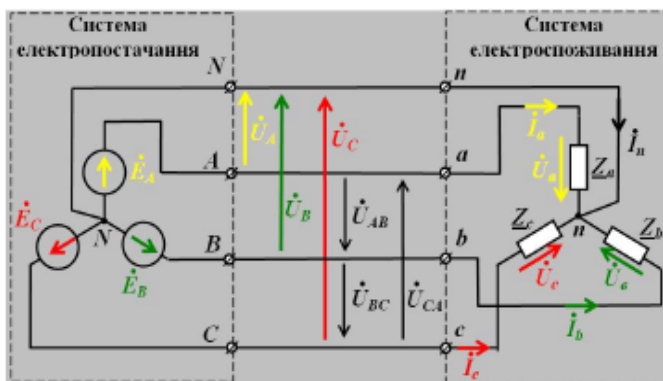


Рисунок 2.7 - З'єднання електроприймачів «зіркою»
з нульовим проводом

3. «Трикутник».

При з'єднанні «трикутником» кінець обмотки кожної фази приєднується до початку наступної, утворюючи замкнений контур у вигляді трикутника (рис.2.8). Лінійні проводи при цьому підключаються до трьох точок з'єднання фаз. Дана схема використовується там, де необхідно отримати більший струм при однаковій напрузі, наприклад для живлення потужних електродвигунів. Крім того, вона забезпечує надійність роботи при можливих перекосах навантаження.

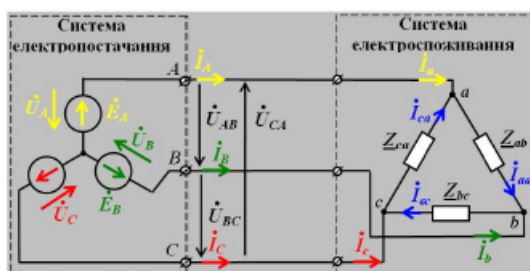


Рисунок 2.8 - З'єднання електроспоживачів «трикутником»

2.4.2. Неповнофазні режими трифазних електроспоживачів

У процесі роботи трифазних симетричних електроприймачів, зокрема асинхронних електродвигунів, що живляться за схемою без нейтрального проводу (рис.2.6), може виникати ситуація, коли на одну з фаз подача напруги відсутня. Подібний стан називають *неповнофазним режимом*.

Основними причинами його виникнення є:

- обрив лінійного проводу однієї з фаз;
- відмова контактів однієї з фаз вимикача під час його вмикання чи вимикання;
- перегорання плавкої вставки запобіжника на одній із фаз.

У таких умовах електроприймач продовжує працювати, проте зі значними відхиленнями від нормального режиму. Це проявляється у несиметричному розподілі напруги й струмів по фазах, підвищеному нагріванні окремих елементів та різкому зниженні коефіцієнта корисної дії.

Неповнофазні режими вважаються аварійними для трифазних споживачів, оскільки при тривалій роботі можуть призвести до пошкодження ізоляції обмоток, руйнування двигуна чи інших елементів обладнання. Тому при проєктуванні та експлуатації систем електропостачання передбачається застосування спеціальних захисних пристроїв, що забезпечують швидке відключення навантаження у випадку виникнення такого режиму.

2.5. Якість електричної енергії

Якість електричної енергії – це ступінь відповідності параметрів електричної енергії їхнім установленим значенням.

Якість електричної енергії визначається сукупністю показників, що регламентують допустимі рівні впливу електромагнітних завад на

параметри енергопостачання, тобто величину відхилення цих параметрів від установлених нормативами значень. Основні показники якості електроенергії наведені у Міждержавному стандарті Е02 ГОСТ 13109-99.

Згідно з цим стандартом, для параметрів якості електричної енергії встановлюються два рівні відхилень:

- нормально допустимі, які допускаються під час звичайної експлуатації мережі;
- гранично допустимі, перевищення яких є порушенням норм і може призвести до негативних наслідків для роботи електрообладнання (табл. 2.1).

Визначення показників якості електроенергії базується, зокрема, на розрахунку втрат напруги на ділянках електричної мережі, що виражається формулою:

$$\Delta U_i = (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) / U_{\text{ном}},$$

де i – номер ділянки електричної мережі; P_i та Q_i – активна та реактивна потужності на i -й ділянці мережі; R_i та X_i – активний та реактивний опори i -тої ділянки мережі; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга ділянки мережі. Параметри ділянки мережі R_i і X_i фактично постійні, і втрата напруги залежить від зміни параметрів потужності споживання (P_i та Q_i). Тобто характер зміни споживання електричної потужності впливає на формування електромагнітних завад.

Таблиця 2.1 – Показники якості електроенергії

Назва показника	Умовне позначення	Припустимі відхилення	
		нормальні	граничні
Основні показники			
Усталене відхилення напруги, %	$\delta U_{\%}$	± 5	± 10
Розмах коливання напруги, %	δU_t	—	± 10
Доза флікера, відносні одиниці	P_t	1,37	1,0
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги	K_U	таблиця 4.4	—
Коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги	$K_{U(n)}$	—	—
Коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю, %	K_{2U}	2	4
Коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю, %	K_{0U}	2	4
Відхилення частоти, Гц	Δf	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$
Додаткові показники			
Тривалість провату напруги у мережах до 10 кВ, с	Δt_{Π}	—	30
Імпульсна напруга	$U_{\text{имп}}$	—	—
Коефіцієнт тимчасової перенапруги	$K_{\text{пер}U}$	—	—

Розглянемо деякі показники якості детальніше.

1. Усталене відхилення напруги

Показники якості електроенергії доцільно розглядати більш детально. Одним із найважливіших параметрів є *усталене відхилення напруги*, що характеризує відхилення фактичних значень напруги від їх номінальних рівнів у вузлах системи електропостачання.

Основними причинами таких змін можуть бути:

- добові коливання електричного навантаження споживачів;
- зміни схеми та параметрів електричних мереж (як планові, так і аварійні);
- регулювання напруги на рівні генераторів електростанцій чи трансформаторних підстанцій енергосистеми.

Величина відхилення напруги визначається як різниця між дійсним значенням напруги U та її номінальним значенням $U_{\text{ном}}$. При цьому застосовують такі показники:

Абсолютне відхилення напруги (ΔU , В): $\Delta U = U - U_{\text{ном}}$

Відносне відхилення напруги (δU , %): $\delta U = (U - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$

Таким чином, аналіз відхилень напруги дозволяє оцінити стабільність параметрів електропостачання та своєчасно виявляти відхилення, що виходять за межі допустимих норм.

У однофазних електричних мережах діюче (ефективне) значення напруги U_{ef} визначається як амплітуда напруги основної частоти f_0 , без урахування вищих гармонійних складових:

$$U_{ef} = U(f_0).$$

У трифазних мережах діюче значення напруги визначається як напруга прямої послідовності основної частоти $U_1(f_0)$, що відповідає симетричній компоненті напруги системи:

$$U_{ef} = U_1(f_0).$$

Відхилення напруги на вводах споживачів електричної енергії регламентуються стандартом [8]. Нормативно допустимі значення усталеного відхилення напруги $\Delta U_{уст}$ від номінальної напруги U_n визначаються як:

$$\Delta U_{уст, норм} = 5\%, \quad \Delta U_{уст, гранич} = 10\%.$$

Конкретні значення $\Delta U_{уст}$ для точок загального приєднання споживачів мають бути зафіксовані в договорах енергопостачання. Розрахунок проводиться для годин мінімального та максимального навантаження енергосистеми з урахуванням забезпечення виконання стандартних вимог щодо якості електричної енергії на вводах споживачів.

Вплив відхилень напруги на роботу електроспоживачів

Характер впливу усталеного відхилення напруги визначається фізичними процесами перетворення електричної енергії в електроприймачі.

Електродвигуни. На сьогоднішній день найбільш поширеними споживачами електроенергії в промисловості є асинхронні двигуни (АД), які застосовуються для приводу різноманітних механізмів.

Підвищення напруги живлення АД призводить до збільшення обертового моменту та зменшення ковзання ротора, водночас спостерігається зростання втрат у сталі двигуна та зниження коефіцієнта потужності. При цьому індукція в сталі може виходити на нелінійну ділянку кривої намагнічування, що спричиняє генерацію вищих гармонік напруги.

Зниження напруги живлення АД супроводжується зменшенням обертового моменту, збільшенням ковзання, ростом струму статора та прискореним зносом ізоляції. Частота обертання асинхронних двигунів змінюється пропорційно поданій напрузі.

Особливо критично вплив відхилень напруги проявляється в установках поточкових ліній, автоматизованих верстатах та інших технологічних процесах, де навіть зміни напруги в межах допустимих значень ($-5...+10\%$) можуть істотно знижувати продуктивність обладнання.

Електротермічні установки

Протікання електротермічних процесів значною мірою залежить від відхилень напруги на вводах живлення. Зниження напруги у неавтоматизованих електричних печах призводить до зменшення їхньої теплової потужності та подовження часу нагрівання в електротермічних установках. При значних відхиленнях напруги процес може взагалі не завершитися.

Вплив відхилень напруги на роботу дугових печей визначається обраним параметром регулювання. Якщо підтримується постійним опір дуги та її довжина, потужність печі зменшується пропорційно квадрату напруги. При підтримці постійного струму дуги потужність змінюється пропорційно першому ступеню напруги. У разі регулювання печі за постійною потужністю спостерігається збільшення втрат потужності, що зростають у квадратичній залежності при зниженні напруги.

Відхилення напруги негативно впливають на технологічні та енергетичні режими печей опору та індукційних печей. Зниження напруги на 8–10 % може спричинити повне порушення технологічного процесу, що створює серйозну загрозу для ефективності виробництва та якості кінцевої продукції.

Електричне зварювання

Зниження напруги живлення негативно впливає на якість зварних швів. Так, при зниженні напруги на 10 % час виконання зварювання збільшується приблизно на 20 %. Підвищення напруги, у свою чергу, призводить до зростання реактивної потужності зварювального агрегату, що може впливати на ефективність роботи установки та її енергоспоживання.

Електроосвітлювальне обладнання

Відхилення напруги істотно впливають на роботу освітлювальних пристроїв. Світловий потік, освітленість, споживана потужність, ефективність та термін служби освітлювальних приладів безпосередньо залежать від величини поданої напруги.

Для ламп розжарювання підвищення напруги на 1 % понад номінальне значення призводить до збільшення споживаної потужності приблизно на 1,5 %, світлового потоку – на 3,7 %, а термін служби скорочується на 14 %. Підвищення напруги на 3 % зменшує термін служби ламп на 30 %, а на 5 % – вдвічі. Для люмінесцентних ламп підвищення напруги на 10 % зменшує термін служби на 20–30 %.

Зниження напруги нижче номінальної збільшує термін служби ламп розжарювання та зменшує їх споживану потужність. Водночас зменшуються струм та світловий потік, що негативно впливає на освітленість. У газорозрядних лампах, зокрема люмінесцентних, зниження напруги на 20 % може робити запалювання неможливим, що призводить до повного припинення роботи освітлювального приладу.

Вентильний електропривод

Вентильні електроприводи характеризуються високою чутливістю до відхилень та коливань напруги у живильній мережі. Зміни напруги змінного струму спричиняють відповідні зміни випрямленої напруги, що призводить до варіацій частоти обертання електродвигунів. Для забезпечення стабільної роботи приводу передбачається встановлення додаткових регулюючих пристроїв, які підтримують напругу на заданому рівні та зменшують вплив коливань мережі на динаміку роботи двигуна.

2. Коливання напруги

Коливання напруги виникають переважно внаслідок різкої зміни навантаження на окремих ділянках електричної мережі. До таких випадків належать пуск асинхронних двигунів із високою кратністю пускового струму, а також робота технологічного обладнання з динамічним режимом, що супроводжується різкими коливаннями активної та реактивної потужності. Прикладами можуть бути приводи реверсивних прокатних станів, дугові сталеплавильні печі, зварювальні установки та інше енергоємне обладнання.

Коливання напруги характеризуються двома показниками: розмахом зміни напруги δU_t і дозою флікера P_t .

Розмах зміни напруги δU_t обчислюють за формулою:

$$\delta U_t = \frac{(U_i - U_{i+1})}{U_{ном}} 100, \%,$$

де U_i , U_{i+1} – значення двох сусідніх екстремумів (або екстремуму й горизонтальної ділянки), що огинає середньоквадратичні значення напруги (рис. 2.9).

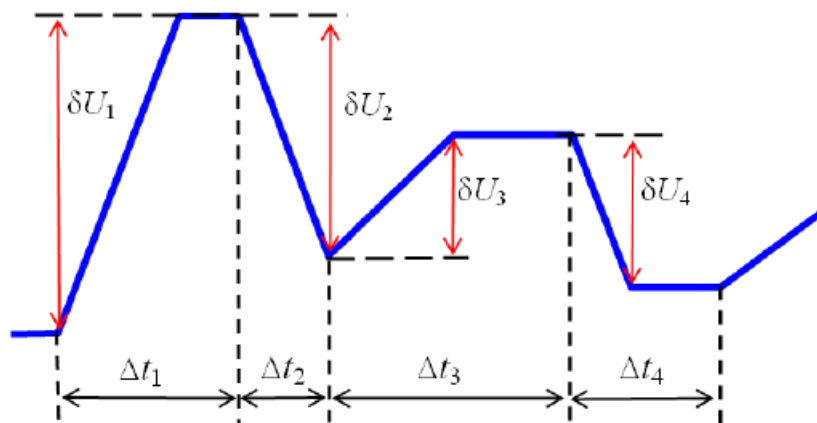


Рисунок 2.9 - Коливання напруги

Допустимість коливань напруги оцінюється на основі залежності між величиною розмаху змін та частотою їх повторення або часовими інтервалами між послідовними змінами напруги. У точках приєднання до електричних мереж із номінальною напругою 0,38 кВ гранично допустимим вважається сумарний показник, що включає сталу складову відхилення напруги δU_y та амплітуду коливань δU_t . Це значення не повинно перевищувати $\pm 10\%$ від номінальної напруги.

Доза флікеру (flicker – мерехтіння) визначається як міра суб'єктивного сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, що зумовлені змінами напруги в електричній мережі протягом певного інтервалу часу. Відповідно до стандартів, розрізняють короточасну дозу флікеру (P_{st}), яка визначається за інтервал спостереження тривалістю 10 хв, та тривалу дозу (P_{lt}), що розраховується на основі вимірювань протягом 2 год.

Первинними даними для оцінювання є значення рівнів флікеру, які фіксуються флікерметром – спеціалізованим вимірювальним приладом, у якому реалізовано амплітудно-частотну характеристику, що відтворює чутливість зорового аналізатора людини.

Електроенергія вважається такою, що відповідає вимогам стандарту за показником флікеру, якщо визначені протягом 24 год вимірювань або шляхом розрахунку значення P_{st} та P_{lt} не перевищують

гранично допустимих величин: 1,38 – для короткочасної дози та 1,0 – для тривалої (у випадку, коли форма коливання напруги відрізняється від меандру).

Вплив коливань напруги на роботу електроприймачів проявляється насамперед у швидких змінах напруги в мережевих вузлах під дією ударних навантажень. Такі коливання зумовлюють мерехтіння освітлювальних ламп (флікер), виникнення перешкод у роботі телевізійної апаратури, некоректне функціонування регулювальних пристроїв, збої в роботі рентгенівського обладнання, а також коливання електромагнітного моменту на валах електродвигунів. Це призводить до підвищених втрат електроенергії, інтенсивнішого зношування матеріалів і скорочення ресурсу обладнання.

Мерехтіння світлових приладів негативно позначається на працездатності персоналу, знижує продуктивність праці та може погіршувати загальний фізіологічний стан. Саме тому нормативні вимоги до допустимих коливань напруги базуються насамперед на необхідності захисту зорової системи людини.

Заходи щодо зменшення коливань напруги.

Зниження коливань напруги в електричних мережах забезпечується комплексним застосуванням спеціальних технічних засобів і організаційних рішень.

Одним із поширених методів є використання *пристроїв поздовжньої компенсації*, які дозволяють зменшити падіння напруги на елементах мережі та підвищити стійкість режимів при різких змінах навантаження.

Важливу роль відіграють *синхронні генератори, обладнані системами автоматичного регулювання збудження*. Такі установки здатні швидко змінювати реактивну потужність, підтримуючи необхідний рівень напруги й компенсуючи вплив динамічних навантажень.

Крім того, ефективним заходом є *роздільне живлення статичних і різко змінних навантажень*, що мінімізує вплив останніх на інші групи споживачів та сприяє покращенню якості електроенергії у вузлах мережі.

3. Несинусоїдальність напруги

У процесі генерації, передачі, розподілу та споживання електроенергії відбуваються спотворення форми синусоїдальних кривих напруги та струму. Джерела цих спотворень поділяються на дві основні групи: елементи енергетичної системи виробництва, передачі й розподілу електроенергії та джерела, пов'язані безпосередньо зі споживанням.

До першої групи належать генератори електростанцій і силові трансформатори, що працюють при підвищених значеннях магнітної індукції в осерді, тобто на нелінійних ділянках кривої намагнічування. Їхній вплив на якість синусоїдальності напруги та струму є відносно незначним, а усунення можливих відхилень, за потреби, здійснюється в межах систем генерації та передачі.

Другу групу становлять споживачі, робота яких безпосередньо спричиняє гармонійні спотворення. Це, зокрема, електронні та імпульсні перетворювачі, випрямлячі, дугові сталеплавильні печі, зварювальні установки, пристрої з керованими напівпровідниковими елементами та інше обладнання, що створює несинусоїдальні струми. Саме вони формують основну частку гармонійних складових у мережі, що призводить до додаткових втрат потужності, нагрівання обладнання та зниження ефективності його роботи.

Стандартом визначено два показники несинусоїдальності напруги: коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги (K_u) і коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{u(n)}$.

Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги (K_u , %) визначається за виразом:

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} 100 ,$$

де $U(n)$ – діюче значення n -ої гармонічної складової напруги, В; n – порядок гармонічної складової напруги; N – порядок останньої гармонічної складової, що береться до уваги, стандартом встановлено $N = 40$; $U(1)$ – діюче значення напруги основної частоти, В.

Дозволяється K_u визначати за виразом:

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{\text{ном}}} 100 , \%$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, В.

Коефіцієнт n -ої гармонічної складової напруги ($K_{U(n)}$, %) розраховують так:

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} 100 .$$

Нормальні й гранично припустимі значення в точці загального приєднання до електричних мереж із різною номінальною напругою наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %

Нормально припустимі значення при $U_{\text{ном}}$, кВ				Граничні припустимі значення при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Наслідки впливу гармонік та заходи щодо їх зниження

Поява гармонійних складових у напрузі та струмах зумовлює додаткові втрати в елементах розподільчих мереж споживачів. У

більшості випадків ці втрати є незначними, однак за наявності резонансних явищ, що виникають, зокрема, при застосуванні конденсаторних батарей для підвищення коефіцієнта потужності $\cos\phi$, вони можуть набувати істотного характеру.

Зниження рівня несинусоїдальності досягається комплексом технічних заходів. До них належать: обмеження вмісту вищих гармонік, що генеруються перетворювальною технікою, шляхом збільшення кількості фаз та використання спеціалізованих схем перетворення і систем керування; раціональне проектування схем електричних мереж, зокрема виділення окремих ліній і трансформаторів для живлення нелінійних навантажень; застосування активних та пасивних фільтрів гармонік.

Протікання струмів вищих гармонік через елементи системи електроспоживання призводить до додаткових втрат активної потужності та енергії. Найбільш відчутними вони є в трансформаторах, електродвигунах і генераторах, де активний опір обмоток зростає пропорційно порядку гармоніки (γ). У ряді випадків це може спричиняти неприпустиме перегрівання обмоток електричних машин, а в усіх випадках — зумовлює значні додаткові втрати електричної енергії.

При наявності гармонійних складових у кривій напруги процес старіння ізоляційних матеріалів відбувається значно інтенсивніше, що знижує довговічність обладнання. Вищі гармоніки струму та напруги також впливають на точність показів електровимірювальних приладів, створюючи похибки вимірювань.

Крім того, присутність гармонік ускладнює або навіть робить неможливим використання силових кіл для передачі інформації, оскільки вони створюють додаткові перешкоди та спотворюють сигнали. Несинусоїдальна форма напруги негативно позначається на

роботі вентилях перетворювачів, погіршуючи якість випрямленого струму та підвищуючи електромагнітні втрати.

Особливо чутливими до вищих гармонік є конденсаторні батареї. Вони часто виходять з ладу через перевантаження струмами гармонік, що виникають у резонансних режимах на частоті однієї з гармонік. Це може призводити до перегріву конденсаторів, зменшення їх ресурсу та необхідності частішого технічного обслуговування.

4. Несиметрія напруги

Порушення симетрії напруги у трифазних системах

Основною причиною виникнення несиметрії напруги в трифазних системах електропостачання є наявність споживачів електроенергії, для яких симетричне трифазне підключення або технічно неможливе, або економічно недоцільне. До таких електроприймачів відносяться індукційні та дугові електричні печі, тягові навантаження залізниць на змінному струмі, електрозварювальні агрегати, спеціальні однофазні навантаження та освітлювальні установки.

Несиметричні режими напруги також можуть виникати в аварійних ситуаціях, зокрема при обриві фаз або у разі несиметричних коротких замикань.

Несиметрія напруги характеризується наявністю у трифазній мережі напруги зворотної або нульової послідовностей, амплітуди яких значно менші за відповідні складові напруги прямої послідовності. Такі відхилення можуть призводити до нерівномірного розподілу навантаження, додаткових втрат енергії та підвищеного термічного навантаження на електрообладнання.

Несиметрія трифазної системи напруги виникає внаслідок накладення на систему прямої послідовності напруги зворотної послідовності. Це призводить до зміни абсолютних значень фазної і міжфазної напруги, що відображено на рис. 2.10, а. Зворотна послідовність створює додаткові струми та напруги, які викликають

нерівномірне навантаження фаз і підвищують термічне та електромагнітне навантаження на обладнання.

Крім того, несиметрія може виникати внаслідок накладення на систему прямої послідовності напруги нульової послідовності. Таке явище часто пов'язане зі зміщенням нейтралі трифазної системи і проявляється у несиметрії фазної напруги, навіть за збереження симетрії міжфазних напруг (рис. 2.10, б). Фізично це пояснюється тим, що нульова послідовність створює однакові за величиною, але несиметрично розподілені потенціали на фазах, що впливає на роботу електродвигунів, трансформаторів та інших трифазних споживачів.

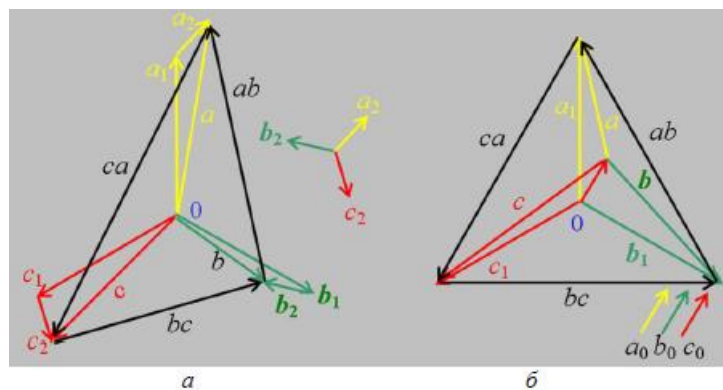


Рисунок 2.10 - Векторні діаграми накладення на систему напруги прямої послідовності:

а – напруги зворотної послідовності;

б – напруги нульової послідовності

Вплив несиметрії на роботу споживачів

У трифазних мережах при несиметричному режимі напруги виникають струми зворотної та нульової послідовностей. Така несиметрія негативно впливає на робочі й техніко-економічні характеристики обертових електричних машин.

У статорі струм прямої послідовності створює магнітне поле, яке обертається із синхронною частотою в напрямі руху ротора. Натомість струми зворотної послідовності формують магнітне поле, що обертається відносно ротора з подвійною синхронною частотою (100

Гц) у протилежному напрямі. Це призводить до появи гальмівного електромагнітного моменту та додаткового нагрівання, головним чином ротора, що прискорює старіння ізоляції. Наприклад, при номінальному навантаженні й коефіцієнті несиметрії напруги $K_{2U} = 4\%$, термін служби ізоляції скорочується приблизно удвічі.

Слід враховувати, що індуктивність зворотної послідовності асинхронних двигунів у 5–7 разів менша за індуктивність прямої послідовності. Тому навіть незначна несиметрія напруги може спричинити істотне зростання несиметрії струмів і перегрівання обмоток.

Синхронні генератори й компенсатори допускають роботу лише за умови, що різниця між струмами фаз не перевищує 10 %. Крім цього, струми та напруги зворотної послідовності викликають у синхронних і асинхронних машинах вібрації, а зворотне магнітне поле створює протидіючий момент, що зменшує корисну потужність.

Несиметрія напруги у трифазних мережах негативно впливає на роботу вентильних випрямлячів. Через різницю у значеннях фазної напруги значно зростає пульсація випрямленої напруги. Також спотворюється робота системи імпульсно-фазового керування тиристорними перетворювачами.

За умов несиметрії відбувається нерівномірне навантаження конденсаторних батарей по фазах, що унеможлиблює їх ефективне використання. При цьому вони додатково підсилюють несиметрію навантаження: у фазах з підвищеною напругою конденсатори видають більшу реактивну потужність, тобто саме там, де навантаження менше.

Порушення симетрії негативно відображається і на системах освітлення. Частина ламп працює зі зниженим світловим потоком через понижену напругу, а інші — швидко перегорають унаслідок підвищеної напруги.

Загалом, несиметрія в мережі призводить до зниження ефективності роботи конденсаторних батарей і зменшення їхньої генеруючої потужності.

У мережах несиметрія призводить до появи додаткових втрат потужності. Струми I_2 і I_0 збільшують втрати в поздовжніх елементах схем заміщення, а напруги U_2 і U_0 — у поперечних елементах. Накладання напруги U_2 , U_0 та U_1 викликає значні додаткові відхилення фазної напруги.

Такі спотворення можуть стати причиною некоректної роботи систем автоматики, релейного захисту та телемеханіки, що у свою чергу призводить до збоїв у технологічних процесах.

Сумарні збитки від несиметрії в промислових мережах включають:

- додаткові втрати електроенергії;
- підвищені витрати на відновлення обладнання;
- технологічні втрати через порушення режимів роботи;
- зменшення світлового потоку ламп у фазах зі зниженою напругою та скорочення їхнього терміну служби у фазах із підвищеною напругою;
- зниження генерованої реактивної потужності конденсаторними батареями та синхронними двигунами.

Заходи щодо забезпечення симетрії напруги

Зменшити вплив несиметрії на роботу електроприймачів можна як за рахунок раціональних схем їх живлення, так і завдяки використанню спеціальних симетрувальних пристроїв. Найбільше спотворення виникає тоді, коли трифазні електроприймачі підключені до трансформаторів, від яких одночасно живляться потужні однофазні споживачі. Цей негативний ефект значно зменшується, якщо однофазні навантаження підключати до окремих трансформаторів.

Симетрування системи лінійної напруги у трифазній мережі полягає у компенсації струму зворотної послідовності, який споживають однофазні навантаження, та відповідної напруги зворотної послідовності.

Якщо раціональним розподілом навантаження при сталому графіку не вдається знизити несиметрію до допустимого рівня (не більше 2 %), тоді застосовують симетрувальні пристрої. Вибір типу (керовані чи некеровані) залежить від характеру зміни несиметричного навантаження у часі.

5. Відхилення частоти

Відхилення частоти – це різниця між дійсним f і номінальним $f_{\text{ном}}$ значеннями частоти, Гц:

$$f = f - f_{\text{ном}},$$

або у відсотках:

$$\Delta f = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \cdot 100.$$

Стандартом [5] визначено нормальні й гранично припустимі значення відхилення частоти, що дорівнюють $\pm 0,2$ і $\pm 0,4$ Гц відповідно.

Вплив частоти на роботу електроспоживачів

У сталому режимі частота електроенергії визначається балансом активної потужності в об'єднаній енергосистемі України протягом добового графіка навантажень. Якщо споживання активної потужності перевищує її генерацію, частота знижується; у разі зменшення споживання — навпаки, підвищується.

Пасивні навантаження (наприклад, лампи розжарювання чи нагрівальні елементи) практично не реагують на зміну частоти. Водночас обладнання з магнітними колами працює в зоні початку нелінійної ділянки характеристики $B = f(H)$. Тому навіть незначне

зниження частоти може викликати насичення магнітопроводу, що спричиняє зростання втрат у сталі та появу вищих гармонік у напрузі.

Асинхронні двигуни особливо чутливі до зміни частоти. Їхній коефіцієнт корисної дії знижується, оскільки при конструюванні вони розраховані на мінімальні втрати саме при номінальній частоті. При відхиленні частоти змінюються втрати на гістерезис та вихрові струми Фуко в сталі, а також змінюються струми ротора і статора.

6. Провал напруги

Провал напруги – раптова значна зміна напруги в точці електричної мережі нижче рівня $0,9U_{ном}$, за яким слідкує відновлення напруги до попереднього або близького до нього рівня через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд (рис. 2.11).

Характеристики провалу напруги.

Тривалість провалу напруги – інтервал часу між початковим моментом провалу напруги й моментом відновлення напруги до початкового або близького до нього значення: $\Delta t_{пр} = t_k - t_{п}$, де $t_{п}$ і t_k – початковий і кінцевий моменти часу провалу напруги.

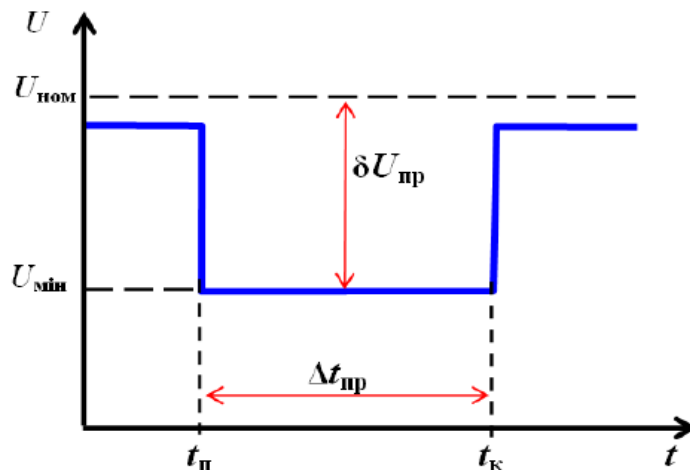


Рисунок 2.11 - Провал напруги

Глибина провалу в абсолютних одиницях (В, кВ): $\delta U_{пр} = U_{ном} - U_{мін}$,
або у відсотках:

$$\delta U_{\text{імп}} = \frac{U_{\text{імп}}}{\sqrt{2}U_{\text{НОМ}}},$$

де $U_{\text{мін}}$ – мінімальне діюче значення напруги в разі її провалу.

Гранично припустиме значення тривалості провалу напруги в електричних мережах напругою до 20 кВ включно дорівнює 30 с. Тривалість провалу напруги, що усувається автоматично, у будь-якій точці приєднання до електричних мереж визначається уставками часу релейного захисту й автоматики.

7. Імпульс напруги й тимчасова перенапруга

Форма кривої напруги живлення спотворюється внаслідок появи високочастотних імпульсів під час комутацій у мережі, роботі розрядників тощо. **Імпульс напруги** – різка зміна напруги в точці електричної мережі, за якою наступає відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд. Величина спотворення напруги при цьому характеризується показником імпульсної напруги (рис. 2.12).

Імпульсна напруга у відносних одиницях визначається:

$$\delta U_{\text{імп}} = \frac{U_{\text{імп}}}{\sqrt{2}U_{\text{НОМ}}},$$

де $U_{\text{імп}}$ – значення імпульсної напруги (амплітуда імпульсу), В.

Амплітудою імпульсу називається максимальне миттєве значення імпульсу.

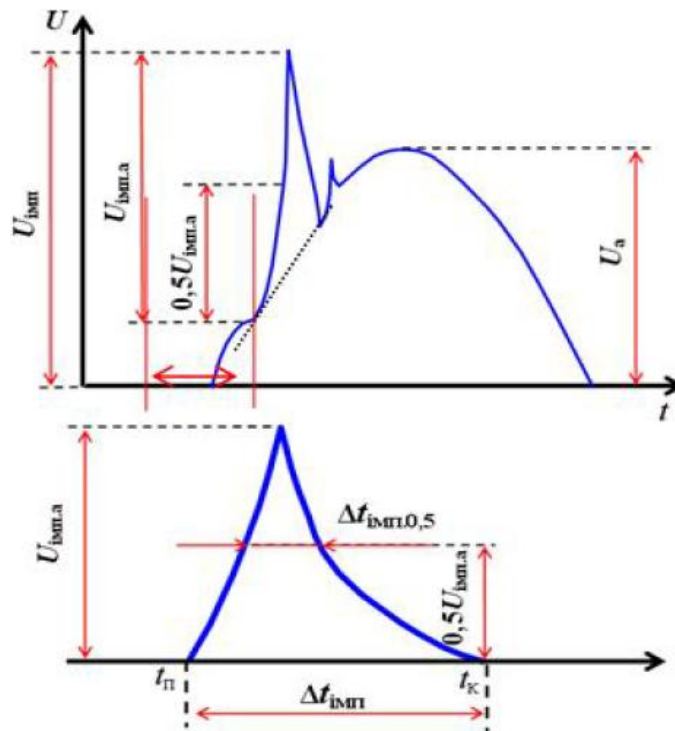


Рисунок 2.12 – Параметри імпульсної напруги

Тривалість імпульсу — це проміжок часу від початку імпульсу напруги до моменту, коли миттєве значення напруги відновлюється до початкового або наближеного до нього рівня.

Величина *імпульсної напруги* стандартом не нормується.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги в точці електричної мережі вище ніж $1,1 \cdot U_{ном}$ значення з тривалістю понад 10 мс, що виникає в системах електропостачання під час комутацій або коротких замикань (рис. 2.13).

Тимчасова перенапруга характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги ($K_{пер.У}$), який розраховується як відношення максимального значення огинаючої кривої амплітудних значень напруги $U_{а.макс}$ за час існування тимчасової перенапруги до амплітуди номінальної напруги мережі:

$$K_{пер.У} = \frac{U_{а.макс}}{\sqrt{2} \cdot U_{ном}}.$$

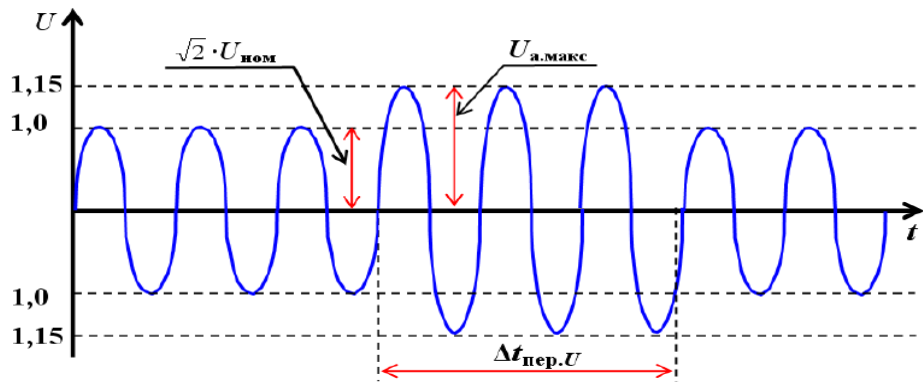


Рисунок 2.13 - Тимчасова перенапруга

Тривалість тимчасової перенапруги – інтервал часу між початковим моментом виникнення тимчасової перенапруги $t_{п.пер.}$ і моментом її зникнення $t_{к.пер.}$:

$$\Delta t_{пер.У} = t_{к.пер.} - t_{п.пер.}$$

Значення коефіцієнта тимчасової перенапруги в точках приєднання до електричної мережі загального призначення, залежно від її тривалості, не перевищує величин, наведених у таблиці 2.3. У середньому протягом року в точці приєднання може виникати близько 30 випадків тимчасової перенапруги.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнта тимчасової перенапруги

$\Delta t_{пер.У}$, с	До 1	До 20	До 60
$K_{пер.У}$, В.О.	1,47	1,31	1,15

У разі обриву нульового провідника в трифазних електричних мережах напругою до 1 кВ із глухо заземленою нейтраллю виникають небезпечні тимчасові перенапруги між фазою та землею. Їх поява обумовлена порушенням симетрії напруги і перерозподілом потенціалів у мережі. При значній несиметрії фазних навантажень рівень такої перенапруги може зрівнятися з міжфазною напругою, що створює ризик

пошкодження ізоляції обладнання та виходу його з ладу. Тривалість перенапруги у подібних випадках може становити кілька годин, аж до моменту виявлення та усунення пошкодження.

Дотримання нормативних значень показників якості електричної енергії є необхідною умовою для надійної та безпечної роботи електроприймачів. Це забезпечує їх функціонування відповідно до технічних характеристик, задекларованих виробниками, та гарантує стабільність основних режимів роботи обладнання.

Виконання вимог щодо якості електроенергії дозволяє:

- уникати передчасного зношування та пошкодження ізоляції;
- зменшувати ризик відмов у роботі чутливих електронних пристроїв;
- підвищувати енергоефективність та знижувати додаткові втрати електроенергії;
- забезпечувати відповідність технологічних процесів установленим стандартам.

Таким чином, контроль і підтримання параметрів електроенергії в межах нормативних значень не лише продовжує термін служби обладнання, а й сприяє зниженню експлуатаційних витрат та підвищенню надійності роботи електроенергетичних систем у цілому.

2.6. Характерні групи споживачів електричної енергії

1. Електричні машини

Класифікація електричних машин.

Електричні машини (ЕМ) можуть виконувати дві основні функції: виробляти електричну енергію (працювати в режимі генератора) або перетворювати її на механічну роботу (працювати в режимі двигуна). Таким чином, вони є універсальними пристроями, що забезпечують як генерацію, так і споживання електроенергії.

Розглянемо головні ознаки, за якими класифікують електричні машини:

1. За принципом створення магніторушійної сили:

- гістерезисні;
- магнітоелектричні, робота яких ґрунтується на явищі магнітоелектричної індукції. Цей тип машин має широке застосування в електроприводах різного обладнання.

2. За родом струму:

- машини постійного струму;
- машини змінного струму;
- універсальні машини, що здатні працювати як на постійному, так і на змінному струмі.

3. За наявністю щітково-колекторного вузла:

- колекторні;
- безколекторні.

4. За видом машин змінного струму:

- синхронні;
- асинхронні.

Асинхронні двигуни, у свою чергу, розділяють за конструкцією ротора:

з короткозамкненим ротором; з фазним ротором.

5. За характером руху робочої частини:

- обертові;
- лінійні;
- коливального руху.

Таким чином, класифікація електричних машин допомагає зрозуміти різноманітність їхніх конструкцій та принципів роботи, а також вибрати найбільш придатний тип для конкретних умов застосування.

6. Класифікація електричних машин за потужністю та швидкістю обертання

1. За споживаною потужністю виділяють такі групи:

- машини малої потужності – від 80 до 1 000 Вт;
- машини середньої потужності – від 1 до 100 кВт;
- машини великої потужності – від 100 кВт до кількох десятків

мегават.

2. За швидкістю обертання розрізняють:

- низькообертові машини – з частотою менше 10 об/хв;
- високошвидкісні машини – з частотою обертання 600, 750, 1 000, 1 500 або 3 000 об/хв;
- машини середньої швидкості – з проміжними значеннями

швидкості.

3. За кількістю фаз живлення машини змінного струму бувають:

- однофазні;
- трифазні.

Параметри та характеристики електричних машин

Серед характеристик електричних машин особливе значення мають номінальні параметри.

Номінальні параметри – це значення величин, які визначають роботу машини у штатному режимі, тобто за тих умов, для яких вона була сконструйована та розрахована.

За ними: обирають тип машини для конкретної установки; оцінюють доцільність її використання; забезпечують правильну та безпечну експлуатацію обладнання.

Номінальні параметри машин постійного струму (далі – МПС):

- номінальна потужність $P_{ном}$, кВт;
- номінальна напруга якоря $U_{ном}$, В;
- номінальний струм якоря $I_{ном}$, А;
- номінальна частота обертання $n_{ном}$, об/хв;

- номінальна напруга збудження $U_{\text{ном.зб}}$, В;
- номінальний струм збудження $I_{\text{ном.зб}}$, А;
- коефіцієнт корисної дії $\eta_{\text{ном}}$

Номінальні параметри машин змінного струму (далі – МЗС):

- потужність на валу (механічна потужність) $P_{\text{ном}}$, кВт;
- номінальна напруга $U_{\text{ном}}$, В;
- номінальний струм статора – $I_{\text{ном}}$, А;
- частота напруги мережі $f_{\text{ном}}$, Гц;
- частота (швидкість) обертання ротора $n_{\text{ном}}$, об/хв;
- номінальний ККД $\eta_{\text{ном}}$;
- номінальний коефіцієнт активної потужності $\cos\varphi_{\text{ном}}$.

2. Електроприймачі нагрівального устаткування

Електронагрівальне устаткування – це обладнання, в якому електрична енергія перетворюється на тепло і використовується для нагрівання різних матеріалів та виробів [6,7].

У промисловості та сільському господарстві вибір способу електричного нагрівання залежить від вимог конкретного технологічного процесу. Найбільш поширеними методами є:

- нагрівання за допомогою електричного опору;
- індукційний нагрів;
- діелектричний нагрів;
- дуговий нагрів та інші способи.

Теплова енергія, що виникає у провіднику під час проходження струму, може використовуватися двома способами.

а) Прямий нагрів – коли провідник сам є об'єктом нагрівання і виконує роль тіла, що нагрівається.

б) Непрямий нагрів – коли тепло передається від спеціальних нагрівальних елементів (провідників, по яких протікає струм) до інших виробів за рахунок конвекції та випромінювання.

У будь-якому випадку нагріванню можуть підлягати матеріали в різному агрегатному стані – твердому, рідкому або газоподібному.

Електротехнічне обладнання для нагрівання та відповідні технології сьогодні широко застосовуються практично в усіх сферах господарства: у металургії, машинобудуванні, хімічній промисловості, будівельній індустрії, житлово-комунальному господарстві та багатьох інших галузях.

1. Електричне нагрівання

Електронагрівальні установки широко застосовуються в різних галузях промисловості та будівництва для реалізації широкого спектра технологічних процесів. Основними напрямками їх використання є:

- сушіння виробів після фарбування або просочення;
- осушування та підігрівання приміщень у будівельних роботах;
- підігрівання газів для технологічних потреб;
- опалення виробничих і побутових приміщень;
- розігрівання ємностей із рідкими, пластичними або в'язкими матеріалами;
- нагрівання твердих тіл, робочих елементів пресів і штампів;
- прогрівання технологічних трубопроводів;
- термічна обробка бетону, ґрунтів і дорожніх покриттів.

У металургійній та машинобудівній промисловості застосовуються два основні методи електричного нагрівання металів:

1. Прямий електроконтактний нагрів – використовується для деталей з електропровідних матеріалів. Суть методу полягає у пропусканні електричного струму безпосередньо через виріб, що нагрівається, унаслідок чого відбувається виділення теплової енергії за законом Джоуля–Ленца. Прикладами застосування є:

- наскрізне нагрівання заготовок перед обробкою тиском;
- контактне зварювання;
- електричний прогрів трубопроводів.

2. Непрямий (індукційний) нагрів – реалізується за допомогою індукційних печей, де змінне електромагнітне поле збуджує у металі вихрові струми. Вони викликають локальне виділення тепла в об'ємі виробу, що забезпечує його рівномірне й контрольоване нагрівання.

Таким чином, електричне нагрівання є універсальним технологічним засобом, який дозволяє ефективно реалізовувати як локальні, так і масові процеси термічної обробки матеріалів у промислових і будівельних умовах.

Електричне нагрівання займає важливе місце у будівельному виробництві. Його застосовують під час зварювання та термообробки металевих елементів будівельних конструкцій як у виробничих умовах будівельної індустрії, так і безпосередньо на будівельних майданчиках. Крім того, електронагрівальні установки використовуються для прогрівання бетону та залізобетонних елементів, а також для розморожування й прогрівання ґрунтів у зимовий період.

Електроприймачі, що реалізують процеси електричного нагрівання, класифікують за такими ознаками:

- а) За родом струму: установки постійного та змінного струму.
- б) За частотою змінного струму: промислової частоти (50 Гц); середньої частоти (до 10 кГц); високої частоти (понад 10 кГц).
- в) За принципом перетворення електричної енергії в теплову: опірні, індукційні, діелектричні, інфрачервоні та інші.
- г) За робочою температурою:
 - низькотемпературні (з температурою нагріву матеріалу до 400 °С);
 - високотемпературні (з температурою понад 400 °С).

2. Електричні печі опору

Електрична піч – це плавильна або нагрівальна установка, у якій теплова енергія створюється за рахунок проходження електричного струму.

Електричні печі опору (ЕПО) знаходять широке застосування в машинобудуванні, металургії, хімічній та легкій промисловості, будівництві, сільському та комунальному господарстві [12].

Класифікація за призначенням:

1. Нагрівальні печі – використовуються для:

- нагрівання металів з метою випалу, сушіння та спікання металевих і керамічних матеріалів;
- надання металам пластичних властивостей перед обробкою тиском;
- термічної обробки для зміни внутрішньої структури металу.

2. Плавильні печі – призначені для: одержання металів із руд; переплавлення відходів металу та вторинної сировини.

Переваги електричних печей опору:

- зручність у механізації та автоматизації виробничих процесів;
- простота автоматичного регулювання потужності та температури;
- можливість досягнення в пічній камері температур до 3000 °С;
- рівномірний нагрів виробів завдяки раціональному розташуванню нагрівальних елементів або застосуванню примусової циркуляції атмосфери печі.

Класифікація за способом нагрівання: печі прямої дії; печі непрямої дії.

3. Електроосвітлювальне обладнання

Освітлювальні прилади та системи освітлення.

Важливу і водночас одну з найпоширеніших груп електроприймачів становлять освітлювальні установки різного призначення. Їхнє головне завдання полягає у створенні необхідних санітарно-гігієнічних умов для виконання виробничих процесів, надання послуг у приміщеннях громадських установ, а також забезпеченні комфортних умов проживання у житлових будинках.

Зовнішнє освітлення міст і населених пунктів виконує не лише функцію створення безпечного середовища, але й забезпечує стабільну роботу ключових елементів міської інфраструктури: транспорту, систем теплопостачання, водопостачання і водовідведення, навчальних закладів, об'єктів торгівлі та відпочинку.

Особливої уваги потребують *системи освітлення промислових підприємств*. Для підприємств із двозмінним або тризмінним режимом роботи правильно організоване освітлення дозволяє підтримувати продуктивність праці у вечірні та нічні години на рівні денних змін [11].

Сучасний розвиток електротехніки спрямований на підвищення ефективності освітлювальних установок. Упродовж останніх років активно впроваджуються:

- нові типи світильників і джерел світла (зокрема енергоощадні та світлодіодні);
- автоматизовані системи керування штучним освітленням, що враховують рівень природної освітленості;
- сучасні комплексні системи освітлення для різних сфер застосування.

Класифікація робіт за характером зорового навантаження та вимоги до освітлення.

Для виробничих приміщень виділено **вісім розрядів робіт**, що визначаються характером зорової діяльності:

1. Розряд I – роботи з деталями розміром менше 0,5 мм при відстані до ока близько 0,5 м.
2. Розряди II–VI – роботи з більшими деталями; у розряді VI розглядаються деталі розміром понад 5 мм.
3. Розряд VII – роботи, при яких освітленість необхідна для зменшення контрасту між світлими деталями та фоном.
4. Розряд VIII – роботи, що потребують лише загального спостереження за виробничим процесом.

Показники якості освітлення.

Якість освітлення визначається не лише рівнем освітленості, але й іншими показниками:

- Показник осліпленості (UGR) – обмежує інтенсивність засліплення від освітлювальних приладів: для розрядів I та II при постійній присутності людей – ≤ 20 одиниць; для розрядів III, IV, V та VII – 40 одиниць при постійній присутності, 60 – при періодичній; для розрядів VI та VIII – 60 одиниць при постійній присутності, 80 – при періодичній.
- Показник дискомфорту (для громадсько-адміністративних будівель) – не повинен перевищувати 40–60 одиниць у більшості приміщень [9,10].

Таким чином, класифікація робіт за зоровим навантаженням та дотримання стандартів якості освітлення забезпечує безпечні та ефективні умови праці у виробничих і громадських приміщеннях.

Джерела світла як електроприймачі.

Джерела світла є приладами, які перетворюють електричну енергію на енергію електромагнітного випромінювання в оптичній області спектра. Таке випромінювання може мати різну довжину хвиль і бути як видимим, так і невидимим для людського ока. До невидимих відносять ультрафіолетові промені з довжиною хвиль від 10 до 400 нм, а також інфрачервоні теплові промені з довжиною хвиль від 750 нм до 540 мкм. Видиме світлове випромінювання, довжина хвиль якого становить 400–750 нм, сприймається оком людини як світло.

Залежно від способу перетворення електричної енергії в світлове випромінювання розрізняють кілька типів джерел світла. До джерел теплового випромінювання належать лампи розжарювання, де світло утворюється за рахунок розігріву металевого елемента. Газорозрядні джерела, що працюють при низькому, високому або надвисокому тиску, включають люмінесцентні лампи, лампи ДРЛ, ДРІ, ДНаТ та інші.

Існують також джерела змішаного типу, які поєднують теплове та газорозрядне випромінювання, наприклад, лампи ДРВ і ДРВЕД. Окрему групу становлять джерела люмінесцентної дії, де світло виникає в результаті явища люмінесценції.

Завдяки різноманіттю принципів роботи та спектральних характеристик, сучасні джерела світла дозволяють ефективно організовувати освітлення в промислових, громадських і житлових приміщеннях, а також на відкритих просторах, забезпечуючи високий рівень освітленості та економічність використання електроенергії.

Системи загального освітлення

Системи загального освітлення призначені для рівномірного освітлення всього приміщення разом із робочими поверхнями. Загальне освітлення може бути **рівномірним** або **локалізованим**. Світильники загального освітлення розташовують у верхній частині приміщення та кріплять безпосередньо до стелі, на фермах, стінах, колонах, на технологічному обладнанні або на тросових підвісах.

Рівномірне загальне освітлення створює однаковий рівень освітленості по всій площі приміщення. Його застосовують у виробничих приміщеннях, де обладнання розташоване рівномірно та умови зорової роботи на всій площі однакові, а також у приміщеннях громадського або адміністративного призначення.

Локалізоване загальне освітлення використовується у випадках, коли різні ділянки приміщення потребують різного рівня освітленості або коли робочі місця зосереджені групами, і необхідно спрямувати світловий потік певним чином [14].

Основні переваги локалізованого освітлення порівняно з рівномірним загальним полягають у зниженні потужності освітлювальних установок, можливості створення спрямованого світлового потоку та уникненні тіней на робочих місцях, що виникають від працівників або виробничого обладнання.

Місцеве та комбіноване освітлення

Місцеве освітлення застосовується безпосередньо на робочих місцях для підвищення рівня освітленості. Воно використовується як доповнення до системи загального освітлення, оскільки нормативами заборонено застосовувати лише місцеве освітлення без підтримки загального.

Для ремонтних робіт і тимчасових операцій часто використовують переносні світильники, підключені через знижувальний трансформатор на безпечну напругу 12, 24 або 42 В, залежно від категорії приміщення та вимог безпеки обслуговуючого персоналу.

Комбіноване освітлення передбачає одночасне використання системи загального та місцевого освітлення. Воно застосовується у приміщеннях, де виконуються роботи, що потребують високого рівня освітленості. У таких системах світильники місцевого освітлення забезпечують підсвітку безпосередньо робочих місць, тоді як світильники загального освітлення освітлюють усе приміщення, включаючи проходи та проїзди.

Особливістю комбінованої системи є те, що лампи місцевого освітлення вмикаються лише під час виконання конкретних робіт на робочому місці. Це дозволяє зменшити загальне споживання електроенергії та забезпечити економне й ефективне освітлення.

Класифікація освітлення за функціональним призначенням

За функціональним призначенням освітлення поділяють на *робоче, аварійне, охоронне та чергове*. Аварійне освітлення, у свою чергу, може бути розділене на *освітлення безпеки* та *евакуаційне освітлення* [8, 12].

Робоче освітлення призначене для забезпечення нормативних умов освітленості, що включають необхідний рівень освітленості та якість світлового середовища в приміщеннях і на робочих ділянках поза будівлями. Воно охоплює всі робочі приміщення, а також відкриті

простори, призначені для виконання робіт, проходу людей і руху транспортних засобів.

Світильники робочого освітлення зазвичай підключаються до мережі з напругою 220 В і забезпечують безпечні та комфортні умови праці, сприяючи ефективності виконання виробничих та адміністративних процесів.

Аварійне та евакуаційне освітлення

Аварійне освітлення призначене для забезпечення безперервної роботи у разі аварійного відключення робочого освітлення. Його застосовують у ситуаціях, коли відсутність світла може призвести до порушення роботи обладнання та механізмів, що, у свою чергу, може спричинити вибухи, пожежі, отруєння або інші небезпечні ситуації для людей.

Аварійне евакуаційне освітлення забезпечує безпечну евакуацію людей із приміщень при аварійному відключенні робочого освітлення. Воно передбачається у приміщеннях або на робочих ділянках поза будівлями за таких умов: у зонах, небезпечних для пересування людей; у проходах і на сходових клітинах, які використовуються для евакуації понад 50 осіб; в основних проходах виробничих приміщень із чисельністю персоналу понад 50 осіб; у приміщеннях громадських, адміністративних та побутових будівель промислових підприємств, якщо в них одночасно може перебувати понад 100 осіб; у виробничих приміщеннях, що не мають природного освітлення [7, 10].

Таким чином, аварійне та евакуаційне освітлення є важливими елементами безпеки на підприємствах і в громадських будівлях, забезпечуючи контрольовану роботу обладнання та безпечну евакуацію людей у критичних ситуаціях.

Охоронне та чергове освітлення

Охоронне освітлення призначене для забезпечення функціонування протипожежної та воєнізованої охорони. Воно зазвичай

організовується вздовж меж територій і об'єктів, що охороняються, особливо в нічний час, для контролю та безпеки.

Чергове освітлення застосовується у неробочий час для підтримки мінімальної видимості на об'єктах. На відміну від робочого та аварійного освітлення, параметри чергового освітлення, такі як рівень освітленості, рівномірність та якість світлового середовища, нормативними документами не регламентуються.

ПЕРЕЛІК ВИКОРТСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. НЦЕНАС, 2023. – 176 с.
2. Гажаман В. І., Погуляєв Є. С., Цимбалюк А. У. Посібник для працівників, які організовують або виконують роботи в електроустановках / В. І. Гажаман, Є. С. Погуляєв, А. У. Цимбалюк. – Харків : Форт, 2003. - 152 с.
3. Остапчук О.В., Денисюк П.Л., Матеєнко Ю.П. Електрична частина станцій та підстанцій. Навчальний посібник. – Київ: КПУ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 182 с.
4. Бардик Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання. – Київ: «Політехніка», 2022. – 250 с.
5. Маліновський А.А., Хохулін Б.Н. Основи електропостачання. Львів, «Львівська політехніка». 2015. 324 с.
6. Кацадзе Т. Л. Регулювання споживання електричної енергії установками з акумулюванням тепла [Електронний ресурс] / Т. Л. Кацадзе, П. С. Бахмачук. – Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики. –2017. – С. 188–191 : Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/download/130317/125965>
7. Керування графіка навантаження в електричних мережах споживачами-регуляторами [Електронний ресурс] / [С. В. Бахмачук, Ю. С. Громадський, С. М. Савицький, Д. А. Гапон] // ScienceRise. – 2016. – № 2/2 (19). – С. 55– 57. – Режим доступу <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/16444/13926>
8. Постанова НКРЕ № 1234 від 29.10.2019 . Про затвердження Критеріїв визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z1126-19>.
9. Сайт Європейського Союзу «EUR-Lex». Décret n° 2021-1479 du 9 novembre 2021 relatif à l'étiquetage des produits ayant une incidence sur

la consommation d'énergie [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2011/11/9/EFIC1126821D/jo/texte>.

10. Сайт Європейського Союзу «EUR-Lex». [Режим доступу]:
<https://eurlex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31992L0075>. –

11. <https://uaenergy.com.ua/>

12. <https://mpe.kmu.gov.ua/>

13. <https://ukrenergy.dp.ua/>

14. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Sushko D. Improving the harmonic composition of output voltage in multilevel inverters under an optimum mode of amplitude modulation. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2020. Vol 2. No.8(104). P. 17-24.

Електронне навчальне видання комбінованого використання
Можна використовувати в локальному та мережному режимі

Пантелєєва Ірина Вікторівна

ОСНОВИ ВИРОБНИЦТВА ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Конспект лекцій
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня
денної і заочної форм здобуття освіти за спеціальностями
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
015.33 «Професійна освіта (Енергетика, електротехніка та електромеханіка)»

В авторській редакції

Підписано до розміщення 18.12.2025. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 5,64. Обсяг 2,742 Мб. Зам. № 564/25.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна