

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА



О. Б. Єгоров, М. Л. Глєбова

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ З
ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського)
рівня вищої освіти всіх форм навчання зі спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка,
освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії»)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2022

Єгоров О. Б. Електроенергетичні системи з відновлюваними джерелами енергії : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / О. Б. Єгоров, М. Л. Глебова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 112 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. О. Б. Єгоров,
канд. техн. наук, доц. М. Л. Глебова

Рецензент

Д. В. Тугай, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри альтернативної електроенергетики та електротехніки Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

О. В. Сенецький, доктор технічних наук, доцент кафедри альтернативної електроенергетики та електротехніки Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

Рекомендовано кафедрою альтернативної електроенергетики та електротехніки, протокол № 5 від 10.11.2021

© О. Б. Єгоров, М. Л. Глебова, 2022
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Принципи побудови систем електропостачання з відновлювальними джерелами електроенергії.....	5
1.1 Класифікація електричних мереж.....	5
1.2 Структурні схеми й алгоритми керування елементами вітрових і вітро-дизельних систем електропостачання.....	11
1.3 Напруги електричних мереж.....	15
2 Розрахунки режимів роботи систем електропостачання.....	22
2.1 Основні поняття про розрахунки електричних мереж з автономними джерелами енергії.....	22
2.2 Схеми заміщення, опору та провідності ліній.....	25
2.3 Трансформатори в електричних мережах і їх схеми заміщення.....	36
2.4 Параметри схем заміщення трансформаторів.....	40
2.5 Розрахунки розімкнутих електричних мереж з автономними джерелами про втрати напруги.....	45
2.5.1 Особливості розрахунків.....	45
2.5.2 Припустимі відхилення й втрати напруги в електричних мережах.....	48
2.6 Визначення спадання напруги й перетину проводів у лініях постійного струму від сонячних елементів.....	53
2.7 Визначення втрат напруги й перетину проводів у лініях трифазного змінного струму з урахуванням втрати напруги.....	63
2.8 Розрахунки замкнених електричних мереж.....	71
3 Особливості вибору устаткування та струмопровідних частин систем електропостачання з альтернативними джерелами електроенергії.....	81
3.1 Нагрівання й охолодження проводів.....	81
3.2 Гранично припустимі температури провідників. Температури навколишнього середовища.....	85
3.3 Визначення максимально припустимого струму (розрахунки нагрівання провідника).....	86
3.4 Вибір перетину проводів і кабелів за умовами нагрівання в мережах напругою вище 1000 В.....	89
3.5 Умови економічної ефективності систем електропостачання з вітро-дизельними і фото-дизельними електростанціями.....	103
3.6 Комп'ютерне моделювання систем електропостачання з автономними джерелами енергії.....	108
Список рекомендованих джерел.....	111

ВСТУП

Електрична мережа – це сукупність проводів тієї або іншої конструкції, відповідним чином ізольованих, постачених необхідними комутаційними приладами й апаратурою й службовців для передачі електричної енергії від відновлюваних джерел енергії до місць споживання й для розподілу між споживачами.

Електрична мережа – це не тільки сукупність проводів, але й сукупність ізолюючих засобів і комутаційних приладів і апаратів. В електричну мережу входять також усі підвищувальні й понижувальні трансформатори підстанцій, але не як апарати, а тільки як елементи мережі, що мають певні активні й реактивні опори й провідності, що й дають певні надбавки напруги.

Для того щоб електромережа з відновлюваними джерелами енергії виконувала своє призначення, вона повинна бути здійснена з дотриманням певних правил, тобто відповідним чином розрахована й побудована.

У конспекті лекцій розкриваються конструкція та особливості роботи трьох типів структурно-схемних рішень комбінованих систем електропостачання, а також основні їх достоїнства і недоліки. Розглядаються особливості вибору та розрахунку параметрів основних функціональних елементів комбінованої системи. Розкриваються основні характеристики сонячних батарей та наводяться аналітичні висловлювання для розрахунку їх основних параметрів.

Подані теоретичні та практичні особливості розрахунків струмоведучих частин, вибору комутаційної апаратури, умови економічної ефективності систем електропостачання з вітро-дизельними і фото-дизельними електростанціями. Розглянуто питання комп'ютерного моделювання систем електропостачання з автономними джерелами енергії.

1 ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Класифікація електричних мереж

Особливостями фотоелектричних перетворювачів і вітротурбін є зміни їх режимів роботи залежно від енергетичного потенціалу первинного енергоносія й потужності, що віддається в навантаження. Енергоефективність цих режимів може суттєво різнитися. Для максимального використання потужності й енергії первинного енергоресурсу й, відповідно, установленної потужності енергетичного встаткування слід формувати оптимальні робочі режими вітрових і сонячних електростанцій. Основним фактором цілеспрямованого впливу на режими роботи розглянутих електростанцій є електричне навантаження. Величина навантаження може регулюватися за певними законами процесі заряду акумуляторних накопичувачів електричної енергії або в процесі передачі потужності в електроенергетичну систему.

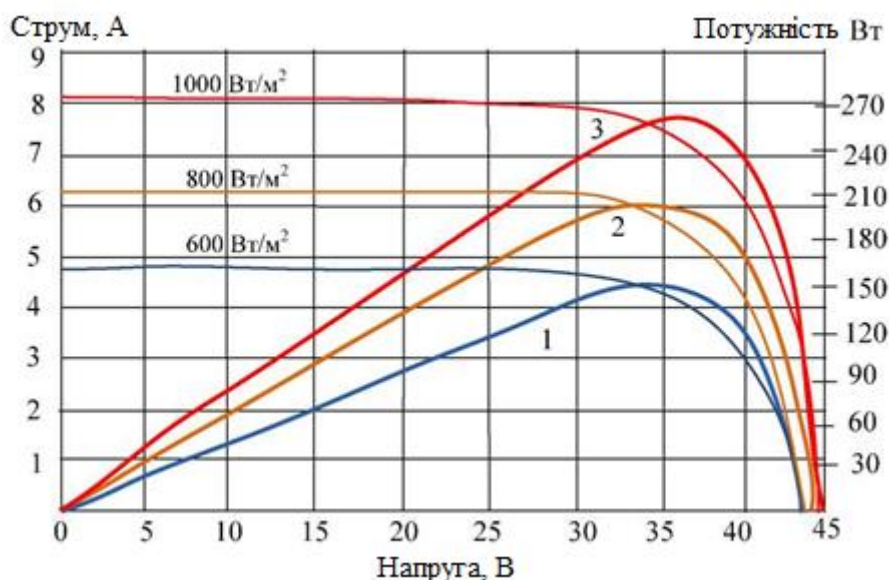


Рисунок 1.1 – Вольт-амперні характеристики фотоелектричного модуля при різній інсоляції

Фотоелектричні станції використовують ефект прямого перетворення

сонячного випромінювання в електроенергію, відкритий в 1839 році французьким фізиком Беккерелем. Фотоелементи в більшості випадків являють собою кремнієві напівпровідникові фотодіоди. При поглинанні світла напівпровідниковою структурою енергія фотонів передається електронам матеріалу, що викликає появу вільних носіїв заряду. Носії заряду створюють потенційний градієнт в області р-п переходу, під впливом якого виникає електричний струм через електроприймачі.

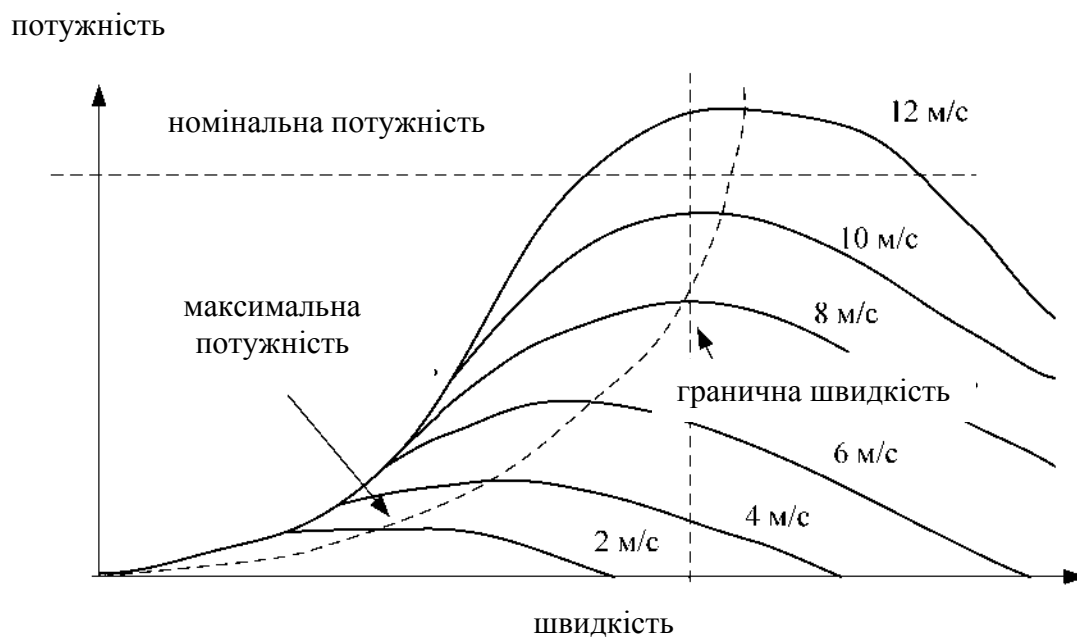


Рисунок 1.2 – Характеристики потужності вітротурбіни

Типові вольт-амперні характеристики фотоелектричного модуля при різних рівнях інсоляції показані на рисунку 1.1. По цих характеристиках видно, що кожному рівню інсоляції відповідає свій максимум потужності. Максимуму потужності відповідають струм і напруга фотоелектричного модуля. Отже, можливість одержувати від фотоелектричних модулів максимальну електричну потужність реалізується добором навантаження, відповідному до поточної інсоляції, що й забезпечує генерацію максимальної потужності. Звичайно, у якості безпосереднього навантаження масиву фотоелектричних модулів

використовується акумуляторна батарея зі своїм контролером заряду або мережний інвертор. Таким чином, ефективність використання потужності й енергії, що генерується фотоелектричними модулями, визначається властивостями контролера заряду або інвертора.

Електричні мережі можна класифікувати за наступною ознакою:

а) за розміщенням:

1) зовнішні повітряні й кабельні мережі. Під час їхнього виконання застосовуються неізолювані (голі) провідники, кабелі й шинопроводи;

2) внутрішні мережі – мережі, прокладені усередині технологічних приміщень, цехів, будинків і інших приміщень. При їхнім виконанні використовуються ізолювані провідники, кабелі, неізолювані провідники й шинопроводи;

б) за призначенням:

1) місцеві електричні мережі – це електричні мережі напругою до 35 кВ включно ділянки, що охоплюють, місцевості в 15–30 км і більш. Сюди входять розподільні електричні мережі, комунальні, фабрично-заводські й інші електромережі;

2) районні електричні мережі – мережі, до яких ставляться ізолювані одиночні лінії електропередачі, районні мережі з однієї автономною електростанцією;

3) лінії електропередачі міжсистемних зв'язків – це лінії напругою 220, 330, 400, 500 кВ і вище, для зв'язків окремих енергетичних систем;

4) живильні лінії (мережі) – це лінії, які служать для передачі енергії від джерела живлення до груп споживачів. Під джерелом живлення тут мається на увазі або електростанція, або трансформаторна підстанція.

Електроенергію по живлячих лініях підводять до розподільних пунктів більших груп споживачів.

На рисунку 1.3 представлена живляча й розподільна мережі вищої (РСВН) і нижчої (РСНН) напруги. Тут трансформаторні підстанції: ТП₁ – прохідна, ТП₂ – з відпайки, ТП₃ – тупикова.

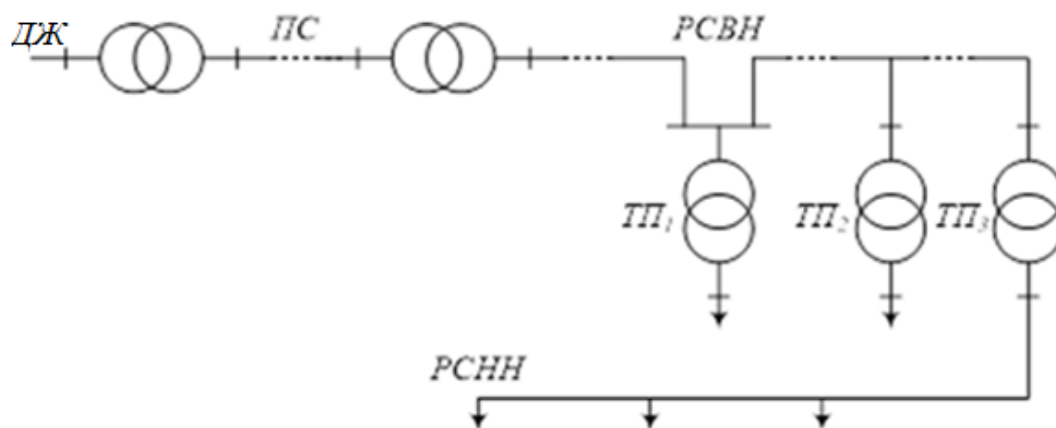


Рисунок 1.3 – Живляча й розподільна мережі вищої та нижчої напруги:

$ТП_1$ – прохідна підстанція; $ТП_2$ – підстанція на відпайці;

$ТП_3$ – тупикова підстанція

в) за видом струму:

1) електричні мережі постійного струму;

2) електричні мережі змінного струму;

г) за будовою:

1) мережа магістральна розімкнута (рис. 1.4, а, б). Така мережа складається з одиночних ліній, кожна з яких живить кілька навантажень. Окремі лінії називаються магістралями. Якщо від магістралі відходить інша магістраль (відгалуження) для живлення вилучених споживачів, то мережа називається магістральною з відгалуженням (рис. 1.4, б);

2) мережа радіальна розімкнута (рис. 1.5). Таку мережу отримують у тому випадку, якщо кожна магістраль живить одну групу споживачів (одне навантаження). Такі магістральні й радіальні нерезервовані мережі часто резервують у споживачів за допомогою автономних електростанцій або резервують по мережі низької напруги;

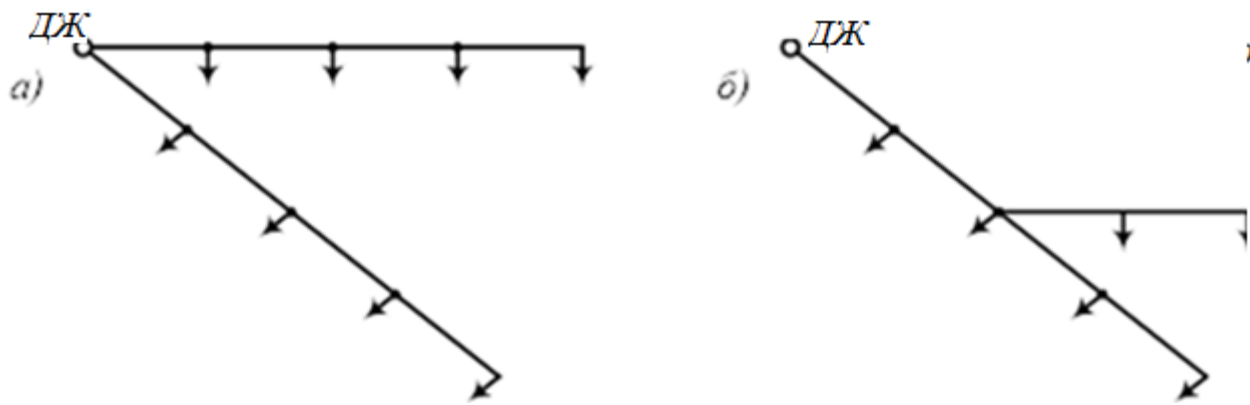


Рисунок 1.4 – Магістральна розімкнута мережа:

a – без відгалуження; *б* – з відгалуженням

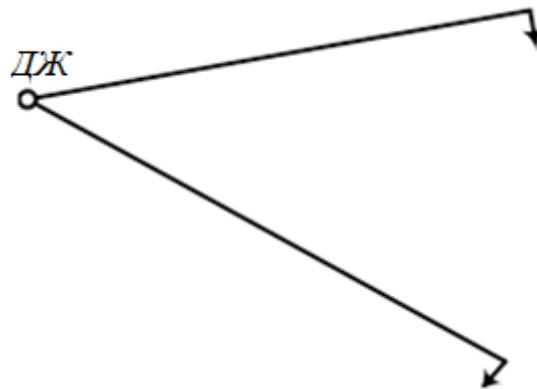


Рисунок 1.5 – Радіальна розімкнута мережа

3) мережа радіальна замкнена (рис. 1.6). Багато споживачів повинні одержувати енергію постійно, інакше може бути нанесений великий збиток, у цьому випадку мережі виконують із резервуванням, тобто до споживача прокладаються дві мережі. Причому вимикач B_2 може бути увесь час замкнута, тоді мережа називається замкненою, якщо розімкнуть, то мережа – розімкнута. Замкнена мережа навантажується більш рівномірно, але вимагає більш складної зашиті. Якщо обидві мережі прокладені на одному ряді опор, то лінія називається дволанцюговою, якщо на двох рядах опор, то – одноланцюговою здвоєною (перші економічно вигідніше, другі надійніше);

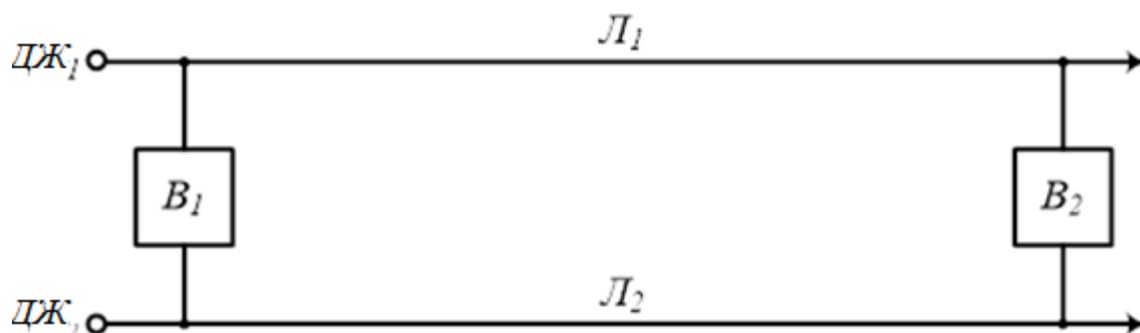


Рисунок 1.6 – Радіальна замкнена мережа

4) мережа магістральна замкнена (кільцева). Якщо трохи споживачів в одному районі повинні одержувати електроенергію безперебійно, то виконують мережу кільцевою, що утворює замкнений контур. Кільцева мережа може працювати із замкненим вимикачем, тоді мережа називається замкненої кільцевою; якщо мережа працює з розімкнутим вимикачем, те така мережа називається мережею із двостороннім живленням. Оскільки такі мережі звичайно живлять трохи споживачів, то вони напиваються ще магістральними резервованими (рис. 1.7);

5) мережа складнозамкнена (рис. 1.8). Такі мережі характеризуються наявністю вузлових точок, тобто точок, до яких енергія може підводити не менш чому по трьом напрямкам;

д) за способом заземлення нейтралі (рис. 1.9, а, б, в, г):

1) мережа із ізольованою нейтраллю;

2) мережа з компенсованою нейтраллю (мережа із дугогасною котушкою – ДГК);

3) мережа із глухо – заземленою нейтраллю;

4) мережа з нейтраллю, заземленою через реактор;

е) за напругою:

1) «Правила пристрою електроустановок» і «Правила технічної експлуатації» розглядають напругу електроустановок з погляду їх пристроїв, електричної міцності ізоляції, ізоляційних проміжків та ін. і підрозділяють на приймачі та пристрою напругою до 1000 В, напругою вище 1000 В та надвисокою напругою – вище 220 кВ;

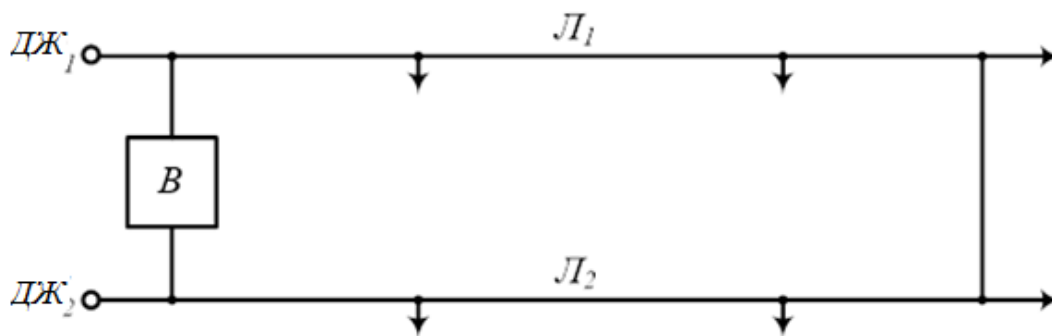


Рисунок 1.7 – Магістральна замкнена мережа

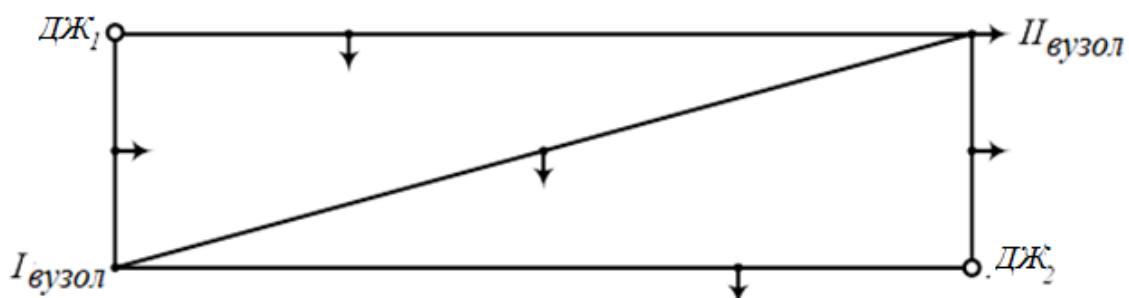


Рисунок 1.8 – Складнозамкнена мережа

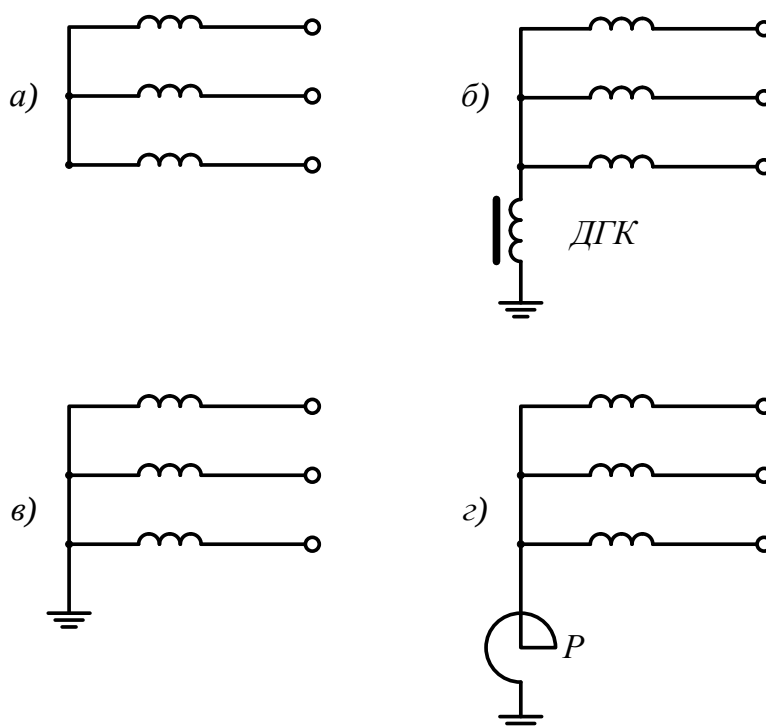


Рисунок 1.9 – Режими нейтралі в електричних мережах:

- а* – мережа із ізольованою нейтраллю; *б* – мережа з компенсованою нейтраллю;
в – мережа із глухим заземленням нейтралі;
г – мережа із заземленням через реактор

2) на трансформаторних підстанціях, де застосовуються триобмоткові трансформатори й автотрансформатори, застосовуються терміни «сторона (обмотка) низького (нижчого) напруги», «сторона середньої напруги» і «сторона високого (вищого) напруги». Ці напруги можуть бути відповідно, 6–10, 35–100, 110–500 кВ.

1.2 Структурні схеми й алгоритми керування елементами вітрових і вітро-дизельних систем електропостачання

Звичайне електропостачання населених пунктів і різних господарських об'єктів цих територій здійснюється від автономних дизельних електростанцій. Низькі техніко-економічні характеристики ДЕС, що працюють у таких умовах, визначають необхідність пошуку більш досконалих енергоустановок. Вітроелектростанції, навіть у районах з високим вітроенергетичним потенціалом, не здатні забезпечити гарантоване електропостачання споживача в силу крайньої мінливості вітру. Очевидним розв'язком проблеми є побудова автономного енергетичного комплексу із двома типами електростанцій: дизельної й вітрової. Така комбінація генеруючих установок дозволяє зменшити витрати палива й, як результат, поліпшити екологічні й можливо економічні показники гібридної електростанції.

Вітро-дизельний комплекс (ВДК) – установка, що має у своєму складі вітро-генератор і дизель-генератор. Також у складі ВДК можуть перебувати перетворювачі електроенергії, акумулятори й баластове навантаження.

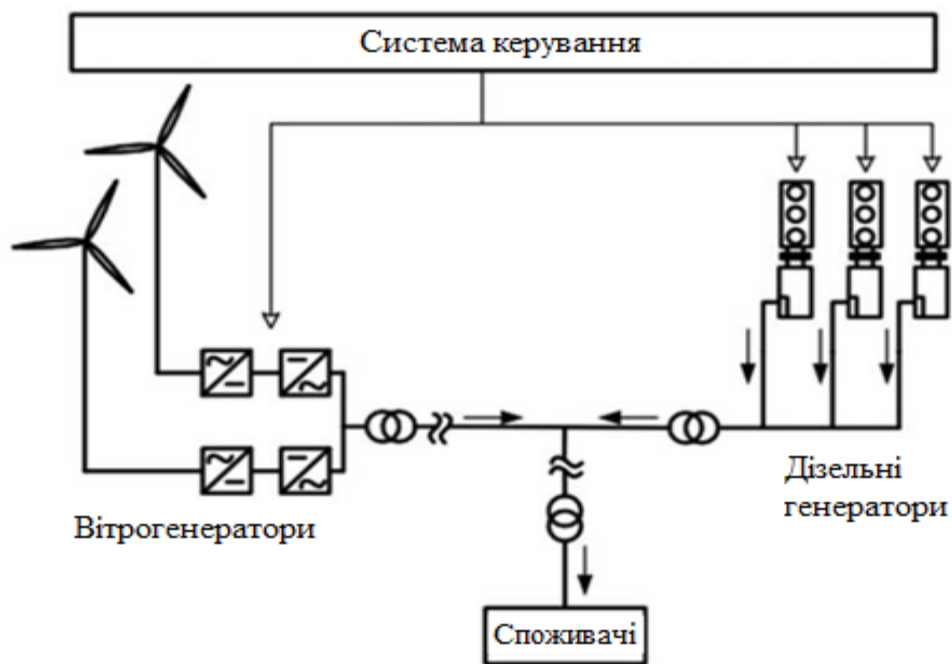


Рисунок 1.10 – Структура низькоефективного вітро-дизельного комплексу

На світовому ринку одним з лідерів в області вітро-дизельних енергокомплексів є німецький концерн «Enercon». Для поділу високих одноразових витрат спорудження вітро-дизельних комплексів за рекомендацією концерну передбачається реалізовувати у два етапи:

1. Низькоефективний ВДК, структура якого показана на рисунку 1.10. До існуючих дизель-генераторів підключається від 30 до 50 % проєктних потужностей вітроустановок. При цьому для збереження стабільності роботи системи потужність вітроустановок не повинна бути більшою за 35 % потужності дизель-генераторів. Вітрогенератори й дизель-генератори працюють паралельно. Робота вітрогенераторів на локальну дизельну електричну систему здійснюється через мережні інвертори. Цей розв'язок теоретично може заощадити до 20 % палива, споживаного дизель-генераторами.

У випадку виправдання первісних інвестицій і надійної роботи ВДК передбачається введення другої черги вітроелектростанції.

2. Високоефективний ВДК. У роботу вводяться всі запроєктовані

вітроустановки. При цьому доцільно використовувати «вітроенергетичну складову», що генерує 100–150 % необхідної потужності електроенергії. Комплекс доповнюється акумуляторними батареями й інерційними накопичувачами, у результаті чого (при достатній швидкості вітру) дизель-генератори можна вивести з роботи. Для цього дизель-генератори забезпечуються пристроями автоматичного запуску. Структура такого енергокомплексу показана на рисунку 1.11.

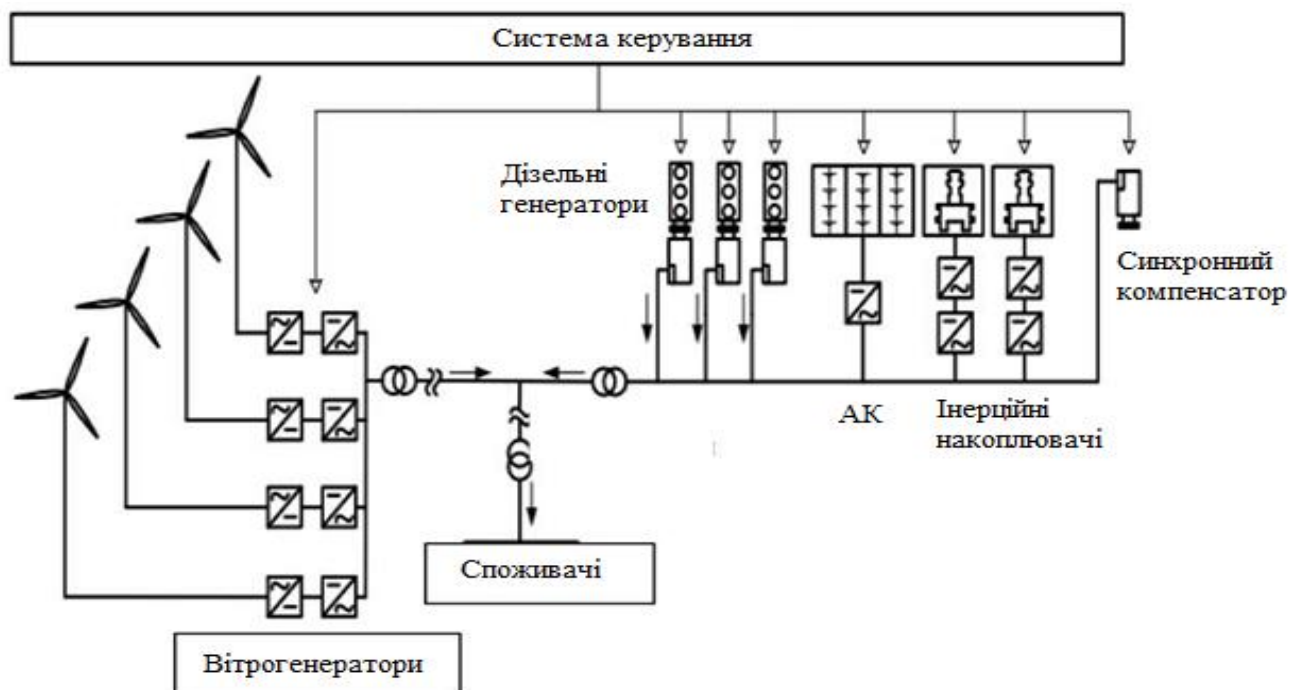


Рисунок 1.11 – Структура вискоефективного вітро-дизельного комплексу

У випадку недостатнього виробітку електроенергії вітроустановками, при розряді батарей і інерційних накопичувачів, дизель-генератори за допомогою пристроїв синхронізації автоматично вводяться в роботу. Надлишок електроенергії вітрогенераторів при недостатньому споживанні (наприклад, нічному) може скидатися в систему нагрівання води або вуличного висвітлення, що дозволить більш ефективно використовувати вітроресурси.

Вітрогенератори в розглянутому ВДК можуть працювати автономно або разом з іншими енергоджерелами: ДЕС, накопичувачі електроенергії.

Відповідно, інвертори вітрогенераторів повинні бути автономними або гібридними. Керування всіма функціями в системі здійснюється за допомогою Scada-систем у ручному або автоматичному режимі.

Переваги розглянутого ВДК: теоретична економія дизельного палива до 80 % і більш у місцях з високим вітроенергетичним вітроресурсом; короткі строки монтажу за рахунок блочно-контейнерного виконання.

У світовій практиці ВДК будуються й експлуатуються завдяки спеціальним федеральним програмам розвитку поновлюваної енергетики, у яких ставиться завдання тільки по скороченню витрати палива й нагромадженню знань у процесі експлуатації таких систем. Строки окупності установок мають другорядне значення.

При всіх перевагах, ВДК мають деякі недоліки:

- застосування складних інтелектуальних систем керування; відсутність контролерів, що серійно випускаються, для ВДК;
- обов'язкова наявність висококваліфікованого обслуговуючого персоналу; висока вартість будівництва (до 6 800 євро за 1кВт потужності);
- використання акумуляторів електроенергії великої ємності;
- вкрай великий строк окупності (до 25 років) строк, що часто перевищує, служби окремих компонентів вітро-дизельної системи.

У наслідок перелічених вище недоліків ВДК не набули поширення у світі.

На практиці високоефективні вітро-дизельні системи часто будуються з роздільною роботою вітровий і дизельної частин енергокомплексу. Спрощена структурна схема такого комплексу показана на рисунку 1.12.

На рисунку 1.12 позначені: ДЕС – дизельна електростанція; ППЕ – первинний перетворювач енергії вітру ВІЕ; ПН – перетворювач напруги; ІПБ – джерело безперебійного живлення; Н – навантаження; БН – баластове навантаження.

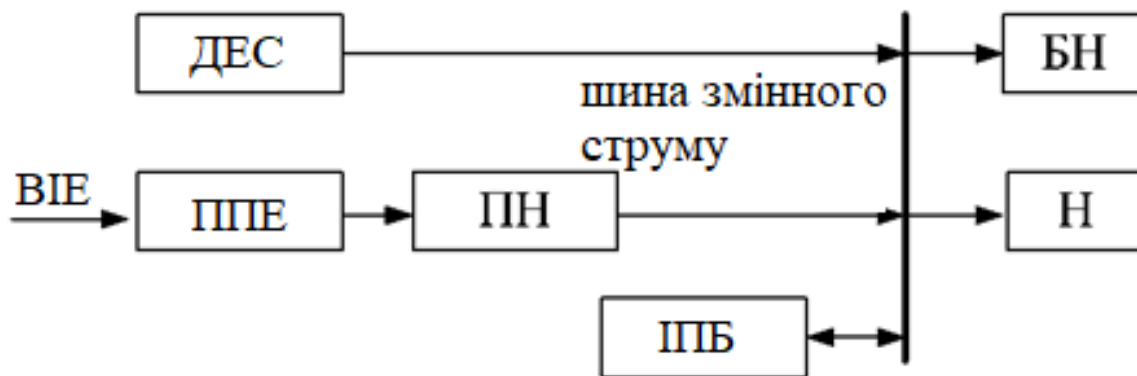


Рисунок 1.12 – Спрощена схема ВДК із роздільною роботою ПЕС і ДЕС

1.3 Напруги електричних мереж

Напруги електричних мереж вибирають відповідно до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Напруги електричних мереж

Напруга мережі (U_{nc}), кВ	Напруга споживачів ($U_{nt}=U_{nc}$), кВ	Напруга генераторів ($U_{n2}=1,05 \cdot U_{nc}$), кВ	Напруга трансформаторів, кВ			
			Напруга первинних обмоток		Напруга вторинних обмоток	
			Понижувальних ($U'_{n1}=U_{nc}$)	Підвищувальних ($U'_{n1}=U_{n2}$)	Усіх, крім споживчих ($U_{n2}=1,1 \cdot U_{nc}$)	Споживчих ($U_{n2}=1,05 \cdot U_{nc}$)
1	2	3	4	5	6	7
0,127	0,127	0,133	0,127	0,133	—	0,133
0,22	0,22	0,23	0,22	0,32	—	0,23
0,38	0,38	0,4	0,38	0,4	—	0,4
0,5	0,5	0,525	0,5	0,525	—	0,525
0,66	0,66	0,69	0,66	0,69	—	0,69
3	3	3,15	3	3,15	3,3	3,15
6	6	6,3	6	6,3	6,6	6,3

Продовження Таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7
10	10	10,5	10	10,5	11	10,5
20	—	13,8	20	13,8	22	—
35	—	—	35	15,75	38,5	—
110	—	—	110	—	121	—
150	—	—	150	—	165	—
220	—	—	220	—	242	—
330	—	—	330	—	363	—
400	—	—	400	—	420	—
500	—	—	500	—	525	—

Номінальною напругою приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів називається напруга, на яку вони розраховані для нормальної роботи й при якому дають найбільший економічний ефект. Номінальна напруга вказується в паспорті на лінію, апарат або машину.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою приймачів електроенергії, які від неї живляться.

Приймачі електроенергії залежно від місця їх підключення до мережі одержують напругу з деяким відхиленням від номінального через наявність спадання напруги в провідниках мережі. Для того щоб споживачі електроенергії мали напруги, близьке до номінального на всьому протязі лінії, у джерела живлення підтримують напруга вище, а наприкінці — нижче номінального (рис. 1.13).

Номінальна напруга генераторів. Припустимі відхилення напруги залежать від характеру електроприймачів. Найбільшою припустимою завбільшки нормальному режимі ухвалюється відхилення $\pm 5\%$. Тому на номінальну напругу генераторів прийнята напруга на 5% вище номінального.

Номінальна напруга трансформаторів. На відміну від генераторів

номінальні напруги вторинних і первинних обмоток трансформаторів ухвалюються залежно від їхнього місця розташування в мережі. Номінальна напруга трансформаторів визначається при холостому ході. На рисунку 1.13 представлена схема мережі й діаграми напруги без використання відгалужень (діаграма а) і з використанням відгалужень обмоток трансформаторів (діаграма б). На схемі прийняті наступні позначення: Γ – генератор, T_1 – підвищувальний і T_2 – понижувальний трансформатори, L_1 і L_2 – лінії електропередачі.

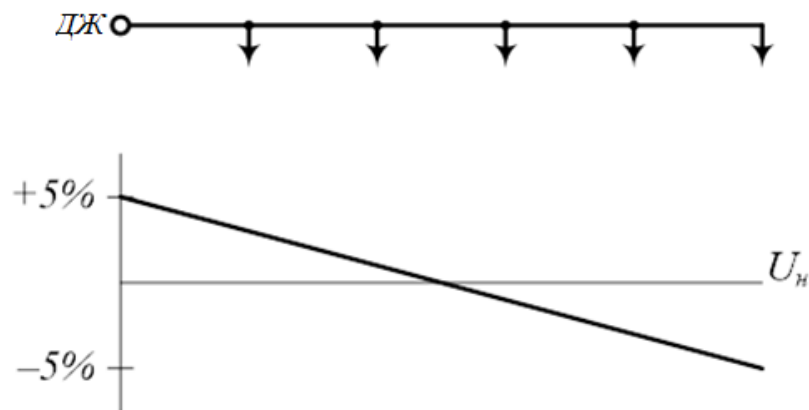


Рисунок 1.13 – Розподіл напруги уздовж лінії

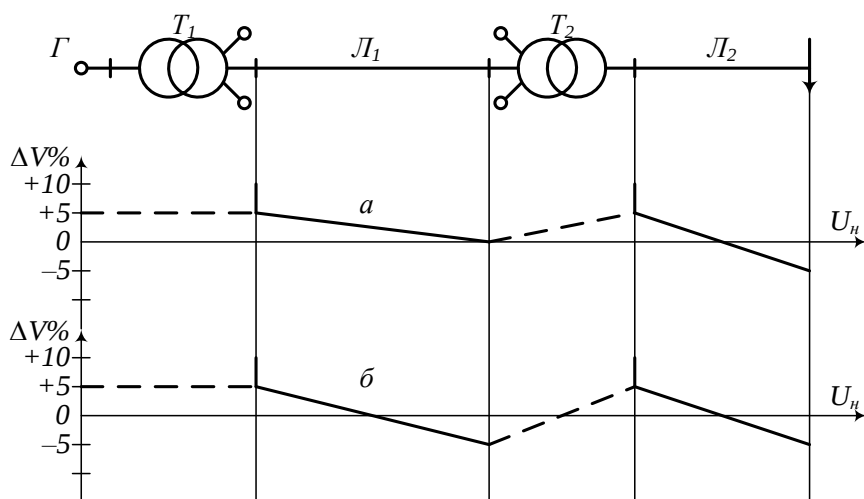


Рисунок 1.14 – Схема мережі із трансформаторами й діаграми розподілу напруги в мережі:

a – без використання відгалужень трансформаторів;

б – з використанням відгалужень трансформаторів

Вторинні обмотки трансформаторів T_1 і T_2 є генеруючими обмотками.

Їхня напруга при навантаженні трансформаторів повинна бути вища за

номінальну напругу лінії на +5 %. Оскільки трансформатор створює опір, на якому при навантаженні виникає втрата напруги (приблизно 5 %), напруга вторинної обмотки при холостому ході на 10 % вище за номінальну. Враховуючи зазначене, у стандарті прийняті такі номінальні напруги вторинних обмоток трансформаторів: 3,3; 6,6 кВ і т. д. Виняток становлять понижувальні трансформатори, для яких прийняті номінальні напруги вторинних обмоток, що на 5 % перевищують номінальні значення напруги мережі: 3,15; 6,3 кВ і т. д.

Первинні обмотки трансформаторів, що є приймачами електроенергії, мають номінальні напруги, рівні номінальній напрузі мережі, тобто 3; 6 кВ і т. д. Для первинних обмоток трансформаторів, приєднаних безпосередньо до збірних шин станції або підстанції, у стандарті передбачаються напруги на 5 % вище номінальної напруги мережі: 3,15; 6,3 кВ і т. д.

Для того щоб більш точно підбирати коефіцієнт трансформації трансформаторів при експлуатації відповідно до рівня напруги мережі, обмотки вищих напруг підвищувальних і понижувальних трансформаторів виконуються з відгалуженням в обидва боки від номінальної напруги.

На первинних обмотках понижувальних трансформаторів виконуються по два відгалуження: +5 і -5 %, або по чотири відгалуження: +5, +2,5, -2,5, -5%. Основне відгалуження відповідає номінальній напрузі мережі, коефіцієнт трансформації трансформаторів вибирається таким чином, що на виході трансформатора при його холостому ході з'являється номінальна напруга вторинної обмотки, якщо до основного відгалуження первинної обмотки або до будь-якого відгалуження буде підведено відповідне йому напруга. Наприклад, основне відгалуження понижувального трансформатора 10 кВ. Якщо до відгалуження +5 % підвести напруга 10,5 кВ (або до відгалуження -5 % підвести напруга 9,5 кВ), то на виході буде напруга 0,4 кВ.

На вторинних обмотках основного відгалуження підвищувальних трансформаторів при холостому ході напруга на 10% вище номінальної напруги мережі (6,6; 11,1; 38,5 кВ і т. д.), а напруги відгалужень відповідно

вище й нижче напруги основного відгалуження.

У таблиці 1.2 наведені напруги відгалужень обмоток вищої напруги двотрансформаторних понижувальних, а в таблиці 1.3 – підвищувальних трансформаторів.

Таблиця 1.2 – Напруги відгалуження обмоток вищої напруги понижувальних трансформаторів

Відгалуження, %	Напруга обмоток, кВ	
+5	10,5	36,750
+2,5	–	35,875
0	10	35
-2,5	–	34,125
-5	9,5	33,250

Таблиця 1.3 – Напруги відгалуження обмоток вищої напруги підвищувальних трансформаторів

Відгалуження, %	Напруга обмоток, кВ	
+5	40,400	10,15
+2,5	39,450	–
0	38,500	10,1
-2,5	37,550	–
-5	36,600	10,5

Ступенева зміна напруги, одержувана при перемиканнях відгалуження, заснована на наступних відомих положеннях. Коефіцієнт трансформації трансформаторів K_m дорівнює відношенню числа витків обмотки вищої напруги до витків обмотки нижчої напруги:

$$K_m = \frac{W_2}{W_1} \approx \frac{U_2}{U_1}.$$

Якщо врахувати, що первинна напруга незмінна, то збільшення числа витків вторинної обмотки (підвищувальні трансформатори) приводить до збільшення коефіцієнта трансформації, тобто до збільшення вторинної е.р.с. і напруги на виході трансформатора й, навпаки, зменшення числа витків вторинної обмотки приводить до зменшення напруги на виході трансформатора. Збільшення числа витків первинної обмотки (понижувальні трансформатори) приводить до зменшення коефіцієнта трансформації трансформатора, тобто до зменшення вторинної е.р.с. і напруги на виході трансформатора. Зменшення числа витків первинної обмотки приводить до збільшення напруги на виході трансформатора.

До такого самого висновку можна прийти й при аналізі відомих залежностей для е.р.с.

$$U_1 \approx E_1 = c \cdot f \cdot W_1 \cdot \Phi_m = const;$$

$$E_2 = c \cdot f \cdot W_2 \cdot \Phi_m,$$

де E_1, E_2 – е.р.с. первинної й вторинної обмоток;

f – частота струму;

W_1, W_2 – число витків первинної а вторинної обмоток;

Φ_m – магнітний потік трансформатора;

c – постійне число.

2 РОЗРАХУНКИ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Основні поняття про розрахунки електричних мереж з автономними джерелами енергії

Електричні мережі повинні задовольняти:

- а) надійності електропостачання;
- б) високій якості електропостачання споживачів;
- в) зручності й безпеки в експлуатації;
- г) економічності спорудження й експлуатації мережі;
- д) можливості подальшого розвитку мережі без корінної її перебудови.

Вимоги до надійності електропостачання забезпечуються вибором схеми мережі, надійністю окремих елементів мережі і її використанням в цілому.

Висока якість електроенергії для електричної мережі полягає в підтримці в заданих межах частоти й напруги споживачів, тобто електрична мережа не повинна знижувати якість електроенергії, вироблюваної на електростанціях.

Зручність і безпека в експлуатації забезпечується виконанням усіх норм проєктування мереж, зазначених в «Правилах пристрою електроустановок», «Правилах техніки безпеки», «Правилах технічної експлуатації» і інших провідних вказівках.

Економічність мережі забезпечується застосуванням новітніх досягнень у розвитку науки й техніки, нових засобів експлуатації, а також найбільш повним використанням автоматизації.

Вимога до електричних мереж у забезпеченні можливості їх подальшого розвитку без корінної перебудови досягається тим, що проєктування мереж повинне вестися для перспективного навантаження, очікуваного через 10 років.

Усі перелічені вимоги суперечливі. Зокрема, висока надійність суперечить високій економічності і т. д. Тому вимоги до мережі пред'являються залежно від характеру споживачів і їх категорії.

Відносно забезпечення надійності електропостачання електроприймачі

розділяються на наступні три категорії (ПУЕ 1-2-27).

До першої категорії належать споживачі, порушення електропостачання яких може викликати:

- небезпека для життя людей;
- розлад складного технологічного процесу;
- значний збиток народному господарству;
- масовий брак продукції;
- ушкодження встаткування.

Електроприймачі першої категорії забезпечуються електроенергією від двох незалежних джерел, і перерва їх електропостачання допускається лише на час автоматичного введення резервного живлення. Електричні мережі, що живлять споживачів першої категорії, виконуються резервованими. У якості резервного джерела можуть покористуватися пересувні електростанції або акумуляторні батареї.

До другої категорії належать споживачі, порушення електропостачання яких може викликати:

- масові недоліки продукції;
- простій робітників;
- простій механізмів і транспорту;
- порушення нормальної діяльності значної кількості міських жителів.

Електроприймачі другої категорії допускають:

- перерви в електропостачанні на час включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади;
- живлення по нерезервованій повітряній лінії електропередачі при напрузі 6 кВ і вище;
- живлення по одній кабельній лінії, розщепленої не менш чому на два кабелі, приєднаних через самостійні роз'єднувачі.

До третьої категорії належать невідповідальні споживачі:

- невеликі селища;

- допоміжні цехи;
- електроприймачі цехів несерійного виробництва і т. п.

Для електроприймачів третьої категорії допускається перерва в електропостачанні до однієї доби на час, необхідної для ремонту або заміни ушкодженого елемента системи електропостачання.

Для забезпечення зазначених вимог при проектуванні електричних мереж проводять такі види техніко-економічних розрахунків:

- економічні розрахунки;
- розрахунки нагрівання проводів і кабелів;
- розрахунки втрат і відхилень напруги;
- механічні розрахунки;
- додаткові розрахунки.

Види розрахунків не можна змішувати з більшою різноманітністю методів і способів розрахунків електричних мереж.

Відмінною рисою видів розрахунків від методів і способів є те, що при розрахунках будь-якої як завгодно простій або складної електричної мережі необхідно аналізувати можливість застосування всіх зазначених видів розрахунків.

Розрахунки нагрівання проводів і кабелів (теплові розрахунки)

Завданням розрахунків є визначення величини струму, припустимого для даного перетину провідника або кабелю при даних температурних умовах або, навпаки, вибір перетину провідника або кабелю для заданих величин струму й температурних умов. Такі розрахунки необхідні, тому що попереджають перегрів, небезпечний для струмоведучих жил проводів і кабелів і їх ізоляції.

Розрахунки втрат і відхилень напруги

Завданням розрахунків є визначення втрати й відхилення напруги для заданих параметрів мережі або визначення параметрів мережі, при яких втрати

й відхилення напруги в мережі не будуть перевищувати припустимих значень. Це необхідно для забезпечення споживачів електроенергією необхідної якості, тобто відхилення напруги споживачів не повинні перевищувати припустимих по нормах.

2.2 Схеми заміщення, опору та провідності ліній

При передачі електричної енергії по проводах відбуваються необоротні процеси, у результаті деяка її кількість неминуча губиться в елементах електричної мережі. Відбувається перетворення електричної енергії в теплову в розподіленому активному опорі. Під дією змінного електромагнітного поля виникає реакція самоіндукції, тому що лінії властиво реактивний (індуктивний) опір. Між проводами лінії існує електричне поле, отже, між проводами лінії існує ємність. Електрична ємність існує також і між проводами й землею. Витік енергії відбувається через коронування й недосконаlostі ізоляції. Таким чином, лінія електропередачі має реактивну і активну провідність.

Точний облік всіх опорів та провідностей (частота 50 Гц) переданої енергії ведеться тільки при розрахунках ліній електропередачі великої довжини, напругою 220 кВ і вище, головним чином у процесі аналізу роботи існуючих ліній. При проєктуванні ліній районних електричних мереж і тим більше місцевих електричних мереж обмежуються спрощеними методами розрахунків, розглядаючи лінію як елемент мережі із зосередженими параметрами.

Розрахунки проводять на основі спрощених схем заміщення ліній, виконуваних для однієї фази:

1. П-подібна схема заміщення (рис. 2.1) – для розрахунків ліній електропередачі й районних електричних мереж. Схема заміщення складається з послідовно з'єднаних активного й реактивного (індуктивного) опорів лінії (r і x), паралельно підключених на початку й кінці лінії, активних і реактивних провідностей (G і B).

2. Послідовна схема заміщення (рис. 2.2) – для розрахунків місцевих електричних мереж. Схема заміщення складається з послідовно з'єднаних активного і реактивного (індуктивного) опорів лінії (r і x).

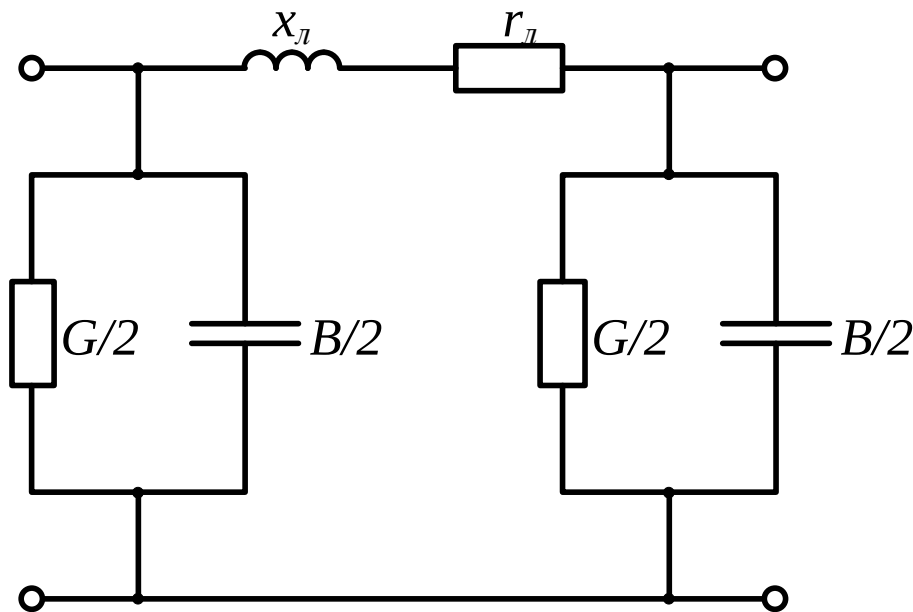


Рисунок 2.1 – Π -подібна схема заміщення лінії

Розглянемо параметри r , x , G і B заміщення, що входять у схеми ліній. Активний опір лінії (r) – це опір провідників змінному струму. Активний опір трохи більше омичного опору (опору провідників постійному струму) за рахунок поверхневого ефекту й ефекту близькості. Як відомо, так званий поверхневий ефект виникає від змінного магнітного поля усередині провідника, що приводить до нерівномірного розподілу струму по перетину, а також до витиснення струму від центру до периферії. Ефект близькості виникає через вплив магнітних полів сусідніх близько розташованих проводів інших фаз, він особливо позначається при великих перетинах струмопроводів та великих струмах. Ці впливи змінного електромагнітного поля приводять до зменшення використання перетину провідника. Для проводів з кольорових металів при частоті змінного струму 50 Гц різниця в опорах активного й омичного мала й навіть при перетинах проводів в 300 – 500 мм² досягає не більш 2 – 5 %.

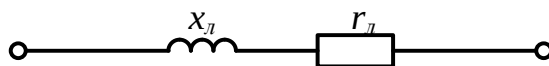


Рисунок 2.2 – Послідовна схема заміщення лінії

Дійсні перетини проводів у більшості випадків відрізняються від номінальних. Розрахунок мереж ведеться за номінальними перетинами.

На величину опору на кілометр довжини впливає скрутка багатодровових проводів і жив кабелів, що забезпечує подовження кожного дроту на 2–3 %. Таким чином, розрахункові питомі опори (ρ) або розрахункові питомі провідності (γ) проводів і кабелів трохи відрізняються від установлених стандартів (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Розрахункові опори і провідності

Матеріал провідника	Питомі опори і провідності			
	За ДСТУ		Розрахункові	
	ρ , Ом·мм ² /км	γ , м/Ом·мм ²	ρ , Ом·мм ² /км	γ , м/Ом·мм ²
Мідь	17,9 – 18,2	55 – 55,9	18,8	53
Мідь відпалена	17,54	57	18,8	53
Алюміній	29,5	33,9	31,5	32

Активний опір провідника або кабелю довжиною кілометр визначається, як $r = r_0 \cdot l$ Ом, де r_0 – активний опір на кілометр довжини лінії, яке при практичних розрахунках визначається за таблицею 2.1

Активний опір на кілометр довжини для провідників з кольорових металів можна також визначати за відомою формулою:

$$r_0 = \frac{1}{\gamma \cdot F} \cdot 10^3 \text{ Ом/км},$$

де F – перетин провідника або кабелю, мм^2 .

Активний опір сталевих проводів значно більше омичного через внутрішні магнітні потоки, які підсилюють поверхневий ефект. При цьому виникають додаткові втрати, пов'язані з перемагнічуванням і вихровими струмами. Цей опір не постійний, а залежить від щільності струму. Така залежність представлена на діаграмі рисунка 2.3. З неї зрозуміло, що застосовувати однодротові провідники великого перетину не вигідно, тому що їхній активний опір при щільності струму $0,5 \text{ А/мм}^2$ зростає більше ніж удвічі в порівнянні з омичним.

Активний опір на кілометр довжини сталевго провідника можна представити у вигляді двох складових:

$$r_0 = r_{0.\text{пост}} + r_{0.\text{доб}},$$

де $r_{0.\text{пост}}$ – опір провідника постійного струму;

$r_{0.\text{доб}}$ – додатковий опір, що залежить від величини магнітного потоку усередині провідника.

Активний опір проводів зі сталі залежить також від хімічного складу сталі й конструкції провідників. При розрахунках користуються даними заводів–виготовлювачів, які приводяться в таблицях.

Реактивний (індуктивний) опір лінії x обумовлене змінним магнітним полем, що виникають навколо проводів лінії зі змінним струмом. Воно тим більше, чим більше відстань між проводами D і чим менше діаметр проводів d .

Відомо, що індуктивний опір фази на кілометр трифазній лінії для будь-якого розташування проводів з будь-якого металу виражається формулою

$$x_0 = \omega \cdot \left(4,6 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{п}}} + 0,5 \cdot \mu \right) \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км},$$

де $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}$ – відстань між осями проводів;

r_n – радіус провідника по стандарту;

μ – відносна магнітна проникність матеріалу провідника.

Для проводів з кольорових металів змінного струму частотою 50 Гц формула має такий вигляд:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_n} + 0,016 \text{ Ом/км.}$$

Відстань між проводами залежить від напруги між ними й від конструкції опор. Якщо невідомо дійсна відстань між проводами, то при електричних розрахунках можна ухвалювати середні величини відповідно до таблиці 2.2.

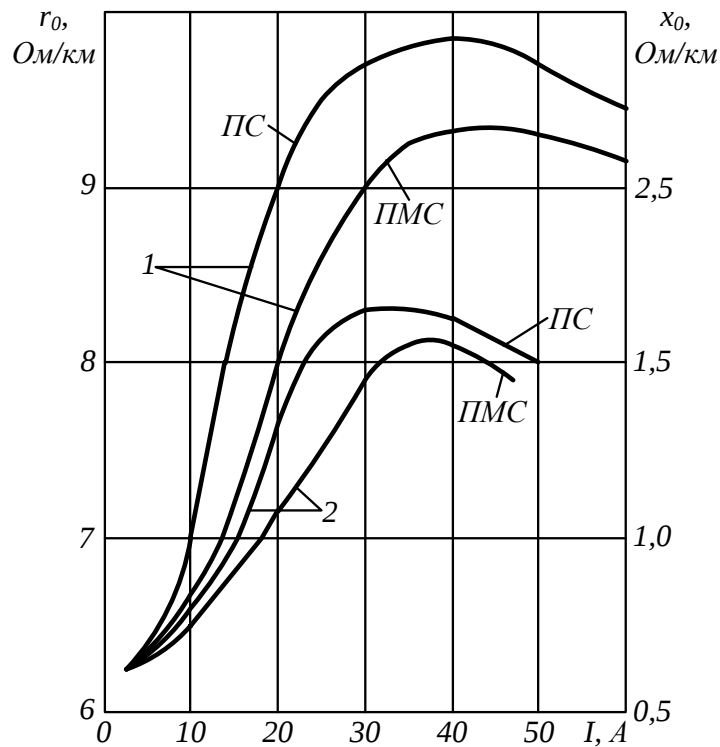


Рисунок 2.3 – Залежність індуктивного (1) і активного (2) опорів сталевих проводів від струму

Таблиця 2.2 – Залежність відстані між проводами лінії від напруги

Номінальна напруга, кВ	Відстань між проводами лінії, D _{ср} , м
До 1	0,4–0,6
6 і 10	1,2–1,5
35	2,6–3,0
110	4,0–4,5

Практично при розрахунках користуються таблицями, у яких наведені значення індуктивного опору для кілометра повітряної лінії. Тоді

$$x = x_0 \cdot l$$

Індуктивний опір кабельної лінії значно менше, чим повітряної лінії, тому що відстань між проводами кабелю значно менше. Однак зі збільшенням напруги воно росте, оскільки товщає ізоляція кабелю.

Індуктивний опір кабелю визначити складно, тому що він залежить від конструкції кабелю. У зв'язку із цим при розрахунках користуються готовими заводськими даними. Ці значення також приводяться в таблицях для різних кабелів.

З формули для індуктивного опору випливає, що $x_0 = f\left(\lg \frac{D_{cp}}{r_n}\right)$, одержує логарифмічну залежність. Отже, як від зміни перетину провідників, так і від зміни відстані між проводами індуктивний опір змінюється незначно. Однак при високих напругах 400–500 кВ, коли відстані між проводами виконуються порядку десяти й більш метрів, індуктивний опір лінії великий. Для зменшення індуктивного опору застосовують так зване «розщеплення» проводів фази, що полягає в тому, що в кожній фазі підвішується кілька проводів, рознесених друг від друга на певну відстань (рис. 2.4). Індуктивний опір таких проводів

визначається по тій самій формулі, що й для нерозщеплених проводів, а замість r_{Π} підставляється радіус еквівалентного провідника:

$$r_e = \sqrt[n]{r_{\Pi} \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}},$$

де r_{Π} – дійсний радіус одного провідника;

n – кількість проводів у фазі;

$a_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між проводами однієї фази.

Розщеплення проводів еквівалентне значному збільшенню діаметра провідника й тому приводить до істотного зниження індуктивного опору лінії (рис. 2.4).

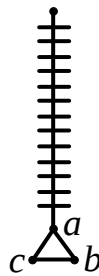


Рисунок 2.4 – Розщеплення проводів у фазі

Індуктивний опір сталевих проводів, так само як і активний, набагато більший, ніж для лінії із проводами з кольорового металу.

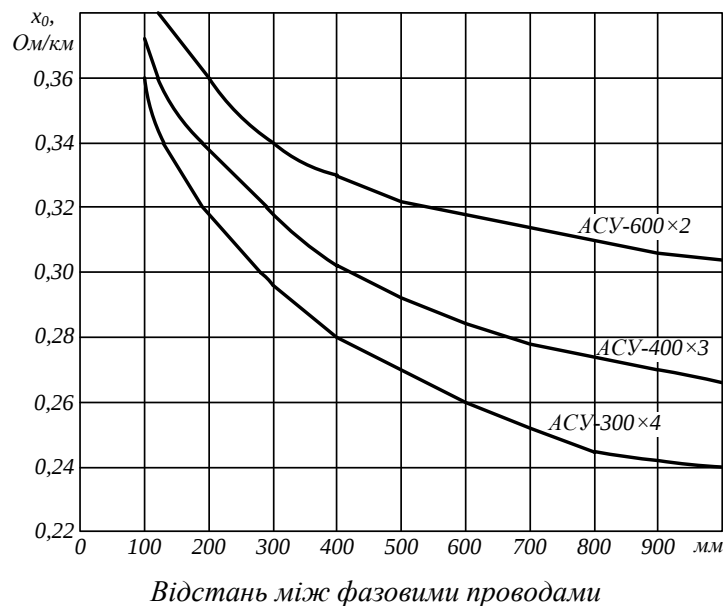


Рисунок 2.5 – Зменшення індуктивного опору проводів повітряних ліній при розщепленні проводів

Це пояснюється значною величиною магнітної проникності сталі μ , а також залежністю μ від струму, тобто від напруженості магнітного поля.

Формулу для індуктивного опору провідника на кілометр довжини можна записати так:

$$x_0 = 4,6 \cdot \omega \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{п}}} \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot \mu \cdot \omega \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км}$$

або

$$x_0 = x_0' + x_0'',$$

Де x_0' – зовнішній індуктивний опір, обумовлене впливом зовнішнього магнітного поля; x_0' для сталевих і мідних проводів приблизно збігається;

x_0'' – внутрішній індуктивний опір, обумовлене впливом внутрішнього магнітного поля;

x_0'' – залежить від струму в проведенні.

Залежність x_0'' складна, і на практиці для її визначення користуються експериментальними даними.

Активна провідність лінії (G) обумовлена тим, що у високовольтних мережах, крім втрат енергії на нагрівання проводів, є втрати енергії й активної потужності в діелектриках, тобто втрати, обумовлені недосконалістю ізоляції, і втрати, викликані іонізацією повітря (явище «корони»). У кабельних лініях є активні втрати в ізоляції кабелю.

Явище «корони» полягає в тому, що якщо напруженість електричного поля (при високій прикладеній напрузі) перевищує електричну міцність повітря, яка дорівнює 21,2 кВ/см, то навколо проводів виникає іонізація повітря. Явище «корони» пов'язане із втратами активної потужності.

Напруга, при якій виникає «корона», називається критичним напруженням ($U_{\text{кр}}$). Вона залежить від стану поверхні провідника, стану погоди, тиску й температури повітря, а також від відстані між проводами й від радіуса проводів.

Приблизно критичне напруження можна визначати:

$$U_{кр} = (65 \div 70) \cdot r_{п} \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_{п}}.$$

Явище «корони» збільшує втрати електроенергії, корозію проводів, перешкоди в лініях зв'язку, радіоперешкоди тощо.

Для зменшення втрат на «корону», як видно, необхідно збільшувати радіуси проводів. Тому на ЛЕП при напругах 110–220 кВ застосовують сталевалюмінієві провідники, а при напругах 400–500 кВ – розщеплені провідники.

Втрати на «корону» ураховуються при розрахунках протяжних ЛЕП високих напруг. Тоді провідність лінії визначиться, як

$$G = g_0 \cdot l \text{ 1/Ом,}$$

де $g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U^2}$ – активна провідність одного кілометра довжини лінії;

$\Delta P_{кор}$ – втрати потужності на «корону» для повітряної ЛЕП.

Для кабельної лінії

$$g_0 = \frac{\Delta P_{д}}{U^2},$$

де $\Delta P_{д}$ – втрати потужності в ізоляції на витік і абсорбцію пропорційні тангенсу кута втрат $\tan \phi$.

Враховувати ці втрати ($\Delta P_{д}$) рекомендується тільки при розрахунках кабельних мереж напругою 35 кВ і вище.

При проектуванні ліній напругою 110 кВ зменшення втрат на корону досягається шляхом застосування перетинів проводів не менше за ті, які наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Використання проводів

Номинальна напруга, кВ	Діаметр провідника мінімальний, мм	Перетин провідника мінімальний, мм ²
110	9,9	77
150	13,9	150
220	21,5	360

При використанні проводів з перетином більше ніж ті, які наведені в таблиці 2.3 для ліній 110 кВ, у схемі заміщення активною провідністю можна зневажити.

Реактивна (ємнісна) провідність (В) ліній електричних мереж визначається ємністю між проводами й між проводами й землею (рис. 2.6).

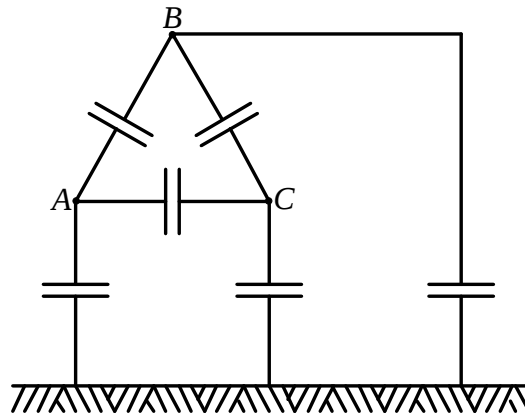


Рисунок 2.6 – Схема реактивної ємнісної провідності ліній

При розрахунках повітряних ліній визначають ємність між проводами фаз, припускаючи наявність повного циклу транспозиції проводів і не враховуючи впливу землі. Помилки, одержувані в результаті цих допущень, не перевершують 5 %, що цілком прийняте.

Ємність одного кілометра повітряної лінії трифазного змінного струму визначається за формулою

$$C_0 = \frac{0,02415}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{п}}}} \cdot 10^{-6} \text{ Ф/км.}$$

Реактивна (ємнісна) провідність одного кілометра фази лінії при частоті 50 Гц рівна

$$b_0 = \omega \cdot C_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{п}}}} \cdot 10^{-6} \text{ 1/Ом} \cdot \text{км.}$$

Для ліній із розщепленими проводами фази реактивна провідність знаходиться по цієї ж формулою, а замість $r_{\text{п}}$ вводиться еквівалентний радіус

$$r_e = \frac{a_{cp}}{2 \cdot \sin \frac{180^\circ}{n}} \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r_n}{a_{cp}} \cdot 2 \cdot \sin \frac{180^\circ}{n}}.$$

При практичних розрахунках реактивну (ємнісну) провідність повітряних ліній знаходять із таблиць.

Ємнісна провідність кабелів залежить від їхньої конструкції й береться за даними заводів-виготовлювачів.

Реактивна провідність лінії обумовлює протікання по лінії ємнісного (зарядного) струму, що випереджає відповідні фази напруг на 90° . Ємнісні струми проходять по лінії й при холостому ході, тобто коли лінія не несе навантаження. При незмінній величині напруги уздовж лінії ємнісний струм на її початку дорівнює

$$I_c = U \cdot b_0 \cdot l.$$

Реактивна (зарядна) потужність, обумовлена ємністю лінії, складе

$$a_c = U^2 \cdot b_0 \cdot l.$$

Як видно з формул, величина зарядного струму (зарядної потужності) залежить від напруги, ємності й довжини лінії.

Робочі струми в місцевих електричних мережах звичайно великі, а мережі мають порівняно низькі напруги, тому для повітряних і кабельних мереж місцевого значення ємнісними струмами часто зневажають.

У районних мережах, що мають більшу довжину й більш високу напругу, ємнісні струми великі і їх ураховують при проєктуванні й в експлуатації.

В електричних розподільних мережах напругою 6, 10 кВ довжина кабельних ліній іноді досягає десятків кілометрів. У таких мережах зарядні струми великі.

Зарядна потужність впливає на роботу всієї системи електропостачання, якщо ця система живиться від джерел обмеженої потужності. Цей шкідливий вплив виражається в перевантаженні генераторів зарядною потужністю, яка розмагнічує й приводить у режим нестійкої роботи генератори станцій. Крім

того, ця потужність приводить до перенапруг у системі, особливо при роботі на ненавантажену мережу.

Для компенсації зарядної потужності існує ряд способів. У потужних системах районних електричних мереж такими компенсаторами є синхронні компенсатори, що працюють у недозбудженому режимі. У системах електропостачання малої потужності застосовують різні компенсатори, що представляють собою регульовані індуктивності (зварювальні трансформатори при включенні на напругу 0,38 кВ або заземлюючі однофазні реактори типу ЗРОМ при включенні на напругу 6, 10 кВ).

Сутність компенсації при цьому полягає в тому, що синхронні компенсатори генерують у систему реактивну (індуктивну) потужність, або, що те ж саме, споживають реактивну (ємнісну) потужність, що генерується системою.

Залежно від довжини кабельних ліній, а також від номінальної напруги мережі зарядна потужність систем електропостачання коливається в широких межах. Тому компенсатори, виконані у вигляді індуктивностей, забезпечуються пристроями для регулювання величини індуктивностей. Синхронні компенсатори регулюються за допомогою зміни струму збудження.

2.3 Трансформатори в електричних мережах і їх схеми заміщення

Електроенергія, вироблювана генераторами на електростанціях, передається до споживачів через електричну мережу на генераторній напрузі, або при більш високій напрузі залежно від відстані до споживача й величини переданої потужності. І в тому, і в іншому випадку електроенергія повинна трансформуватися з однієї напруги на іншу (рис. 2.7).

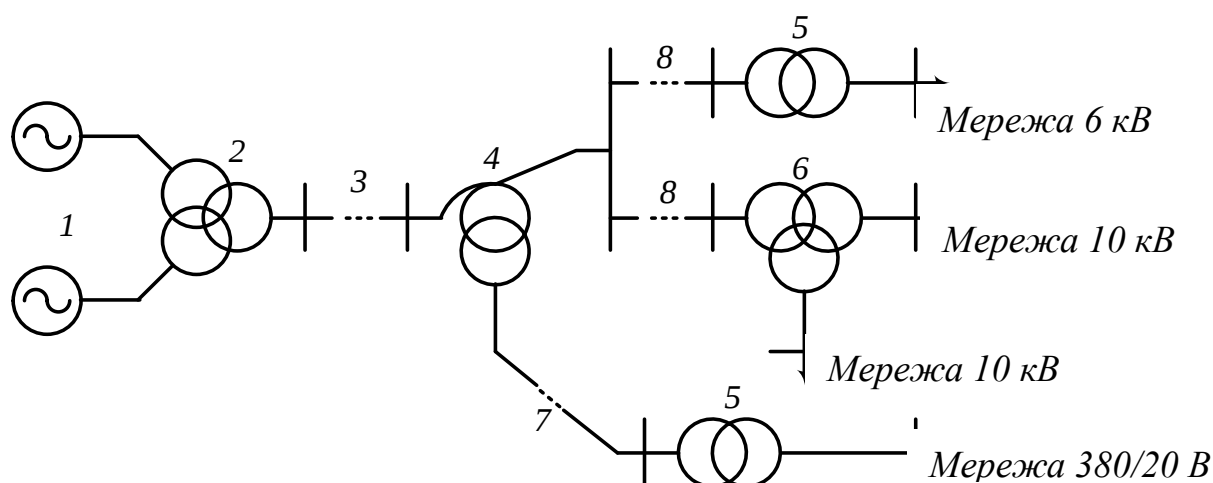


Рисунок 2.7 – Трансформатори в електричних мережах:

1 – генератори; 2 – підвищувальний триобмотковий трансформатор;
 3 – ЛЕП-220 кВ; 4 – автотрансформатор 220/110/35 кВ; 5 – понижувальні
 трансформатори; 6 – триобмотковий понижувальний трансформатор;
 7 і 8 – ЛЕП-35 і 110 кВ

Таким чином, каналами, що ведуть електроенергію від генераторів електростанції до споживачів, є не тільки повітряні та кабельні лінії, що володіють опорами й провідностями, але й підвищувальні та понижувальні трансформатори, які також мають свої опори й провідності.

У сучасних мережах застосовуються переважно трифазні трансформатори. Для більших потужностей і напруг застосовуються також однофазні трансформатори, що з'єднуються в трифазні групи.

Останнім часом нарівні із трансформаторами знаходять широке застосування автотрансформатори, головним чином напругою 220/127 кВ і вище. У порівнянні із трансформаторами, автотрансформатори при тій же потужності мають значно менші габарити, вагу й втрати потужності енергії.

По числу обмоток трансформатори бувають двообмоткові й триобмоткові; останні дозволяють робити перетворення електроенергії однієї напруги відразу на дві напруги різної величини.

У розрахунках електричних мереж з урахуванням трансформаторів звичайно ухвалюють спрощені схеми заміщення трансформаторів.

В електропередачах і районних електричних мережах ухвалюється Γ – подібна схема заміщення трансформатора (рис. 2.8), у якій:

- r_m – активний опір трансформатора;
- x_m – реактивний (індуктивний) опір трансформатора;
- G_m – активна провідність трансформатора;
- B_m – реактивна (індуктивна) провідність трансформатора.

Зручність застосування для трансформаторів Γ –подібної схеми заміщення в порівнянні з більш точної T –подібної, відомої з курсу електротехніки, полягає в тому, що в практичних розрахунках електричних мереж доводиться оперувати не співвідношенням чисел витків обмоток трансформатора, а його коефіцієнтом трансформації, тобто співвідношенням напруг первинної й вторинної обмоток при холостому ході, яке вже враховує втрати напруги в первинній обмотці від струму холостого ходу трансформатора.

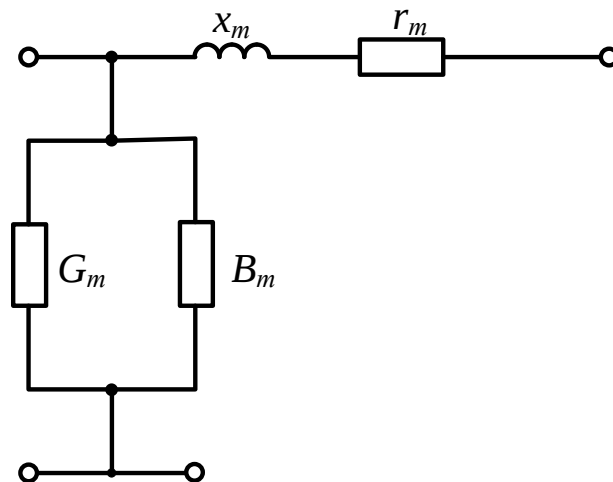


Рисунок 2.8 – Γ –подібна схема заміщення трансформатора

Як для підвищувальних, так і для понижувальних трансформаторів провідності включають на початку схеми заміщення, тобто з боку живлення.

У місцевих електричних мережах схема заміщення трансформатора приймається тільки з послідовно з'єднаних активного й реактивного (індук –

тивного) опорів (рис. 2.9). У цьому випадку незважають на активну й реактивну провідності трансформатора.

Схема заміщення підвищувального трансформатора, лінії електропередач і знижувального трансформатора представлена на рисунку 2.10. Тут застосовані Г-подібні схеми заміщення для трансформаторів і П-подібна для ЛЕП.

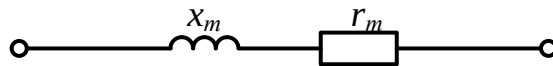


Рисунок 2.9 – Послідовна схема заміщення трансформатора

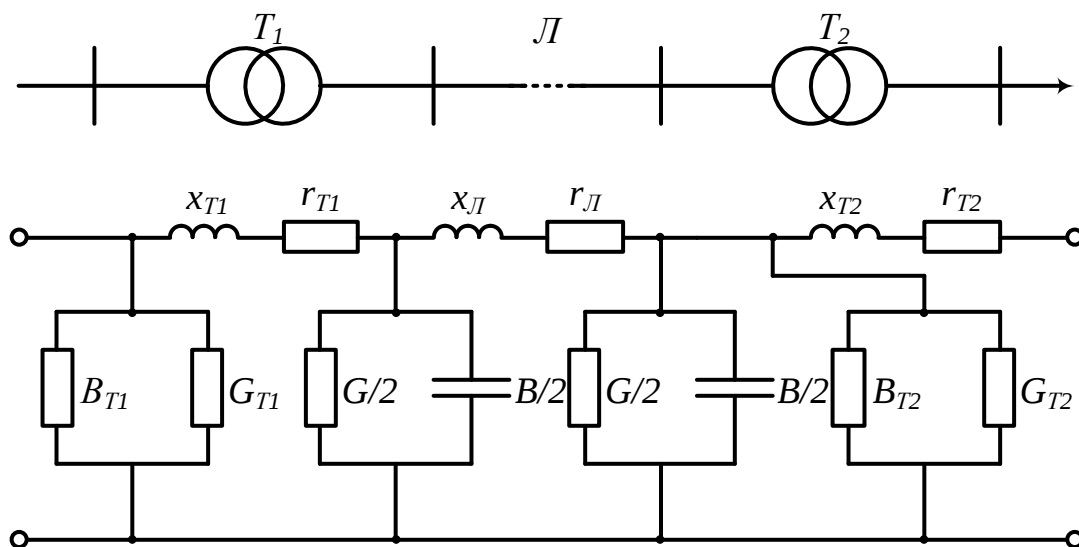


Рисунок 2.10 – Спільна схема заміщення підвищувального трансформатора, лінії електропередачі та знижувального трансформатора

Триобмоткові трансформатори в розрахунках представляють схемою заміщення у вигляді еквівалентної трипроменевої зірки (рис. 2.11). Провідності триобмоткового трансформатора включають по Г-подібної схемі з боку променя обмотки трансформатора, підключеного з боку джерела живлення.

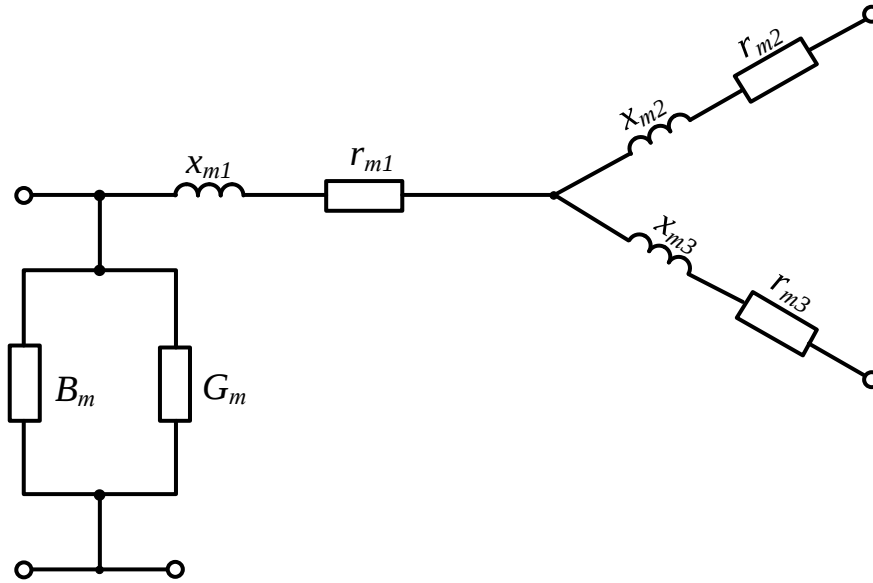


Рисунок 2.11 – Схема заміщення триобмоткового трансформатора

2.4 Параметри схем заміщення трансформаторів

Двообмоткові трифазні трансформатори

Активний опір (на фазу) трансформатора перебуває як величина, пропорційна втратам активної потужності в обмотках трансформатора.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора

$$\Delta P_M = 3 \cdot I^2 \cdot r_T = \frac{S_H^2}{U^2} \cdot r_T,$$

звідки

$$r_T = \frac{\Delta P_M \cdot U^2}{S_H^2}.$$

З точністю, достатньої для всіх інженерних розрахунків, можна прийняти, що ΔP_M дорівнюють втратам потужності при досвіді короткого замикання, тобто $\Delta P_M \approx \Delta P_K$. Беручи втрати потужності ΔP_K у кіловатах, напругу

основного виводу U – у кіловольтах і номінальну потужність трансформатора S_H – у кіловольт-амперах, одержуємо

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U^2 \cdot 10^3}{S_H^2} \text{ Ом.}$$

Реактивний (індуктивний) опір (на фазу) трансформатора (x_T) обумовлено потоками розсіювання в обмотках трансформатора й визначається як величина, пропорційна реактивному спаданню напруги у відсотках:

$$U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H \cdot x_T}{U_H} \cdot 100, \%$$

звідки

$$x_T = \frac{U_p \% \cdot U_H}{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_H} = \frac{U_p \% \cdot U_H}{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot \left(\frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \right)} = \frac{U_p \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H},$$

або

$$x_T = \frac{10 \cdot U_p \% \cdot U_H^2}{S_H} \text{ Ом,}$$

де U_H – напруга, кВ;

S_H – потужність, кВа.

Величина U_p % перебуває по формулі

$$U_p = \sqrt{(U_K \%)^2 - (U_a \%)^2}, \%$$

де U_K % – напруга короткого замикання у відсотках від номінального;

U_a % – спадання напруги в активному опорі трансформатора у відсотках від номінального:

$$U_a \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H \cdot r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\Delta P_M}{S_H^2} \cdot 100 = \Delta P_M \%.$$

Співвідношення $U_a \% = \Delta P_M \%$ справедливе при $\cos \varphi = 1$.

Для потужних трансформаторів з малим активним опором обмоток можна прийняти $U_p \% = U_k \%$.

Активна G_T і реактивна B_T провідності двотрансформаторних і триобмоткових трансформаторів визначаються з виразів активної потужності, що йде на покриття втрат потужності зі сталі трансформатора:

$$\Delta P_c = U^2 \cdot G_T, \text{ Вт},$$

а також реактивної потужності, що намагнічує

$$\Delta Q_\mu = U^2 \cdot B_T, \text{ Вар},$$

тоді

$$G_T = \frac{\Delta P_c [\text{кВт}]}{U^2 [\text{кВ}^2] \cdot 10^3}, 1/\text{Ом}.$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_\mu [\text{кВАр}]}{U^2 [\text{кВ}^2] \cdot 10^3}, 1/\text{Ом},$$

де ΔP_c – втрати трансформатора для трьох фаз, які визначаються приблизно як втрати потужності трансформатора при холостому ході;

ΔQ_μ – потужність, що намагнічує, трансформатора для трьох фаз, яка визначається як величина, пропорційна току холостого ходу трансформатора, і яка дорівнює

$$\Delta Q_\mu = \frac{I_{xx} \% \cdot S_H}{100}.$$

Триобмоткові трансформатори виготовляються з різними співвідношеннями потужностей обмоток, наведеними в таблиці 2.4.

Вибір того або іншого варіанта залежить від максимального навантаження обмоток середнього (СН) і нижчого (НН) напруг.

Активні опори кожної, обмотки триобмоткового трансформатора заміщення, що враховуються в розрахунках за схемою, знаходять у такий спосіб.

Таблиця 2.4 – Розподіл потужності трансформатора між обмотками

Варіант виконання	Номінальна потужність обмоток від номінальної потужності трансформатора, %		
	ВН	СН	НН
1	100	100	100
2	100	100	66,7
3	100	66,7	66,7

Варіант 1. Найбільші активні втрати в обмотках будуть при найбільш несприятливих умовах роботи, що відповідає відключенню однієї із вторинних обмоток і навантаженню двох інших до номінальної потужності. Тоді

$$r_{T.общ} = \frac{\Delta P_M \cdot U^2 \cdot 10^3}{S_H^2}.$$

Оскільки обидві обмотки мають однакову потужність, то втрати між ними розподіляться порівну і, отже,

$$r_{T1} = r_{T2} = r_{T3} = 0,5 \cdot r_{T.общ},$$

де ΔP_M – втрати активної потужності в обмотці ВН і в одній із двох інших СН або НН.

Варіант 2. Аналогічно попередньому варіанту активні опори обмоток ВН і СН

$$r_{T1} = r_{T2} = 0,5 \cdot r_{T.общ}.$$

Для обмотки НН, що має потужність 66,7 % від номінальної, опір буде мати величину, обернено пропорційну цієї потужності, а саме:

$$r_{T3} = \frac{100}{66,7} \cdot r_{T1} = 1,5 \cdot r_{T1},$$

або

$$r_{T3} = 1,5 \cdot 0,5 \cdot r_{T.общ} = 0,75 \cdot r_{T.общ}.$$

Варіант 3. Активні опори обмоток рівні:

$$r_{T1} = 0,5 \cdot r_{T.общ},$$

$$r_{T2} = r_{T3} = 0,75 \cdot r_{T.общ}.$$

Реактивні опори триобмоткових трансформаторів так само, як і для двотрансформаторних трансформаторів, визначають за реактивними спаданнями напруги, що підраховуються за напругами короткого замикання між відповідними обмотками.

Реактивні спадання напруги знаходять із трьох дослідів короткого замикання, включаючи по дві обмотки при розімкнутій третьої, тобто знаходять U_{p1-2} , U_{p1-3} , U_{p2-3} %.

Тоді реактивні опори між відповідними обмотками будуть:

$$x_{1-2} = \frac{10 \cdot U_{p1-2} \% \cdot U^2}{S_H};$$

$$x_{1-3} = \frac{10 \cdot U_{p1-3} \% \cdot U^2}{S_H};$$

$$x_{2-3} = \frac{10 \cdot U_{p2-3} \% \cdot U^2}{S_H}.$$

Але тому що

$$U_{p1-2} \% = U_{p1} \% + U_{p2} \%;$$

$$U_{p1-3} \% = U_{p1} \% + U_{p3} \%;$$

$$U_{p2-3} \% = U_{p2} \% + U_{p3} \%.$$

де

$$x_{1-2} = x_1 + x_2;$$

$$x_{1-3} = x_1 + x_3;$$

$$x_{1-3} = x_2 + x_3.$$

Розв'язавши ці рівняння відносно x_1 , x_2 , x_3 одержимо:

$$x_1 = 0,5 \cdot (x_{1-2} + x_{1-3} + x_{1-3});$$

$$x_2 = 0,5 \cdot (x_{1-2} + x_{2-3} + x_{1-3});$$

$$x_3 = 0,5 \cdot (x_{1-3} + x_{2-3} + x_{1-2}).$$

Величини індуктивних опорів обмоток трансформаторів залежать від їхнього взаємного розташування на сердечнику трансформатора. Наприклад, при концентричному розташуванні опір середньої обмотки близько до нуля через взаємний вплив двох інших обмоток.

2.5 Розрахунки розімкнутих електричних мереж з автономними джерелами про втрати напруги

2.5.1 Особливості розрахунків

Розрахунок мереж з автономними джерелами відрізняється від розрахунків районних електричних мереж і ліній електропередачі рядом спрощень й наближень:

- схема заміщення представляється у вигляді послідовно з'єднаних активного й реактивного опорів. В окремих випадках (освітлювальна мережа, кабельна мережа напругою до 1 000 В невеликої довжини й т. п.) нехтують при розрахунках також і індуктивним опором ліній;

- величина втрати напруги в мережі прирівнюється поздовжньої складової падіння напруги;

- розрахунки можуть вестись при виразі навантажень як у тонах, так і в потужностях.

Завдання розрахунків мережі ставляться по-різному залежно від того, при проектуванні або при аналізі працюючої мережі вони ведуться.

При проектуванні електричної мережі визначаються перетини провідників ділянок мережі за відомими даними: навантаженню проєктованих об'єктів, електричній схемі всіх напруг, довжинам ділянок, матеріалу й типу застосовуваних провідників і припустимих втрат напруги ΔU_{∂} .

При аналізі роботи існуючої електричної мережі визначаються втрати напруги на її ділянках, а потім вони рівняються із припустимими значеннями. В іншому випадку визначаються рівні напруги в різних точках мережі при різних режимах її навантаження, і відхилення рівняються із припустимими відхиленнями напруги приймачів. При цьому всі дані про мережу відомі й більш точні, у порівнянні з тими, якими розташовують при проектуванні.

Необхідно помітити, що розрахунки мережі при проектуванні відрізняються різноманіттям застосовуваних методів і залежать від конфігурації мережі, її довжини й завантаження окремих ділянок (завантаження характеризується числом годин використання максимуму T_m). Крім того, черговість застосування видів розрахунків у цьому випадку може бути різною при розрахунках різних мереж.

Звичайно розрахунки мереж ведуться у такій послідовності:

- розрахунок техніко-економічний і вибір перетинів по економічній щільності струму;
- перевірка обраних перетинів провідників з умови їх нагрівання струмом;
- визначення втрат напруги й порівняння їх із припустимими значеннями.

Однак часто при розрахунках мереж місцевого значення великої довжини або, точніше, більших значень моментів навантажень (добуток довжини ліній на переданий струм або потужність $I \cdot L$ або $P \cdot L$) свідомо ясно, що перетину проводів, обраних по економічній щільності струмів, не будуть задовольняти припустимим втратам напруги. Тому для забезпечення припустимих втрат напруги довелося б вести перерахування перетинів варіантним шляхом, що є громіздким.

Таке перерахування, по припустимих втратах напруги, необхідні у випадку застосувань пристроїв для регулювання напруги в мережах, тому що слід оцінювати економічну ефективність застосовуваного регулюючого пристрою.

У зв'язку із цим розрахунки мереж місцевого значення часто ведеться безпосередньо за втратами напруги в такій послідовності:

- визначаються перетини провідників по припустимих втратах напруги;
- дорівнюють обрані перетини з економічними;
- перевіряються обрані перетини за умовою їх нагрівання струмом.

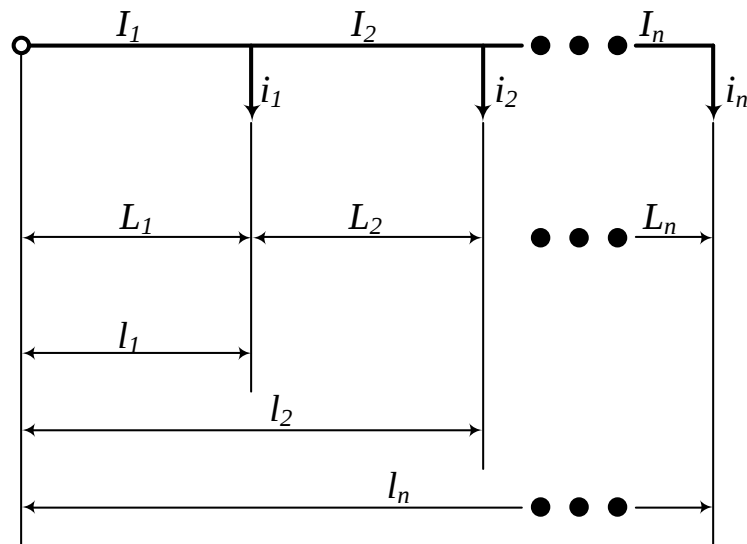


Рисунок 2.12 – Схема розімкнутої електричної мережі

При розрахунках електричних мереж зручно користуватися наступними специфічними позначеннями (рис. 2.12):

- 1) $i_1, \dots, i_n$ – діюче (не миттєве) значення струмів навантаження;
- 2) $I_1, \dots, I_n$ – струми в лініях;
- 3) $l_1, \dots, l_n$ – довжини ділянок мережі від джерел (від початку мережі);
- 4) $L_1, \dots, L_n$ – довжини ділянок мережі між навантаженнями.

2.5.2 Припустимі відхилення й втрати напруги в електричних мережах

Споживачі електричної енергії для забезпечення їх найкращої роботи повинні одержувати електроенергію при номінальній напрузі U_n , тобто при тій напрузі, на яку вони розраховані й при якому дають найбільший економічний ефект. Але підтримка номінальної напруги в будь-якій точці мережі – завдання важке та економічно не виправдана. Зазвичай більшість споживачів одержують електроенергію з деяким відхиленням напруги від номінального значення, що дорівнює

$$\Delta V = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100\%.$$

Розрізняють відхилення напруги, що швидко змінюється (короткочасно при перехідному електромагнітному процесі), та повільно змінюються. Перші виникають при включенні електродвигунів щодо великої потужності, при коротких замиканнях у системі й т.п. Повільно мінливі відхилення напруги, виникають у нормальному режимі роботи при змінах навантажень або при змінах напруги в центрі живлення. Постійні розрахункові відхилення напруги обумовлені втратами напруги в елементах електричної мережі при передачі розрахункової потужності. Вони дозволяють при проєктуванні електричної мережі виконувати її більш економічною, тобто забезпечити більшу пропускну здатність мережі при менших перетинах провідникового матеріалу.

Усі відхилення напруги від номінального значення погіршують характеристики споживачів, але виконання мережі зі строго стабільною номінальною напругою в найближчі роки ще нездійсненне. «Правила пристрою електроустановок ПУЕ–65», що передбачають певні припустимі відхилення напруги від номінального значення, наведені в таблиці 2.5. Ці припустимі відхилення напруги в основному виходять із економічних міркувань. Для окремих об'єктів або агрегатів відповідно до їхніх технічних вимог можуть бути пред'явлені інші вимоги. Наприклад, для статичних перетворювачів припустимі відхилення напруги встановлюються в межах $\pm 2-3\%$.

Таблиця 2.5 – Припустимі відхилення напруги

Тип споживачів	$\Delta V, \%$
Електричні двигуни промислових підприємств	± 5
Електричні двигуни власних потреб електростанцій	± 5 , але допускають $+10$
Лампи розжарювання в аварійному режимі	$+5; -12$
Світильники	± 5
Споживачі невідгалужених об'єктів	$+7,5; -120$

При відхиленні напруги від номінального змінюють свої характеристики електродвигуни. Змінюється обертаючий момент, коефіцієнт корисної дії, термін служби ізоляції. Змінюється продуктивність роботи механізмів, що приводяться в обертання електродвигунами. Наприклад, зниження напруги на затискачах асинхронного двигуна на 10 % від номінального викликає зменшення моменту обертання на 19 %.

Таким чином, при розрахунках і проектуванні, а також в умовах експлуатації електричних мереж необхідно приділяти особливу увагу забезпеченню припустимих відхилень напруги від номінального значення для окремих приймачів і об'єктів.

Для забезпечення припустимих відхилень напруги споживачів при проектуванні електричних мереж для окремих ділянок або ліній мереж установлюють або визначають припустимі втрати напруги.

Часто замість втрати напруги в електричних мережах ухвалюють поздовжню складову спадання напруги, яка відрізняється незначно від втрати напруги.

Розглянемо лінію місцевого значення трифазного струму, що живить навантаження індуктивного характеру на кінці. Схема заміщення лінії відобразиться у вигляді послідовного з'єднання активного й індуктивного опорів (рис. 2.13). Нехай відомі напруга, струм і коефіцієнт потужності

навантаження – $U_2, I \cos \varphi_2$.

Для знаходження напруги на початку лінії U_1 , і втрати напруги в лінії побудуємо в деякому масштабі векторну діаграму напруг (рис. 2.14).

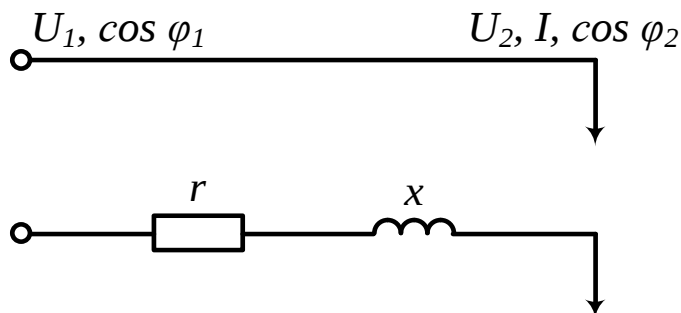


Рисунок 2.13 – Лінія мережі з навантаженням наприкінці і її схема заміщення

Побудова векторної діаграми ведемо в наступному порядку. Відрізок $0a$, пропорційний величині відомої напруги наприкінці лінії U_2 , відкладаємо на позитивному напрямку дійсної осі; будуємо вектор струму навантаження I під заданим кутом φ_2 до напруги; на кінці вектора U_2 будуємо трикутник спадання напруги a, b, c на активному r і реактивному x опорах лінії; з'єднуємо початок відрізка $0a$ із точкою c . Потім робимо додаткові побудови, – відрізки af, bf, fd, de, cd .

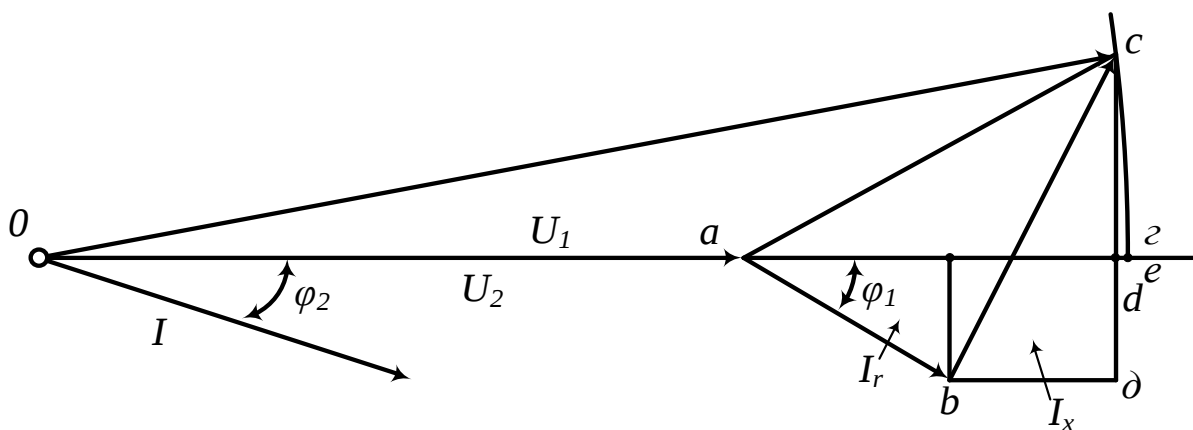


Рисунок 2.14 – Векторна діаграма напруг і струмів лінії з навантаженням наприкінці

На векторній діаграмі зображене: $0c$ – напруга на початку лінії; ac

(геометрична різниця векторів напруги на початку й кінці лінії) – спадання напруги в лінії; ad – поздовжня складова, а dc – поперечна, що становила спадання напруги; de (алгебраїчна різниця векторів напруги на початку й кінці лінії) – втрата напруги в лінії.

Відрізок ad легко визначається як сума відрізків af і fd :

$$a \cdot d = a \cdot f + f \cdot d = a \cdot b \cdot \cos \varphi + b \cdot \cos .$$

Відрізок ae визначається складніше, тому практично при розрахунках втрату напруги дорівнюють поздовжньою складовою спадання напруги; тобто зневажають відрізком de . Таке допущення приводить до незначної похибки (не більш 5 % від втрат напруги). Тому втрати напруги визначають по поздовжній складовій спадання напруги в лініях електричних мереж напругою до 110 кВ включно.

Забезпечення припустимих втрат напруги споживачів – завдання складне й виконується воно на практиці комплексом заходів як при проєктуванні мережі, так і при її експлуатації.

При проєктуванні електричних мереж забезпечення припустимих втрат напруги в споживачів досягається застосуванням тих або інших пристроїв для регулювання напруги в мережах, розрахунками мережі з умов припустимих втрат напруги.

При експлуатації електричних мереж забезпечення припустимих втрат напруги споживачів досягається завдяки обліку всіх можливих втрат і надбавок напруги й правильною експлуатацією пристроїв для регулювання напруги. Велике значення має при цьому вибір і установка необхідних відгалужень у нерегульованих під навантаженням споживчих трансформаторів.

У мережах з більшими моментами навантажень напруга у вилучені від джерела точках виходить значно нижче номінального, а в точках, розташованих поблизу від джерел живлення, – значно вище номінального. На вторинній стороні трансформаторів, включених у таку мережу, можна одержувати цілком задовільну напругу, якщо відповідним чином підібрати відгалуження на обмотках трансформаторів. У вилучених точках зі зниженням рівня напруги

встановлюють відгалуження $-2,5$ або -5 %, і, навпаки, у точках з підвищеною напругою відгалуження встановлюють $+2,5$ або $+5$ %, що відповідає більшому коефіцієнту трансформації.

Припустимі втрати напруги ΔU_d у лініях електричних мереж визначають одним з наступних способів:

1) на підставі практичних рекомендацій (табл. 2.6) з наступною перевіркою рівнів напруги в окремих точках мережі;

2) на підставі обліку всіх втрат і надбавок напруги в мережі. Цей спосіб визначення припустимих втрат припускає облік усіх можливих надбавок і втрат напруги в елементах мережі: генераторах, трансформаторах, лініях. Розрахунок ведеться для вилучених і прилеглих точок мережі з режимом максимального й мінімального навантажень мережі й з урахуванням відгалужень на обмотках трансформаторів, які можуть перемикатися в процесі роботи мережі.

Таблиця 2.6 – Рівні напруги в окремих точках мережі

Довжина мережі	Номінальна напруга, кВ	ΔU_d , %
Повітряні лінії	6 (10)	6–7
Повітряні лінії в аварійних умовах	6 (10)	12
Кабельні лінії	6 (10)	5–6
Кабельні лінії в аварійних умовах	6 (10)	10
Мережі напругою до 1000 В	–	5–6
Повітряні лінії	35	7

Зазначені методи визначення припустимих втрат напруги мають наступні недоліки:

– розрахунки мережі ведуться по припустимому відхиленню напруги в найбільш вилученого споживача, тому може виявитися, що більшість споживачів або найбільш відповідальні з них будуть одержувати напругу низької якості;

- ці методи не враховують тривалості відхилення напруги;
- другий метод громіздкий, особливо якщо необхідно знати рівні напруги в різних точках мережі й режимах роботи;

3) шляхом застосування інтегрального критерію, який може бути використаний не тільки для визначення припустимих втрат напруги, але й для загального аналізу якості напруги на об'єктах, а також для визначення оптимальних засобів регулювання й для техніко-економічних розрахунків у системах електропостачання.

Метод припускає використання статистичних даних і визначення так званої «неоднаковості» напруги. Наприклад, при використанні критерію французького вченого Айєре неоднаковість напруги буде дорівнювати

$$H = \frac{1}{T} \cdot \int_t^{t+T} (\Delta U_t)^2 dt.$$

2.6 Визначення спадання напруги й перетину проводів у лініях постійного струму від сонячних елементів

При визначенні спадання напруги або перетини проводів у лініях постійного струму використовують звичайно п'ять методів, які застосовуються залежно від конфігурації, довжини й завантаження мережі переданими потужностями.

Вивчення цих методів представляє великий практичний інтерес, тому що вони безпосередньо застосовні для розрахунків не тільки для мереж постійного струму, але також і для мереж змінного струму з малими індуктивними опорами й коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці (до таких мереж ставиться більшість освітлювальних мереж). Далі буде показано, що всяку мережу змінного струму при навантаженнях з будь-яким коефіцієнтом потужності також можна привести до мережі чисто активної. Таким чином, ці методи набувають застосування й для розрахунків мереж змінного струму.

Для нерозгалужених електричних мереж застосовують три методи:

- метод постійного перетину (F_{const});
- метод постійної щільності струму (j_{const});
- метод мінімальної витрати провідникового матеріалу (V_{min}).

Для одержання робочих (розрахункових) формул розглянемо ділянку мережі двопровідної лінії постійного струму з декількома навантаженнями уздовж лінії. Індуктивним опором ділянок лінії зневажаємо ($x_i = 0$).

Метод постійного перетину уздовж усієї довжини лінії застосовується для ліній порівняно невеликої довжини. Загальна втрата напруги в такій мережі дорівнює сумі втрат напруги на ділянках:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \dots + \Delta U_n.$$

Для k -ої ділянки втрата напруги у двох проводах (прямій і зворотньої) дорівнює

$$\Delta U_k = 2 \cdot I_k \cdot r_k.$$

Загальна втрата напруги буде

$$\Delta U = 2 \cdot \sum_{k=1}^n I_k \cdot L_k.$$

Перетин провідників лінії

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_d} \cdot \sum_{k=1}^n I_k \cdot L_k,$$

де ΔU_d – припустима втрата напруги для даної мережі;

γ – питома провідність, $\text{м}/\text{Ом} \cdot \text{мм}^2$.

У формулах добуток $I_k \cdot l_k$ називають моментом струму за аналогією з поняттям моменту сили у механіці. Далі у формулах ми будемо часто зустрічати також добуток потужності на довжину ($P_k \cdot L_k$), що називають моментом потужності або моментом навантаження.

Неважко показати, що вхідні у формули це лінійні моменти струму (добуток струму в лінії на довжину ділянки ліній) які можна замінити моментами навантаження (добуток струму навантаження на довжину лінії до цього навантаження). Тоді одержимо:

$$I_1 = i_1 + i_2 + \dots + i_n;$$

$$I_2 = i_2 + i_3 + \dots + i_n;$$

$$I_n = i_n;$$

$$\begin{aligned} \sum_1^n I_k \cdot L_k &= I_1 \cdot L_1 + I_2 \cdot L_2 + \dots + I_n \cdot L_n = (i_1 + i_2 + \dots + i_n) \cdot L_1 + \\ &+ (i_2 + i_3 + \dots + i_n) \cdot L_2 + \dots + (i_n + i_n + \dots + i_n) \cdot L_n = i_1 \cdot L_1 + i_2 \cdot (L_1 + L_2) + \\ &+ \dots + i_n \cdot (L_1 + L_2 + \dots + L_n) = i_1 \cdot l_1 + i_2 \cdot l_2 + \dots + i_n \cdot l_n, \end{aligned}$$

тобто

$$\sum_1^n I_k \cdot L_k = \sum_1^n i_k \cdot l_k.$$

При завданні навантажень у потужностях формули набути вигляду

$$\Delta U_{\cdot} = \frac{2}{\gamma \cdot F \cdot U_H} \cdot \sum_1^n P_k \cdot L_k,$$

тому що

$$I_{k\cdot} = \frac{P_k}{U_H};$$

$$F_{\cdot} = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U_H} \cdot \sum_1^n P_k \cdot L_k.$$

Наведені формули підходять для двопровідних мереж змінного струму при $\cos \varphi = 1$ і $x_k = 0$.

Для трифазної системи змінного струму при $x_k = 0$ і $\cos \varphi = 1$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\cdot} &= \frac{\sqrt{3}}{\gamma \cdot F} \cdot \sum_1^n I_k \cdot L_k = \frac{1}{\gamma \cdot F \cdot U_H} \cdot \sum_1^n P_k \cdot L_k, \\ F_{\cdot} &= \frac{\sqrt{3}}{\gamma \cdot \Delta U_{\Delta}} \cdot \sum_1^n I_k \cdot L_k = \frac{1}{\gamma \cdot \Delta U_{\Delta} \cdot U_H} \cdot \sum_1^n P_k \cdot L_k, \end{aligned}$$

тому що

$$I_{\cdot} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (\cos \varphi = 1).$$

Після визначення перетину з умови припустимої втрати напруги ($F\Delta U$) необхідно зрівняти обраний перетин з економічним. Якщо $F_9 > F\Delta U$, то береться F_9 , якщо $F_9 < F\Delta U$, то береться $F\Delta U$, тому що при економічному перетині втрати напруги в мережі будуть більше припустимих.

Обраний перетин також перевіряється по тепловій дії струму.

Метод постійної щільності струму застосовується при розрахунках протяжних ліній із числом годин використання максимуму T_m більш 3 000–4 000 година. Розрахунки цим методом дають можливість виконати мережу економічно доцільною, тому що в цьому випадку забезпечуються мінімальні втрати потужності й енергії в мережі.

Для мережі загальна втрата напруги буде

$$\begin{aligned}\Delta U &= \Delta U_1 + \Delta U_2 + \dots + \Delta U_n = \frac{2}{\gamma} \cdot \left(\frac{I_1 \cdot L_1}{F_1} + \frac{I_2 \cdot L_2}{F_2} + \dots + \frac{I_n \cdot L_n}{F_n} \right) = \\ &= \frac{2}{\gamma} \cdot j_{\text{const}} \cdot (L_1 + L_2 + \dots + L_n) = \frac{2 \cdot l_n}{\gamma} \cdot j_{\text{const}},\end{aligned}$$

де $j_{\text{const}} = \frac{\Delta U \cdot \gamma}{2 \cdot l_n}$ – постійна щільність струму;

l_n – повна довжина лінії.

$$j_{\text{const}} = \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2} = \dots = \frac{I_n}{F_n}$$

$$F_k = \frac{I_k}{j_{\text{const}}}.$$

Для трифазної системи змінного струму при $x_k = 0$ і $\cos \varphi = 1$ щільність струму буде

$$j_{\text{const}} = \frac{\Delta U \cdot \gamma}{\sqrt{3} \cdot l_n}.$$

Після визначення щільності струму з умови припустимої втрати напруги (j_{const}) необхідно порівняти цю щільність струму з економічної (j_9).

Якщо $j_9 > j_{\text{const}}$, то для розрахунків необхідно брати j_{const} , а якщо $j_9 < j_{\text{const}}$, то береться j_9 . Ці умови необхідно дотримуватись, тому що метод розрахунків мережі по економічній щільності струму, рекомендований ПУЕ,

ураховує головні фактори, що впливають на економічність мережі й тому є основним. Метод же постійної щільності струму доводиться застосовувати в тому випадку, якщо перетин, обране по j , не забезпечує роботу лінії по припустимій втраті напруги.

Обрані перетини всіх ділянок повинні задовольняти умовам теплової дії струму. Звичайно в цьому випадку досить перевірити головну ділянку – ділянку, що примикає до джерела живлення.

Для розрахунків розгалужених електричних мереж застосовуються два методи:

- метод постійного перетину відгалужень і головної ділянки (метод лінійних моментів);
- метод мінімальної витрати провідникового матеріалу (V_{min}).

Вибір того або іншого методу так само, як і для нерозгалужених мереж, визначається їхнім завантаженням. При $T_m > 3\,000\text{--}4\,000$ годин застосовують метод лінійних моментів, при $T_m < 3\,000 \div 4\,000$ годин – метод мінімуму витрати провідникового матеріалу. Застосування методу лінійних моментів дозволяє одержувати мережу економічну з погляду мінімальних витрат на втрати потужності й енергії, що є важливим для завантажених мереж. Застосування методу мінімуму витрати провідникового матеріалу дозволяє для слабо завантажених мереж з погляду економічності металу, незважаючи на деяке збільшення втрат потужності й енергії при максимальних навантаженнях.

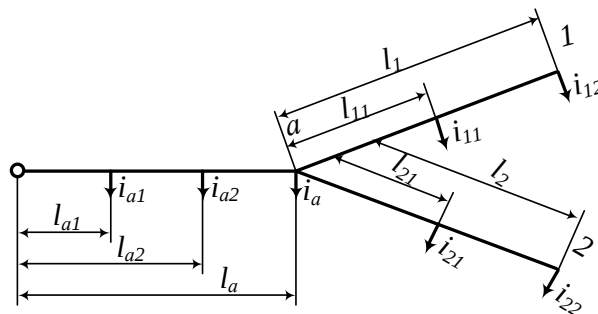


Рисунок 2.15 – Схема розімкнутої розгалуженої електричної мережі

Для одержання розрахункових формул розглянемо ділянку двопровідної мережі постійного струму із двома відгалуженнями й декількома

навантаженнями (рис. 2.15). Індуктивним опором ділянок ліній, як і раніше, зневажаємо ($x_k = 0$).

Метод лінійних моментів ґрунтується на тому положенні, що сума перетинів проводів відгалужень повинна дорівнювати перетину проводів головної ділянки, тобто

$$F_a = F_1 + F_2.$$

Припустима втрата напруги мережі ΔU_o складається із втрати напруги на головній ділянці ΔU_a й втрати напруги у відгалуженнях ΔU_1 або ΔU_2 тобто

$$\Delta U_d = \Delta U_a + \Delta U_1 = \Delta U_a + \Delta U_2$$

або

$$\Delta U_1 = \Delta U_2 = \Delta U_d - \Delta U_a.$$

Тому що за умовою перетин відгалужень і головної ділянки постійний, то відповідно до методу F_{const} маємо:

$$\left. \begin{aligned} F_a &= \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_a} \cdot \sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k \\ F_1 &= \frac{2}{\gamma \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a)} \cdot \sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k \\ F_2 &= \frac{2}{\gamma \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a)} \cdot \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k \end{aligned} \right\},$$

де $\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k$ – сума моментів навантаження головної ділянки, яка враховує навантаження головної ділянки й навантаження відгалужень, які знесені в точку відгалужень.

Для мережі (рис. 2.15) ця сума дорівнює

$$\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k = i_{a1} \cdot l_{a1} + i_{a2} \cdot l_{a2} + l_a \cdot (i_a + i_{11} + i_{12} + i_{21} + i_{22}),$$

де $\sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k$ і $\sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k$ – суми моментів навантаження відгалужень 1 і 2.

Для мережі ці суми дорівнюють:

$$\sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k = i_{11} \cdot l_{11} + i_{12} \cdot l_{12},$$

$$\sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k = i_{21} \cdot l_{21} + i_{22} \cdot l_{22},$$

і ми маємо

$$\frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_a} \cdot \sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k = \frac{2}{\gamma} \cdot \left(\frac{\sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k + \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k}{\Delta U_d - \Delta U_a} \right).$$

Перетворивши це рівняння, одержимо

$$\frac{\Delta U_d - \Delta U_a}{\Delta U_a} = \frac{\sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k + \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k}{\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k},$$

або

$$\frac{\Delta U_d}{\Delta U_a} = 1 + \frac{\sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k + \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k}{\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k} = \frac{\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k + \sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k + \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k}{\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k}.$$

Остаточно розрахунковий вираз для визначення оптимальної величини припустимої втрати напруги на головній ділянці має вигляд

$$\Delta U_a = \frac{\Delta U_d \cdot \sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k}{\sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k + \sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k + \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k}.$$

Перетини проводів головної ділянки й відгалужень визначаються за формулами.

При завданні навантажень у потужностях формули набудуть вигляду:

$$F_a = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_H} \cdot \sum_1^n \cdot_a P_k \cdot l_k,$$

$$F_1 = \frac{2}{\gamma \cdot U_H \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a)} \cdot \sum_1^m \cdot_1 P_k \cdot l_k,$$

$$F_2 = \frac{2}{\gamma \cdot U_H \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a)} \cdot \sum_1^p \cdot_2 P_k \cdot l_k,$$

$$\Delta U_a = \frac{\Delta U_d \cdot \sum_1^n \cdot_a P_k \cdot l_k}{\sum_1^n \cdot_a P_k \cdot l_k + \sum_1^m \cdot_1 P_k \cdot l_k + \sum_1^p \cdot_2 P_k \cdot l_k}.$$

Формули для визначення перетину ділянок трифазної системи змінного струму ($x_k = 0$ і $\cos \varphi = 1$) будуть відрізнятися від наведених коефіцієнтом, а формули для визначення втрат напруги на головній ділянці не змінюються.

Формули відповідно набудуть вигляду:

а) при завданні навантажень у струмах:

$$F_a = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \cdot \Delta U_a} \cdot \sum_1^n \cdot_a i_k \cdot l_k,$$

$$F_1 = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a)} \cdot \sum_1^m \cdot_1 i_k \cdot l_k,$$

$$F_2 = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a)} \cdot \sum_1^p \cdot_2 i_k \cdot l_k.$$

б) при завданні навантажень у потужностях:

$$F_a = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_H} \cdot \sum_1^n \cdot_a P_k \cdot l_k,$$

$$F_1 = \frac{2}{\gamma \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a) \cdot U_H} \cdot \sum_1^m \cdot_1 P_k \cdot l_k,$$

$$F_2 = \frac{2}{\gamma \cdot (\Delta U_d - \Delta U_a) \cdot U_H} \cdot \sum_1^p \cdot_2 P_k \cdot l_k.$$

Порядок розрахунків мережі методом лінійних моментів наступний:

- визначається втрата напруги, припустима на головній ділянці ΔU_a ;
- визначаються перетини проводів головної ділянки й відгалужень;
- визначаються економічні перетини проводів і рівняються з перетинами, обраними по методу лінійних моментів. Якщо $F_9 > F\Delta U$, то вибирають економічну перетину F_9 , а якщо $F_9 < F\Delta U$, то вибирають перетину $F\Delta U$, що забезпечує припустимі втрати напруги в мережі;
- обрані перетини округляються до найближчих стандартних значень і записуються їхні параметри; x_0 , r_0 і I_0 ;
- визначається дійсна втрата напруги в мережі при обраних стандартних перетинах і перевіряються обрані перетини по довгостроковоприпустимому струму.

При округленні перетинів до найближчого стандартного значення керуються наступним:

- перетини, обрані за втратами напруги, повинні бути округлені так, щоб втрати напруги в мережі не були більше припустимих значень;
- перетини, обрані по економічній щільності струму, округляють використовуючи так звані прикордонні перетини F_n наведені в таблиці 2.7.

Це обумовлене тим, що збільшення перетину, у порівнянні з економічним, приводить до збільшення вартості відрахувань і капіталовкладень, зменшення перетину також приводить до збільшення вартості за рахунок збільшення втрат потужності й енергії в мережі.

Таблиця 2.7 – Стандартні перетини

Перетин	F_n	13	20,5	30	42,5	60	82,5	107,5	135	167,5
мм ²	F_c	10	16	25	35	50	70	95	120	150

Метод мінімальної витрати провідникового матеріалу застосовується для ненавантажених протяжних мереж і дозволяє заощаджувати на провідниковому матеріалі при завищених втратах потужності й енергії в режимах

максимального навантаження. Сутність його полягає в тому, що тільки при певному значенні розподілу втрат напруги на головній ділянці й на відгалуженнях витрати матеріалу на мережу будуть мінімальними.

Перетини проводів головної ділянки та відгалужень ухвалюються постійними по довжині. Обсяг, що витрачається на провідники двопровідної мережі дорівнює

$$V = 2 \cdot (F_a \cdot l_a + F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2) = \\ = \frac{4}{\gamma} \cdot \left(l_a \cdot \frac{\sum_1^n i_k \cdot l_k}{\Delta U_a} + \frac{\sum_1^m i_k \cdot l_k + \sum_1^p i_k \cdot l_k}{\Delta U_d - \Delta U_a} \right).$$

Для визначення мінімуму обсягу матеріалу, що витрачається на мережу, необхідно брати приватну похідну від обсягу по втраті напруги на головній ділянці й дорівняти нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial (\Delta U_a)} = \frac{4}{\gamma} \cdot \left(- \frac{l_a \cdot \sum_1^n i_k \cdot l_k}{\Delta U_a^2} + \frac{l_1 \cdot \sum_1^m i_k \cdot l_k + l_2 \cdot \sum_1^p i_k \cdot l_k}{(\Delta U_d - \Delta U_1)^2} \right) = 0.$$

Звідси

$$\frac{l_a \cdot \sum_1^n i_k \cdot l_k}{\Delta U_a^2} = \frac{l_a \cdot \sum_1^m i_k \cdot l_k + l_a \cdot \sum_1^p i_k \cdot l_k}{(\Delta U_d - \Delta U_1)^2}.$$

Перетворимо вираз:

$$\frac{\Delta U_d - \Delta U_a}{\Delta U_a} = A,$$

або

$$\Delta U_a = \frac{\Delta U_d}{1 + A},$$

де

$$A = \sqrt{\frac{l_a \cdot \sum_1^m i_k \cdot l_k + l_a \cdot \sum_1^p i_k \cdot l_k}{l_a \cdot \sum_1^n i_k \cdot l_k}}.$$

Необхідно помітити, що величина A завжди менше одиниці й тільки при дуже коротких головних ділянках, коли ΔU_a може бути менше половини загальної припустимої втрати напруги, значення A рівне або трохи більше

одиниці.

При вираженні навантаження в потужностях формула набуває вигляду

$$A = \sqrt{\frac{l_a \cdot \sum_1^m P_k \cdot l_k + l_a \cdot \sum_1^p P_k \cdot l_k}{l_a \cdot \sum_1^n P_k \cdot l_k}}.$$

Порядок розрахунків мережі методом V_{min} не відрізняється від порядку розрахунків при користуванні методом лінійних моментів.

2.7 Визначення втрат напруги й перетину проводів у лініях трифазного змінного струму з урахуванням втрати напруги

При розрахунках розімкнутих електричних мереж трифазного змінного струму з неактивним навантаженням види електричних розрахунків можуть застосовуватися в різній послідовності залежно від типу мережі, її завантаження та довжини.

1. Перетин проводів визначається по економічній щільності струму, потім перевіряються по довгостроково–припустимому струму. Наступним видом розрахунків є перевірка обраних перетинів по втратах напруги.

2. Перетин проводів визначається по припустимих втратах напруги, потім перевіряються по довгостроково–припустимому струму й рівняються з економічними перетинами.

У такому порядку види розрахунків застосовуються в тому випадку, якщо перетин, обраний по економічній щільності струму, не забезпечує припустимі втрати напруги в мережі, тобто при розрахунках ліній з більшими моментами навантаження ($P \cdot L$).

Таким чином, необхідно одержати розрахункові формули для визначення втрат напруги в лініях трифазного змінного струму з відомими параметрами r і x . Ці формули використовуються також для визначення рівнів напруги в різних точках спроектованої мережі.

Розглядаються звичайно два випадки мережі: радіальні, що мають лінії з

навантаженнями на кінці, і магістральні, що мають лінії з декількома навантаженнями.

Необхідно також одержати розрахункові формули для визначення перетину проводів по припустимих втратах напруги в лініях трифазного струму з навантаженнями, коефіцієнт потужності яких не дорівнює одиниці ($\cos\varphi \neq 1$). При цьому розглядається звичайно також кілька приватних випадків: розрахунки мережі при розподіленому навантаженні рівномірно по довжині, розрахунки мереж з кабельними введеннями й т. п. Нами ці випадки розглядаються в прикладах наприкінці глави.

Визначення втрати напруги в радіальній лінії трифазного струму

Розглянемо радіальну лінію трифазного струму з навантаженням індуктивного характеру. Схема заміщення її буде складатися з послідовно з'єднаних активного й індуктивного опорів.

Нехай маємо відомі значення напруги U_2 , струму I і коефіцієнта потужності $\cos \varphi_2$ кінця лінії. Визначимо U_1 , $\cos \varphi_1$ початку лінії. Розв'язок проведемо графічним методом. Практично графічний метод не застосовується для розв'язку подібних завдань через несумірність відрізків, порівнюваних у завданні. Але графічний метод наочно дозволяє найбільше просто одержати розрахункові формули.

Для однієї фази лінії (рис. 2.15) рівняння по другому закону Кірхгофа має вигляд:

$$\dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} = I_z; \quad \dot{U}_{\phi 1} = \dot{U}_{\phi 2} + I_z.$$

Побудуємо векторну діаграму напруг для однієї фази даної лінії (рис. 2.15) так само, як це було виконано в розділі 2.4, відкладаємо величину фазної напруги $\theta a = U_{cp2}$ на позитивному напрямку дійсної осі; під заданим кутом φ_2 будуємо вектор заданого струму I ; у кінці вектора θa будуємо трикутник спадання напруги в лінії – трикутник abc ($ab = Ir$ – активне падіння напруги в лінії, що збігається по напрямку зі струмом; $bc = Ix$ – індуктивне

падіння напруги в лінії, спрямоване перпендикулярно струму).

Зробимо додаткові побудови: з'єднаємо точки O і z , та a і c ; вилучимо перпендикуляри на дійсну вісь із точки b і з y точки f і d ; радіусом Oc проведемо дугу до перетинання з дійсною віссю.

Знайдемо вираз для визначення величини напруги на початку лінії, а також падіння й втрати напруги в лінії.

Напруга (фазна) на початку лінії

$$U_{\phi 1} = \sqrt{(0a + ad)^2 + (cd)^2} = \sqrt{(U_{\phi 2} + U_{\phi})^2 + U_{\phi}^2},$$

де ΔU_{ϕ} – поздовжня складова спадання напруги в лінії;

δU_{ϕ} – поперечна складова спадання напруги в лінії;

$$\Delta U_{\phi} = ad = af + fd = I \cdot r \cdot \cos \varphi_2 + I \cdot x \cdot \sin \varphi_2,$$

$$\delta U_{\phi} = cd = qc + dq = I \cdot x \cdot \cos \varphi_2 - I \cdot r \cdot \sin \varphi_2.$$

У практичних розрахунках мереж напругою до 110 кВ не визначають втрати напруги (відрізок ae), а визначають поздовжню складову спадання напруги (відрізок ad). Найбільша помилка при цьому буде при $\cos \varphi = 1$ і становить не більш 0,5% від номінальної напруги мережі.

На практиці оперують не з фазними величинами, а з лінійними. Лінійна напруга на початку лінії

$$U_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\phi 1} = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + \delta U^2},$$

де

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (I \cdot r \cdot \cos \varphi_2 + I \cdot x \cdot \sin \varphi_2),$$

$$\delta U = \sqrt{3} \cdot (I \cdot x \cdot \cos \varphi_2 - I \cdot r \cdot \sin \varphi_2).$$

Напруга U_1 відрізняється від напруги U_2 також по куту. Кут їх розбіжності (θ) рівний

$$\tan \theta = \frac{\delta U}{U + \Delta U}.$$

Якщо навантаження виражені в потужностях, то формули для поздовжньої й поперечної складових спадання напруги будуть мати такий вигляд:

$$\begin{aligned} S_{\cdot} &= \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I} = \sqrt{3} \cdot (U \cdot e^{j\psi_u} \cdot I \cdot e^{-j\psi_i}) = \\ &= \sqrt{3} \cdot (U \cdot I \cdot \cos \varphi - jU \cdot I \cdot \sin \varphi) = P - jQ \\ I_{\cdot} &= \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sin \varphi}. \end{aligned}$$

Тоді

$$\Delta U_l = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{P \cdot r \cdot \cos \varphi_2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_2} + \frac{Q \cdot x \cdot \sin \varphi_2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sin \varphi_2} \right) = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U}.$$

Аналогічно одержимо

$$\delta U_l = \frac{P \cdot x - Q \cdot r}{U}.$$

У цих формулах значення активної й реактивної потужностей і напруги беруться або для початку, або для кінця лінії.

Визначення втрати напруги в магістральній лінії трифазного струму

Розглянемо магістральну лінію трифазного струму з декількома навантаженнями (для простоти із двома), коефіцієнти потужності яких рівні $\cos \varphi_1$ і $\cos \varphi_2$. (рис. 2.16).

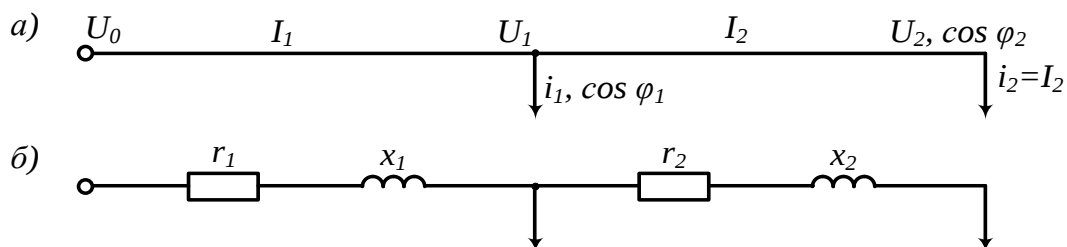


Рисунок 2.16 – Схема магістральної електричної мережі (а) і її схема заміщення (б)

Так само як і раніше, вважаємо, що відомі: напруга U_2 , струм I_2 , коефіцієнт

потужності $\cos \varphi_2$ кінця лінії. Знайдемо U_0 , $\cos \varphi_0$ початку лінії й одержимо розрахункові формули для визначення втрати напруги в магістральних лініях з декількома навантаженнями.

Побудуємо векторну діаграму напруг для однієї фази лінії (рис. 2.16).

Побудову ведемо так само, як для радіальної лінії; відому напругу $\dot{U}_2$ направляємо по дійсній осі; струм $\dot{I}_2$ будуємо під кутом φ_2 до напруги; відкладаємо послідовно трикутники спадання напруги в лінії до кінця вектора напруги спочатку для далекої ділянки лінії від струму $\dot{I}_2 = \dot{i}_2$, а потім для близької ділянки від струму $\dot{I}_2 = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 = \dot{i}_1 + \dot{I}_2$; визначаємо вектори напруг на всіх ділянках мережі, а також кути φ_1 і φ_0 .

Провівши додаткові побудови, як це зроблене на рисунку 2.17, одержимо розрахункові формули. Необхідно відзначити, що дані формули будуть носити наближений характер, і по своїй структурі схожі на формули для радіальної лінії.

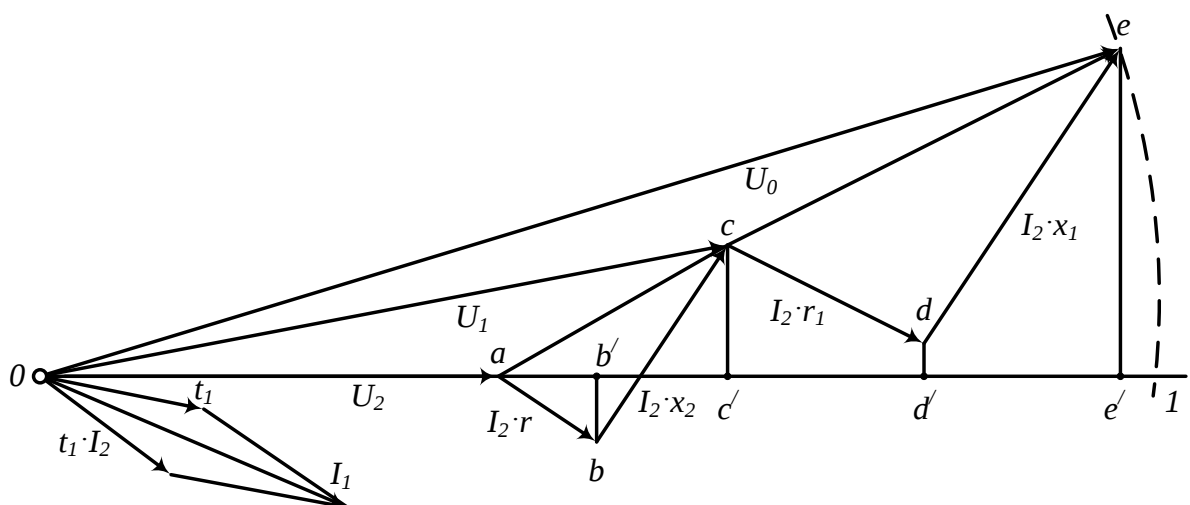


Рисунок 2.17 – Векторна діаграма напруг і струмів лінії із двома навантаженнями

При виводі формул, ухвалюють допущення: кути зрушення фаз окремих навантажень відраховують від того самого позитивного напрямку дійсної осі, а ні від відповідних до цих навантажень векторів напруг. Погхибки, викликані цим допущенням, практично не є відчутними для електричних мереж напругою

до 110 кВ.

З векторної діаграми випливає, що поздовжня складова спадання напруги (втрати напруги в лінії) дорівнює

$$\begin{aligned}\Delta U_{\phi} &= \Delta U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi 1} = ae' = ab' + b'c' + c'd' + d'e' = \\ &= I_2 \cdot r_2 \cdot \cos \varphi_2 + I_2 \cdot x_2 \cdot \sin \varphi_2 + I_1 \cdot r_1 \cdot \cos \varphi_1 + I_1 \cdot x_1 \cdot \sin \varphi_1,\end{aligned}$$

або в загальному виді для лінійних значень при наявності n ділянок

$$\Delta U_l = \sqrt{3} \cdot \sum_1^n (I_k \cdot r_k \cdot \cos \varphi_k + I_k \cdot x_k \cdot \sin \varphi_k),$$

аналогічно одержимо

$$\delta U_l = \sqrt{3} \cdot \sum_1^n (I_k \cdot x_k \cdot \cos \varphi_k - I_k \cdot r_k \cdot \sin \varphi_k).$$

При виразі навантажень у потужностях формули приймуть вигляд:

$$\begin{aligned}\Delta U_l &= \sum_1^n \frac{P_k \cdot r_k + Q_k \cdot x_k}{U_k}, \\ \delta U_l &= \sum_1^n \frac{P_k \cdot x_k + Q_k \cdot r_k}{U_k}.\end{aligned}$$

Визначення перетину проводів у лініях змінного струму з урахуванням втрати напруги

Для ліній змінного струму в загальному випадку навантаження ($\cos \varphi \neq 1$) і при відсутності індуктивного опору лінії ($x_0 \neq 0$) безпосереднє визначення перетину проводів по припустимій втраті напруги утруднене.

З рівнянь для втрати напруги бачимо, що втрата напруги залежить від активного й індуктивного опорів ділянок лінії, які, у свою чергу, складно залежать від перетину проводів:

$$r_0 = \frac{1}{\gamma \cdot F} \text{ Ом/км},$$

та

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{\text{ср}}}{d} + 0,016 = 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{\text{ср}}}{\sqrt{F/\pi}} + 0,016 \text{ Ом/км}.$$

Як бачимо, особливо складну від перетину залежність має реактивний опір. Це не дозволяє безпосередньо одержати формулу для визначення перетину по відомій величині припустимих втрат напруги.

Запропонована штучна методика визначення перетину проводів ліній змінного струму з урахуванням втрат напруги (у деяких джерелах цей метод зветься метод В. Н. Степанова). Сутність методу полягає в тому, що індуктивний опір на кілометр довжини лінії ухвалюється постійною величиною, що не залежить від перетину.

У дійсності реактивний опір на кілометр довжини мало змінюється при зміні перетину проводів і відстаней між проводами.

Для повітряних ліній x_0 лежить у межах 0,35–0,45 Ом/км; для кабельних ліній x_0 лежить у межах 0,06–0,1 Ом/км.

Покажемо послідовність операцій при визначенні перетину проводів.

Втрати напруги можна записати так:

$$\begin{aligned} \Delta U_l &= \sum_1^n \frac{P_k \cdot r_0 + Q_k \cdot x_0}{U_n} \cdot L_k = \sum_1^n \frac{P_k \cdot r_0 \cdot L_k}{U_n} + \sum_1^n \frac{Q_k \cdot x_0 \cdot L_k}{U_n} = \\ &= \Delta U_{\text{акт}} + \Delta U_p, \end{aligned}$$

де $\Delta U_{\text{акт}} = \sum_1^n \frac{P_k \cdot r_0 \cdot L_k}{U_n}$ – активна складова втрати напруги в лінії;

$\Delta U_p = \sum_1^n \frac{Q_k \cdot x_0 \cdot L_k}{U_n}$ – реактивна складова втрати напруги в лінії.

Для проектованої мережі вже відома напруга U_n , потужність навантаження P_k і Q_k і довжини ліній L_k .

Прийнявши відому величину індуктивного опору на кілометр довжини, визначаємо реактивну складову втрати напруги:

$$\Delta U_p = \sum_1^n \frac{Q_k \cdot x_0 \cdot L_k}{U_H}.$$

Активна складова втрати напруги $\Delta U_{акт}$ знайдеться як різниця між величиною допустимої втрати напруги в мережі та визначеною за формулою реактивної складової втрати напруги.

$$\Delta U_{акт} = \Delta U_d - \Delta U_p.$$

Цією останньою дією ми як би привели мережу змінного струму до мережі з $x_0 = 0$ і $\cos \varphi = 1$ або, що те ж саме, до мережі постійного струму.

Далі визначається перетин проводів по відомій величині припустимих активних втрат напруги тільки від активних потужностей і тільки при активних опорах ліній. Відомо, що такі мережі залежно від конфігурації й завантаження можуть бути розраховані по одному з п'яти методів: для магістральних ліній використовуються методи *Fconst*, *jconst* і *Vmin*; для розгалужених мереж – метод лінійних моментів і метод *Vmin*.

Наприклад, для одиночної лінії, що розраховується по методу *Fconst*, маємо:

$$\Delta U_{акт} = \sum_1^n \frac{P_k \cdot r_0 \cdot L_k}{U_H} = \sum_1^n \frac{P_k \cdot L_k}{\gamma \cdot F_k \cdot U_H} = \frac{1}{\gamma \cdot F \cdot U_H} \cdot \sum_1^n P_k \cdot L_k,$$

$$F = \frac{1}{\gamma \cdot U_H \cdot U_{акт}} \cdot \sum_1^n P_k \cdot L_k.$$

Після визначення перетину проводів і округлення до найближчого стандартного значення підраховуються дійсні втрати напруги в мережі. Ці підрахунки необхідні для порівняння із припустимими втратами напруги, які можуть не відповідати через округлення перетинів до стандартних значень, а також для визначення дійсних рівнів напруги в точках мережі при розрахункових потужностях і обраних перетинах проводів.

2.8 Розрахунки замкнених електричних мереж

Замкнені електричні мережі, тобто мережі, у яких електроенергія до споживачів подається не менше ніж з двох сторін, застосовуються для підвищення надійності електропостачання.

При живленні споживачів електроенергією через розімкнуті електричні мережі перерва електропостачання може настати або при обриві однієї з ділянок мережі, або при виході з ладу джерела живлення. Основне призначення замкнених електричних мереж і їх відмінність від розімкнутих мереж полягає в тому, що вони забезпечують надійне електропостачання в аварійних режимах.

Залежно від повноти резервування розрізняють мережі кільцеві замкнені з одним джерелом (рис. 2.18, а), мережі із двостороннім живленням (рис. 2.18, б), кільцеві замкнені мережі з декількома джерелами (рис. 2.18, в), мережі складнозамкнені або петльові (рис. 2.18, г).

Кільцева замкнена мережа є найпростішою замкненою мережею може бути представлена у вигляді мережі із двостороннім живленням, якщо її розімкнути по джерелу живлення (рис. 2.18, д). У цій мережі при обриві кожної з ділянок живлення споживачів не припиняється й мережа стає розімкнутою. При виході з ладу джерела живлення електропостачання споживачів припиняється.

В усіх інших видах замкнених мереж резервування здійснюється як по лініях, так і по джерелах. Такі мережі є більш надійними.

Характерною рисою замкнених електричних мереж є наявність у них точок, у яких живлення надходить із двох сторін. Ці точки називаються точками струморозділу або точками потокорозділу потужностей. Вони на схемах позначаються знаком ▼. Замкнені мережі, а особливо складнозамкнені, можуть мати кілька точок струморозділу.

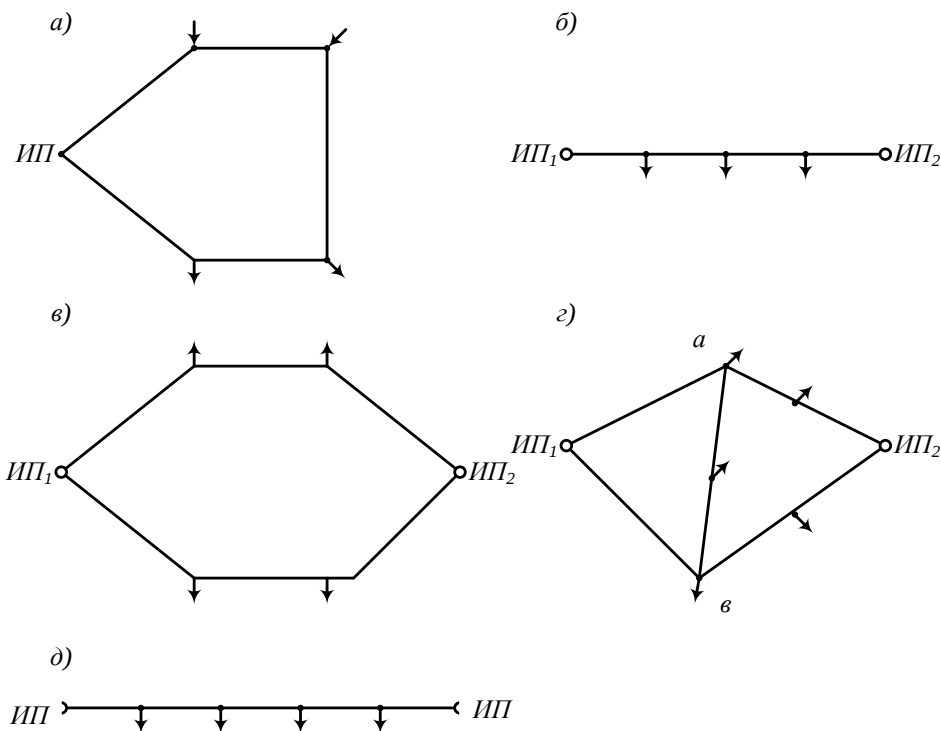


Рисунок 2.18 – Схеми замкнених електричних мереж:

a – кільцева мережа з одним джерелом живлення; *б* – мережа із двостороннім живленням; *в* – кільцева мережа із двома джерелами живлення;
г – кільцева мережа; *д* – кільцева мережа з одним джерелом живлення, розрізана по джерелу

В електричних замкнених мережах точки розділу активних і реактивних потужностей можуть не збігатися, тому що коефіцієнт потужності споживачів різний. У цьому випадку на окремих ділянках мереж можливі зустрічні напрямки активних і реактивних потужностей:

$$\dot{S} = P + jQ$$

При згодному напрямку активних і реактивних потужностей на ділянці мережі повна потужність записується у вигляді

$$\dot{S} = P - jQ$$

(такі позначення відповідають звичайному активно-індуктивному характеру навантаження споживачів електричних мереж.

Розрахунки замкнених електричних мереж на відміну від розрахунків розімкнутих мереж мають дві головні особливості:

1. Розподіл струмів або потужностей у розімкнутих мережах, звичайно відомий при проектуванні, не залежить від опору проводів окремих ділянок, а залежить тільки від навантаження споживачів і їх розташування.

У замкнених електричних мережах розподіл струмів або потужності залежить від опору окремих ділянок мережі, тому що є завжди мінімум два напрямки для живлення споживачів. Тому основним й найбільш трудомістким завданням при розрахунках замкнених електричних мереж є знаходження розподілу струмів або потужностей (знаходження точки струморозділу).

Далі буде показано, що після знаходження точок струморозділу замкнена мережа автоматично приводиться до розімкнутої.

Розглянемо електричну мережу трифазного змінного струму із двостороннім живленням (рис. 2.19) у загальному випадку, коли навантаження мережі мають різні коефіцієнти потужності, а напруги джерел живлення А і В відрізняються за величиною та фазою.

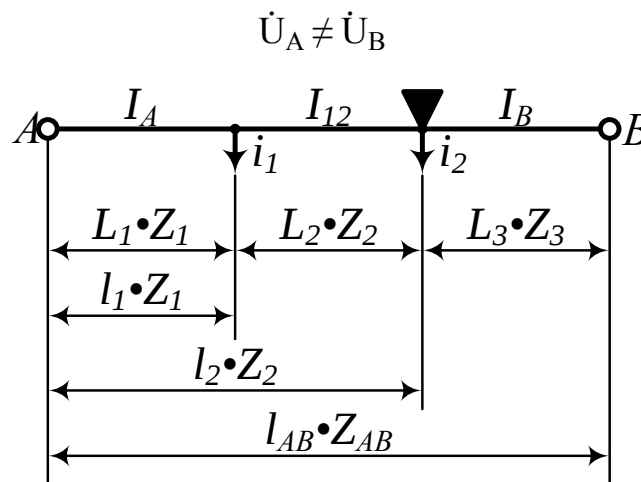


Рисунок 2.19 – Схема трифазної електричної мережі із двостороннім живленням

Для знаходження точок струморозділу в даній мережі необхідно одержати формули, що дозволяють визначати струми (потужності), що

впливають із точок А та В.

Для виводу формул припустимо, що всі струми відомі й точка струморозділу знайдена (наприклад, перебуває в точці 2). Також будемо вважати, що втрат потужності на ділянках мережі немає. Це припустимо для місцевих електричних мереж.

Розрахункові формули можна одержати двома шляхами: застосуванням законів Кірхгофа для ланцюга або методом накладення.

Напишемо рівняння по 1-му й 2-му законам Кірхгофа.

По 2-му закону:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3} \cdot (\dot{I}_A \cdot Z_1 + \dot{I}_{12} \cdot Z_2 - \dot{I}_B \cdot Z_3)$$

По 1-му закону:

– для вузла 2

$$\dot{I}_{12} = -\dot{I}_B + \dot{i}_2$$

– для вузла 1

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{12} + \dot{i}_1 = -\dot{I}_B + \dot{i}_2 + \dot{i}_1$$

Розв'яжемо рівняння спільно:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= (-\dot{I}_B + \dot{i}_2 + \dot{i}_1) \cdot Z_1 + (-\dot{I}_B + \dot{i}_2) \cdot Z_2 - \dot{I}_B \cdot Z_3 = \\ &= -\dot{I}_B \cdot (Z_1 + Z_2 + Z_3) + \dot{i}_2 \cdot (Z_1 + Z_2) + \dot{i}_1 \cdot Z_1 = \\ &= -\dot{I}_B \cdot Z_{AB} + \dot{i}_2 \cdot Z_2 + \dot{i}_1 \cdot Z_1. \end{aligned}$$

Вираз для струму з точки В буде мати вигляд:

$$\dot{I}_B = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \cdot Z_{AB}} + \frac{\dot{i}_2 \cdot Z_2 + \dot{i}_1 \cdot Z_1}{Z_{AB}}.$$

Загальний вираз для багатьох навантажень:

$$\dot{I}_B = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \cdot Z_{AB}} + \frac{\sum_{k=1}^n \dot{i}_k \cdot Z_k}{Z_{AB}}.$$

Аналогічно можна записати загальний вираз струму з точки А:

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \cdot Z_{AB}} + \frac{\sum_{k=1}^n \dot{i}_k \cdot Z_k}{Z_{AB}}.$$

Рівняння для струмів можна представити у вигляді

$$\dot{I}_B = \dot{I}_{yB} + \dot{I}_{nB} \quad \text{і} \quad \dot{I}_A = \dot{I}_{yA} + \dot{I}_{nA},$$

де $\dot{I}_y$ – зрівняльний струм, обумовлений тільки різницею напруг точок живлень;

$\dot{I}_n$ – навантажувальний струм, обумовлений тільки струмами мережі.

У вираз для навантажувального струму входить сума $\sum_1^n \dot{i}_k \cdot \dot{Z}_k$, звана «сумою зворотних плечей» на відміну від аналогічно записуваної «суми прямих плечей» у виразах для розімкнутих мереж (суми моментів навантаження).

Наприклад, навантажувальний струм з точки А (рис. 2.19) запишеться так:

$$\dot{I}_{nA} = \frac{\dot{i}_2 \cdot Z_3 + \dot{i}_2 \cdot (Z_2 + Z_3)}{Z_1 + Z_2 + Z_3}.$$

Замкнені електричні мережі вирішуються також при вираженні навантажень у потужностях. У цьому випадку маємо:

$$\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \dot{I}_B = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \cdot Z_{AB}} + \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \frac{\sum_1^n \dot{i}_k \cdot \dot{Z}_k}{Z_{AB}},$$

або

$$\dot{S}_B = U_n \cdot \frac{(\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\sqrt{3} \cdot Z_{AB}} + \frac{\sum_1^n \dot{S}_k \cdot \dot{Z}_k}{Z_{AB}}.$$

Формула наближена, тому що замість дійсних напруг у точках живлення береться номінальна напруга мережі. Однак виникаючі при цьому похибки цілком припустимі для практичних інженерних завдань часто навіть при розрахунках районних електричних мереж.

При практичних розрахунках можна спростити завдання знаходження струморозділу, якщо зневажити тими або іншими факторами, що мають у даних конкретних випадках малі впливи.

Найбільш характерні три часткові випадки.

1. Напруги живлячих пунктів рівні

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B.$$

Цей випадок найпоширеніший, тому що він вірний практично для всіх

місцевих мереж. У таких мережах нерівність напруг точок живлення незначна. Крім того, цей же випадок має місце й при розрахунках кільцевих мереж з одним джерелом живлення (рис. 2.18, д). При рівності напруг живлячих пунктів зрівняльні струми дорівнюють нулю, а вираз для струмів, з пунктів живлення ухвалюють більш простий вид. Наприклад, струм з точки В дорівнює

$$\dot{I}_B = \frac{\sum_1^n \dot{i}_k \cdot Z_k}{Z_{AB}}.$$

Потужність із точки В дорівнює

$$\dot{S}_B = \frac{\sum_1^n \dot{S}_k \cdot Z_k}{Z_{AB}}.$$

2. Лінії місцевих електричних мереж виконані однорідно на всьому протязі.

Однорідними лініями електричних мереж називаються лінії, виділені на всьому протязі проводами одного і того ж перетину і металу при однаковій відстані між ними. В цьому випадку уздовж усієї довжини лінії зберігається незмінною рівність

$$\frac{x_0}{r_0} = \text{const.}$$

Вираз в цьому випадку прийме ще більш простого вигляду.

Струм в точці В дорівнює

$$\dot{I}_B = \frac{(r_0 + jx_0) \cdot \sum_1^n \dot{i}_k \cdot l_k}{(r_0 + jx_0) \cdot l_{AB}} = \frac{\sum_1^n \dot{i}_k \cdot l_k}{l_{AB}}.$$

Потужність в точці В дорівнює

$$\dot{S}_B = \frac{\sum_1^n \dot{S}_k \cdot l_k}{l_{AB}}.$$

Вираз можна також представити у вигляді

$$P_B - jQ_B = \frac{\sum_1^n (p_k - jq_k) \cdot l_k}{l_{AB}},$$

або

$$P_B = \frac{\sum_1^n p_k \cdot l_k}{l_{AB}},$$

та

$$Q_B = \frac{\sum_1^n q_k \cdot l_k}{l_{AB}}.$$

Тобто, для однорідної мережі розподіл активних і реактивних потужностей можна знаходити незалежно. Повні потужності на окремих ділянках однорідної мережі знаходяться геометричним підсумовуванням активних і реактивних потужностей цих ділянок.

3. Лінії місцевих електричних мереж мають дуже малі індуктивні опори. У цьому випадку можна зневажити індуктивними опорами, тобто

$$x_{0k} = 0.$$

Цей випадок практично має місце в освітлювальних мережах: кабельних мережах напругою до 1000 В, іноді в кабельних мережах напругою 6, 10 кВ при незначній їхній довжині й у деяких компенсованих лініях.

Формули для визначення струмів або потужностей з точок живлення мають вигляд:

$$\dot{I}_B = \frac{\sum_1^n \dot{i}_k \cdot r_k}{r_{AB}},$$

$$\dot{S}_B = \frac{\sum_1^n \dot{S}_k \cdot r_k}{r_{AB}}.$$

Як уже вказувалося, головними особливостями розрахунків замкнених електричних мереж є те, що, по-перше, у цих мережах необхідно знайти розподіл потужностей залежно від опорів ділянок мережі, тобто залежно від перетину проводів ділянок мережі, і, по-друге, ці мережі повинні бути розраховані як для нормального, так і для аварійного режимів.

Перша особливість (знаходження розподілу потужностей) є невизначеним завданням, оскільки при проектуванні невідомі перетини проводів. Для розв'язку цієї невизначеності вводяться додаткові умови.

Друге завдання (розрахунки нормального та аварійного режимів) вимагає

від проєктувальника в першу чергу правильного вибору аварійного режиму. За аварійний режим можна прийняти найважчий випадок: вихід з ладу або ділянки мережі, або одного з джерел живлення, і при цьому збереження живлення всіх споживачів при тій самій якості електроенергії. Такий випадок, мабуть, буде економічно не виправданий. Звичайно розрахунковий випадок аварійного режиму є більш легкий. Наприклад, при виході з ладу однієї з ділянок мережі відключається частина споживачів третьої категорії (або навіть другої категорії) і, крім того, до якості електропостачання пред'являються знижені вимоги – припустимі втрати напруги збільшують в 1,5–2 рази.

При розрахунках як нормального, так і аварійного режимів повинні бути не перевищені припустимі навантаження на провідники за умовами їх нагрівання й втрати напруги. Для нормального режиму повинні бути дотримані щільності струму, що задовольняють економічним вимогам.

На рисунку 2.20 представлена мережа із двостороннім живленням у номінальному (а) і аварійному (б) режимах. Очевидно, що розподіл струмів по ділянках мережі в аварійному режимі різко відрізняється від розподілу струмів у нормальному режимі. Крім того, в аварійному режимі збільшуються загальна втрата напруги та нагрівання проводів струмом, особливо на головній ділянці (ділянка А-1).

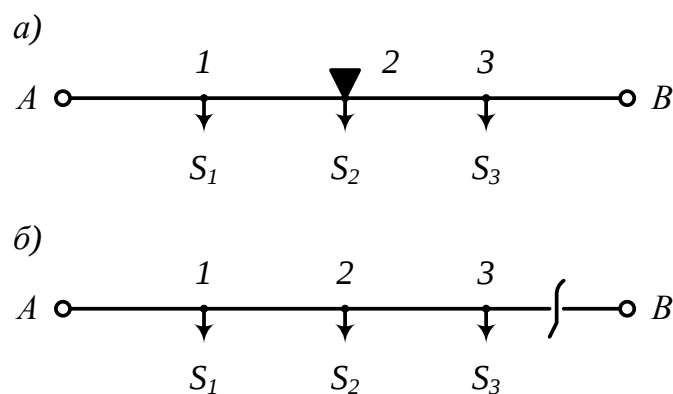


Рисунок 2.20 – Схема мережі із двостороннім живленням у нормальному (а) і аварійному (б) режимах

При проєктуванні та розрахунках мережі необхідно враховувати, що її

аварійний стан нетривалий. У цьому випадку збільшують припустимі втрати напруги, а іноді й припустимі струми перевантаження. Наприклад, ПУЕ-65 (81–2–42) допускають при аварійних режимах напругу на лампах розжарювання знижувати до 12 % від номінального значення на відміну від 5 % при нормальних режимах.

Електричні мережі із двостороннім живленням виконують двох типів: лінії з постійним по всій довжині перетином проводів і лінії зі змінним перетином проводів.

З постійним перетином по всій довжині виконуються лінії в тих випадках, коли вони живлять велику кількість навантажень при відносно невеликих відстанях між навантаженнями. Зі змінним перетином по довжині виконуються лінії з невеликим числом навантажень при відносно більших відстанях між навантаженнями. Це пояснюється тим, що при невеликих відстанях між навантаженнями простіше монтувати лінії із проводів одного перетину. При більших відстанях між навантаженнями вигідніше на головних ділянках застосовувати провідники більших перетинів, а на менш навантажених ділянках – провідники менших перетинів.

Як бачимо, вибір того або іншого варіанта перетину проводів мережі може залежити від суб'єктивних факторів, для виключення цього вибір варіанта проводиться техніко-економічними розрахунками з урахуванням нормального й аварійного режиму роботи мережі.

Розглянемо визначення перетину проводів у лініях при двостороннім живленні в обох випадках: при постійному й при змінному перетині проводів уздовж лінії.

1. Визначення перетину проводів при постійному перетині по всій довжині лінії.

На рисунку 2.21, представлена схема мережі із двостороннім живленням та кількома навантаженнями уздовж лінії.

Мережу передбачається монтувати із проводів одного перетину. Слід

урахувати, що ця мережа однорідна.

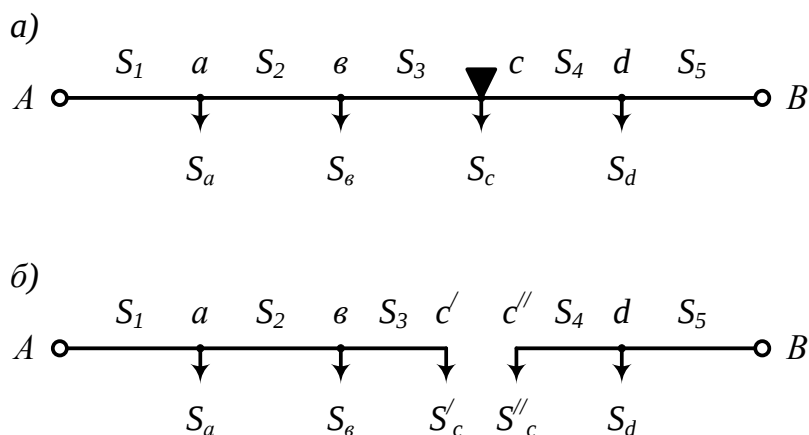


Рисунок 2.21 – Схеми мережі із двостороннім живленням у нормальному (а) і аварійному (б) режимах при визначенні постійного перетину проводів по всій довжині лінії

Маючи таку додаткову умову (мережа однорідна), легко знайти розподіл потужностей у мережі. Після знаходження точки струморозділу мережа розривається в цій точці (рис. 2.21). До кінців отриманих розімкнутих ліній прикладаються навантаження, рівні лінійним потужностям на прилягаючих до цієї точки ділянках лінії, тобто:

$$\dot{S}'_c = \dot{S}_c,$$

$$\dot{S}''_c = \dot{S}_4,$$

які в сумі дорівнюють дійсній потужності, що притікає до цієї точки, тобто

$$\dot{S}'_c + \dot{S}''_c = \dot{S}_c.$$

Далі визначається перетин однієї з отриманих розімкнутих мереж (по другій отриманій розімкнутій мережі може бути проведена перевірка розрахунків) викладеними раніше методами. Особливістю тут є розрахунки з умови роботи мережі в аварійному режимі.

За аварійний ухвалюється економічно обґрунтований найбільш важкий розрахунковий режим, у якому мережа повинна задовольняти як рівням напруги для аварійного режиму в найбільш вилучених і прилеглих від джерел живлення точках, так і тривалому струму нагрівання.

3. ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ УСТАТКУВАННЯ ТА СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З АЛЬТЕРНАТИВНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Нагрівання й охолодження проводів

При включеному електричному колі під дією електричного струму провідники нагріваються. Кількість електричної енергії, виділеної в провідниках на активному опорі r за годину при незмінному струмі I , визначається по формулі.

$$A = P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t.$$

Виділювана теплова енергія нагріває провідник, підвищує його температуру ϑ . Після перевищення температури навколишнього середовища ϑ_0 під дією різниці температур

$$\tau_{\vartheta} = \vartheta - \vartheta_0,$$

починається віддача тепла провідником у навколишнє середовище. Ця віддача буде тим більше, чим більше нагрітий провідник.

На рисунку 3.1 зображені криві зміни температури провідника при проходженні по ньому незмінного струму I_1 (крива 1) і струму $I_2 > I_1$ (крива 2); після відключення струму I_1 , і охолодження нагрітого провідника (крива 3); при проходженні переривчастого струму, коли нагрівання чергується з охолодженням (крива 4).

Підвищення температури провідника внаслідок віддачі тепла в навколишнє середовище відбувається за законом, рівняння якого має вигляд

$$\tau_{\vartheta} = \tau_{\vartheta_{max}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right),$$

де $\tau_{\vartheta_{max}} = \vartheta_{max} - \vartheta_0$ – максимальне підвищення температури;

T – постійна часу нагрівання.

Значення перегріву провідника, близьке до максимального, практично

наступає через час, рівне $(3 \div 4) T$ і досягає при цьому $(0,95 \div 0,98) \tau_{gmax}$. Ця температура відповідає рівновазі (балансу) між теплом, що виділяється провідником, і теплом, що віддається в навколишнє середовище. Ця максимальна температура, як видно з рисунку 3.1, залежить від величини електричного струму й температури навколишнього середовища.

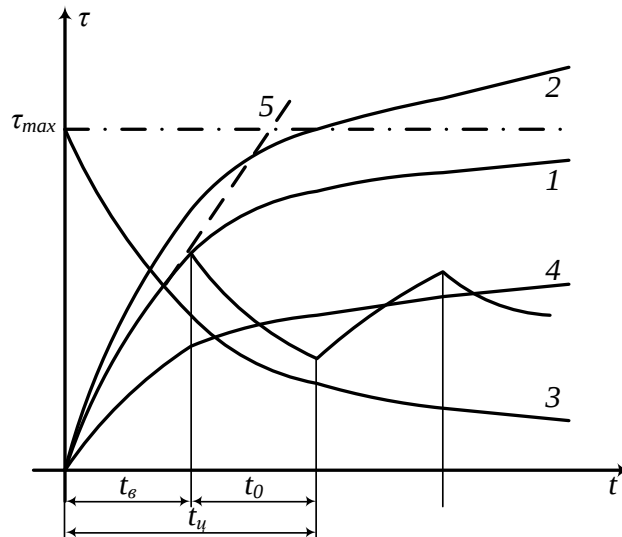


Рисунок 3.1 – Зміна температури провідника під дією струму:

- 1 – нагрівання при струмі I_1 ; 2 – нагрівання при струмі I_2 ;
- 3 – охолодження при відключенні струму I_1 ; 4 – нагрівання при повторно-короткочасному режимі (струм I_1).

Закон охолодження провідника залежно від часу виражається рівнянням

$$\tau_g = \tau_{gmax} \cdot e^{-\frac{t}{T}}.$$

Якби провідник при нагріванні струмом не охолоджувався, то закон зміни температури від часу зображувався б прямою. При уривчастому включенні струму нагрівання чергується з охолодженням і максимальна температура провідника буде нижче, чим при тривалому протіканні тієї ж величини.

З розглянутого випливають висновки, що мають велике практичне

значення:

1. Даному тривалому струму в провіднику за даних умов охолодження відповідає цілком певне підвищення температури провідника над температурою навколишнього середовища, і, навпаки, заданому перепаду температури від провідника до навколишнього середовища відповідає цілком певному тривалому струму.

2. Для забезпечення нормальної роботи провідника, контактів, ізоляції при дії струму навантаження можна допустити цілком певну максимальну температуру, яка встановлюється залежно від типу провідника, його ізоляції, умов прокладання тощо.. Ця температура називається гранично припустимою температурою й позначається ϑ_0 .

3. Найбільший тривалий струм, що відповідає в даних умовах охолодження гранично припустимій температурі, називається гранично припустимим струмом і позначається I_0 . Величина тривалого гранично припустимого струму залежить від матеріалу провідника, умов охолодження та умов прокладки.

4. Величина гранично припустимого струму залежить від режиму роботи установки: тривалий або повторно короткочасний. При повторно короткочасному режимі роботи, при всіх інших рівних умовах, величина гранично припустимого струму значно більше, чим при тривалому режимі.

Завдання розрахунків проводів за умов їх нагрівання може бути поставлене таким чином:

– якщо перетин проводів відомий, то для них визначається гранично припустимий струм при відомому перепаді температур і за даних умов охолодження;

– якщо перетин проводів невідомий, то воно визначається так, щоб температура при даному тривалому струмі та даних умовах охолодження не перевищувало гранично допустиму температуру для даних провідників.

3.2 Гранично припустимі температури провідників. Температури навколишнього середовища

Гранично припустимі температури ϑ_0 отримані в результаті тривалих спостережень і досліджень (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Гранично припустимі температури ϑ_0

№ п/п	Тип проводки	Тип ізоляції	ϑ_0 , °C
1	Голі провідники	Повітряні лінії й провідники в приміщеннях	70
2	Ізольовані провідники	Гумова ізоляція	55
		Хлорвінілова ізоляція	65
		Спеціальна ізоляція (азбест, скло й т. п.)	до 120
3	Кабелі на номінальну напругу	До 3 кВ	80
		6 кВ	65
		10 кВ	60
		35 кВ	50

Голі провідники. Провідники виконуються певною довжиною. При монтажі проводів виконуються з'єднання. Опір місць з'єднання збільшується при окисленні контактних поверхонь. При підвищенні температури провідника окислення збільшується, що, у свою чергу, веде до збільшення опору, збільшенню температури нагрівання і т. д. При температурі нагрівання до 70° C забезпечується нормальна робота провідників та місць з'єднання.

Для голих проводів, що прокладаються усередині будинків або споруджень, припустима температура також 70° C. Це обумовлене головним чином умовами пожежної безпеки та гігієни. При температурі нагрівання

провідників вище 70° С можливе загоряння пилю, що потрапив на провід, легко займистих матеріалів, а також утворення диму, випарів тощо.

Ізольовані провідники. Припустимі температури ізольованих проводів обумовлені безпекою ізоляції. Гумова ізоляція при високих температурах сильно розм'якшується та швидко старіє. При старінні гума втрачає еластичність, свої ізоляційні властивості й руйнується (обсипається).

Хлорвінілова та подібна її ізоляція може довгостроково працювати тільки при температурах нагрівання нижче 65 °С. При підвищенні температури нагрівання відбувається розм'якшення й зниження ізоляційних властивостей. При високих температурах така ізоляція провисає й може оголити провідники. При тривалих перевищеннях температури хлорвінілова ізоляція старіє.

Кабелі. Гранично припустимі температури кабелів з паперово-масляною ізоляцією зі свинцевими або алюмінієвими оболонками визначаються двома факторами: стійкістю кабельної паперової ізоляції та неприпустимістю утвору в ізоляції кабелю вакуумних і газових включень.

Стійкість кабельного паперу порушується при тривалому підвищенні температури понад величини, що допускається. Папір при цьому руйнується, втрачає механічну міцність, що приводить до порушення ізоляції або викривленню електричного поля в кабелі.

Утвір вакуумних і газових включень тім не безпечніший, чим вище напруга, на яку розрахований кабель. Нагрівання кабелю приводить до збільшення обсягу кабелю, підвищенню внутрішнього тиску на захисну оболонку. Тиск викликаний тим, що температурний коефіцієнт розширення кабельної маси в десятки раз більше температурних коефіцієнтів розширення міді, алюмінію й паперу. Усе це приводить до залишкових деформацій оболонок і в остаточному підсумку до утвору вакуумних і газових включень усередині кабелю.

Температура навколишнього середовища. Температура навколишнього середовища ϑ_0 змінюється в широких межах. Для розрахунків проводів або кабелів, розташованих поза приміщеннями, ухвалюють температуру

навколишнього середовища, рівну середньомісячної у першій половині дня за найбільш жаркий місяць. Звичайно це: $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ – для північних районів, $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ – для середньої смуги та $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ – для південних районів.

Температура навколишнього середовища усередині будинків і приміщень приймається $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$. При прокладанні кабелів у воді або землі береться середньомісячна температура води або землі для даної місцевості за найбільш жаркий місяць. Звичайно ж ця температура ухвалюється рівної $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

3.3 Визначення максимально припустимого струму (розрахунки нагрівання провідника)

Одержимо залежність між незмінним по величині тривалим струмом у голому проводі й температурою провідників. Кількість електричної енергії, що витрачається на тепло, що виділяється під дією струму I у проводі з опором r в одиницю часу, дорівнює

$$P = I^2 \cdot r.$$

Кількість електричної енергії, перетворене в теплову та виділене провідником в одиницю часу в навколишнє середовище, дорівнює

$$P_{\Sigma} = C_{\Sigma} \cdot S \cdot (\vartheta - \vartheta_0),$$

де S – охолоджувана поверхня провідників;

$C_{\Sigma} = C_{\kappa} + C_{\text{л}} + C_{\text{т}}$ – сумарний коефіцієнт тепловіддачі шляхом конвекції (C_{κ}) випромінювання ($C_{\text{л}}$) тепловіддачі ($C_{\text{т}}$), $\text{Вт}/\text{см}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$.

При тривалому струмі температура провідників досягає граничного значення й настає теплова рівновага, тобто

$$I^2 \cdot r = C_{\Sigma} \cdot S \cdot (\vartheta - \vartheta_0).$$

Підставивши сюди значення $r = \frac{L}{\gamma \cdot F} = \frac{4 \cdot L}{\pi \cdot f \cdot d^2}$ і перетворивши його одержимо:

$$I^2 = \frac{C_{\Sigma} \cdot S}{r} \cdot (\vartheta - \vartheta_0) = \frac{C_{\Sigma} \cdot \pi^2 \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot (\vartheta - \vartheta_0)}{4},$$

$$I = \frac{\pi}{2} \cdot \sqrt{C_{\Sigma} \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot (\vartheta - \vartheta_0)}.$$

Ця формула дозволяє визначати величину струму у провіднику залежно від заданих значень: перепаду температури, умов тепловіддачі, матеріалу провідників і його перетину. По ній можна визначити величину тривалого струму I_{ϑ} для голого провідника з урахуванням граничної температури провідника ϑ_{ϑ} і температури, що оточувала середовища ϑ_0 . Тоді

$$I_{\vartheta} = \frac{\pi}{2} \cdot \sqrt{C_{\Sigma} \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot (\vartheta_{\vartheta} - \vartheta_0)}.$$

Незважаючи на простий вид, ця формула для практичних розрахунків не застосовується через велику складність визначення сумарного коефіцієнта тепловіддачі C_{Σ} , який залежить від великої кількості факторів: навколишнього середовища, поверхні провідників й т. п.

При практичних розрахунках користуються готовими таблицями припустимих навантажень на провідники й кабелі. Ці таблиці складені на підставі розрахунків, результатів випробувань і вимірів проводів і кабелів у різних умовах їх прокладки. Вони дозволяють вибирати перетини проводів і кабелів для даних умов прокладки по відомому граничному тривалому струму, якій повинен бути більше або рівний максимальному робочому струму в провіднику:

$$I_{\vartheta} > I_p,$$

або, навпаки, дозволяють визначати максимально можливий тривалий струм для провідника даного перетину в даних умовах прокладки.

Отримані співвідношення для тривалого струму використовуються при практичних розрахунках для визначення припустимого струму в умовах, що змінилися.

Припустимий струм для нових умов I'_{ϑ} буде:

– для нових умов температури навколишнього середовища ϑ'_0

$$I'_{\vartheta} = k_{\vartheta_0} \cdot I_{\vartheta},$$

де $k_{g0} = \sqrt{\frac{g_0 - g_0}{g_0 - g_0}}$ – поправочний температурний коефіцієнт;

– для іншого діаметра проводу d' .

$$I'_0 = k_d \cdot I_0,$$

де $k_d = \sqrt{\left(\frac{d}{d'}\right)^3}$ – поправочний температурний коефіцієнт.

Аналогічно можна одержати коефіцієнти виправлення на зміну тепловіддачі й питомої провідності. Однак найбільше практичне використання отримав поправочний температурний коефіцієнт k_{g0} .

При повторно короткочасному режимі роботи електроприймачів припустиме навантаження на провідники можна збільшити, тому тривалий струм для повторно короткочасного режиму $I_{0,нк}$ визначають із урахуванням коефіцієнта повторно короткочасного режиму $k_{нк}$. Тоді

$$I_{0,нк} = k_{нк} \cdot I_0,$$

$$k_{нк} = 0,875 \cdot \sqrt{t_u / t_{\epsilon}},$$

де t_u – час циклу;

t_{ϵ} – тривалість включеного стану приймача.

Із правил пристрою електроустановок випливає, що повторно короткочасним режимом можна вважати тільки такий режим, при якому:

- тривалість циклу більш 10 хв;
- тривалість включеного стану менш 4 хв;
- перетин проводів з міді більш 10 мм², з алюмінію більш 16 мм².

При виборі перетину проводів і кабелів по тепловій дії струму необхідно враховувати, що для проводів великих перетинів припустима щільність струму менше, тому що зі збільшенням перетину поверхня охолодження зростає значно повільніше (пропорційно діаметру провідника), чим перетин (пропорційно квадрату діаметра провідника). При виборі проводів, а особливо кабелів перетином більш 150 мм² рекомендується брати

два або більш кабелів із сумарним перетином, що відповідають їхньому сумарному довгостроково припустимому строку.

3.4 Вибір перетину проводів і кабелів за умовами нагрівання в мережах напругою вище 1 000 В

Лінії електропередачі й районні електричні мережі напругою 110 кВ виконуються проводами перетином не менш 77 мм² (АС-70), лінії більш високих напруг виконуються проводами перетином 120, 150 мм² і більш або розщепленими проводами. Провідники таких перетинів, як правило, можуть нести більше навантаження, ніж ті, що по них передаються, і можуть бути обрані з обліком коронування, зменшення індуктивного опору, збільшення механічної міцності. У таких мережах теплові розрахунки зводяться до перевірки обраних перетинів по тепловій дії струму.

Для протяжних розподільних електричних мереж напругою 6,10 кВ, перетину проводів і кабелів вибирають по економічній щільності струму або по припустимих втратах напруги. Тому тепловий розрахунок таких мереж також зводиться до перевірки обраних перетинів по тепловій дії струму. Виняток становлять ділянки мереж малої довжини напругою 6,10 кВ несучі більші навантаження й струмоведучі шини. Для захисту таких мереж від аварійних перевантажень або коротких замикань використовують релейний захист або більш простий захист високовольтними запобіжниками.

По проводах та кабелях електричних мереж можна пропускати тільки цілком певні довгостроково допустимі струми. А якщо ні, то температура проводів або кабелів перевищує припустимі значення. Для запобігання аварійного режиму, який може спричинити пожежу, вибух або руйнування ізоляції, необхідно переривати струм, відключати пошкоджену ділянку мережі. Це виконується за допомогою плавких запобіжників, теплових реле, магнітних пускачів або теплових розщеплювачів автоматичних вимикачів.

Далі буде показано, що від типу захисту залежать умови вибору

перетину проводів і кабелів, тому основною особливістю вибору перетину проводів і кабелів у мережах напругою до 1 000 В є те, що вибір перетину проводиться разом із вибором установок захисної апаратури.

Плавкий запобіжник є найпростішим некерованим автоматичним апаратом, який складається з металевої плавкої вставки, корпуса, у якому плавка вставка кріпиться за допомогою підтримуючого контактного пристрою та пристрою для гасіння дуги.

Принцип роботи запобіжника полягає в тому, що при збільшенні струму в ланцюзі вище норми, на яку розрахована плавка вставка, вона сильно нагрівається та перегорає, відключаючи ушкоджену або перевантажену ділянку мережі.

Чим більше струм, що розплавляє вставку, тем менше час її розплавлювання. Залежність часу перегорання вставки від величини струму, що протікає, називається захисною характеристикою плавкого запобіжника. Захисні характеристики $t = f(I)$ також називаються струмо-тимчасовими або ампер-секундними і є основними характеристиками запобіжників.

На рисунку 3.2 представлений загальний вид захисної характеристики, там же пунктиром намічена величина номінального струму плавкої вставки, що є характеристикою для плавкої вставки.

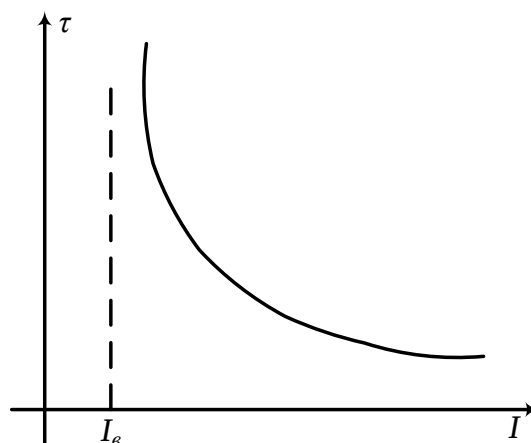


Рисунок 3.2 – Загальний вигляд захисної характеристики запобіжника

Номінальним струмом плавкої вставки I_g називається найбільший

струм, при якому плавка вставка працює довгостроково, не перегораючи. По шкалі номінальних струмів (табл. 3.2) проводиться вибір плавких вставок запобіжників.

Точний аналітичний вираз захисних характеристик практично одержати не вдається, тому що неможливо точно визначити величину коефіцієнта тепловіддачі через велику кількість факторів, що впливають на нього. Крім того, ці фактори змінюються в процесі нагрівання й охолодження плавкої вставки.

Таблиця 3.2 – Шкала номінальних струмів

6	10	15	20	25	35	45	60	80	100	125	160
200	225	260	300	350	430	500	600	700	830	1000	

На практиці захисні характеристики та величину I_e для плавких вставок визначають експериментально. Наприклад, у таблиці 3.3 наведені номінальні струми деяких плавких вставок, що виготовляються з мідного проводу діаметром d .

Таблиця 3.3 – Струми плавких вставок в залежності від діаметра

d , мм	0,05	0,09	0,11	0,14	0,16	0,25	0,4	0,73	1,31	1,81
I_e , а	0,5	1	1,5	2	2,5	6	10	25	35	60

Зазначені в таблиці дані є орієнтовними, тому що номінальний струм плавких вставок залежить не тільки від діаметра провідника, але й від його довжини, чистоти матеріалу, умов охолодження.

Розрізняють плавкі вставки безінерційні (практично безінерційні), малоінерційні й інерційні.

Плавкі вставки з малою тепловою інерцією (швидкодіючі) виготовляються з металів з високою електропровідністю (мідь, срібло й т. п.) малого перетину. Плавкі вставки з великою тепловою інерцією

виготовляються з металів з більшим питомим опором (свинець, сплави свинцю й т. п.) більшого перетину.

У таблиці 3.4 наведені основні типи запобіжників відповідно до їхньої інерційності.

Таблиця 3.4 – Типи запобіжників відповідно до їхньої інерційності

Інерційність	Тип запобіжника	Матеріал вставки	Номинальний струм, А	Інші відомості
1	2	3	4	5
Швидкодіючі	Е-33	Срібло	До 60	
	КП	Мідь	Від 25 до 600	Зі знімними трубчастими патронами, заповненими кварцовим піском
	НПР і НПН	Мідь	Від 15 до 200	Із трубчастими патронами, розбірний і нерозбірний
	П	Мідь	До 35	Відкриті
З малою інерцією	П	Мідь	Вище 35	Відкриті
	ПР-2	Цинк	Від 15 до 1000	Із трубчастими фібровими патронами без заповнення
Інерційні	Е-37 і Е-33	Свинець	До 35	
	ПТ	Мідь	–	З порцеляновими трубками без заповнення

Плавкі запобіжники мають суттєві недоліки, основні з яких наступні:

– мала точність спрацювання через великий розкид параметрів і залежності характеристик від умов навколишнього середовища;

– можливість перегорання запобіжника в одній фазі при захисті запобіжниками трифазної лінії. У цьому випадку всі приєднані

електродвигуни виявляються включеними на дві фази, що приводить до перегорання обмоток і ушкодженню електродвигунів;

– плавкі запобіжники, внаслідок їхньої малої інерційності, не можуть забезпечити захист короткозамкнених асинхронних електродвигунів від перевантаження, тому що запобіжники при виборі відходять від пускових струмів, отже, номінальний струм плавких вставок набагато перевищує робочий струм електродвигунів.

Останнім часом для електродвигунів і живлячих їхніх ліній усе ширше застосовується більш досконалий захист: автоматичними вимикачами, які забезпечуються тепловими й електромагнітними розчіплювачами; магнітними пускачами або контакторами, які спрацьовують від теплових реле.

На рисунку 3.3, а, б представлені схеми включення електродвигунів через магнітний пускач і автоматичний вимикач. Принцип дії автоматів полягає в тому, що при струмі, рівному або більшому струму спрацьовування, розчіплювач звільняє контактний важіль і автомат під дією пружини відключається. За тих самих умов від вигину біметалічної пластини теплове реле відключає магнітний пускач або контактор, розриваючи своїм контактом ланцюг котушки.

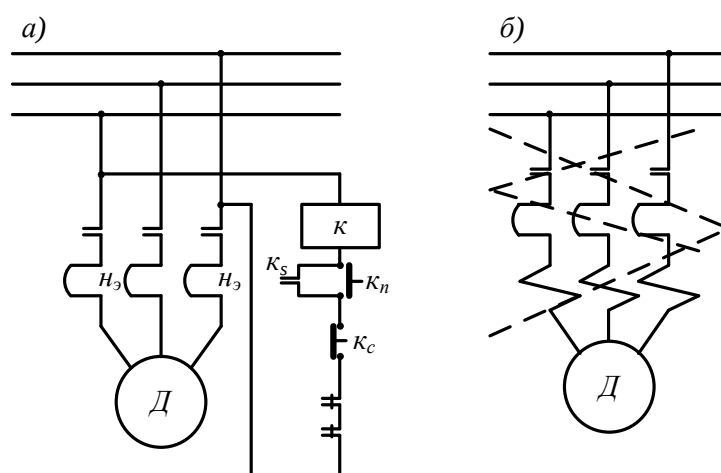


Рисунок 3.3 – Принципові схеми включення електродвигунів через магнітний пускач (а) і автоматичний вимикач (б)

Теплові розчіплювачі або теплові реле мають характеристики, подібні до захисних характеристик плавких запобіжників, але відрізняються більшою інерційністю.

Теплові розчіплювачі (теплові реле), на відміну від запобіжників при захисті від перевантаження електродвигунів або ліній що їх живлять, не діють при пусках електродвигунів, тому що мають більшу теплову інерцію й тому не спрацьовують від пускових струмів. При цьому перетину проводів і кабелів вибирають з урахуванням робочого, а не пускового струму, тобто не вибирають завищеними.

Таким чином, теплові елементи служать для захисту ділянок від перевантажень, тому апарати, забезпечені тільки тепловими елементами, наприклад магнітні пускачі, захищають мережу тільки від перевантаження.

Для захисту мереж від коротких замикань в автоматах використовують електромагнітні розчіплювачі, а в мережах, захищених магнітними пускачами, послідовно їм іноді встановлюють безінерційні запобіжники (найчастіше для цих цілей використовують запобіжники типу КП із кварцовим піском і об'ємними трубчастими патронами).

У таблиці 3.5 наведені основні типи автоматичних вимикачів і магнітних пускачів і деякі їхні характеристики.

Таблиця 3.5 – Типи автоматичних вимикачів

Вид захисту	Тип (серія) апарата	Інші відомості
Від перевантажень	АТ-15, АБ-25, АП-50, А-3100	Теплові розчіплювачі, діють із витримками часу, назад залежними від величини струму перевантаження
	АВ	Теплові розчіплювачі, постачені годинним механізмом з назад залежної відтоку характеристикою
	АМ, АС	Електромагнітні розчіплювачі з витримкою часу, що забезпечує пуск і зниження пускового струму

Продовження Таблиці 3.5

1	2	3
	Магнітні пускачі серій П, ПА, ПМИ й ін.	Теплові реле з нагрівальними елементами
Від коротких замикань	АВ	Мають два щаблі витримки часу: 0,25 і 0,4 або 0,4 і 0,6 сек
	АМ, АС	Мають три щаблі витримки часу: 0,18; 0,38; 0,63 сек
	АВ, А-3100, АП і ін.	Розчіплювачі миттєвого спрацьовування

Вибір перетину проводів і кабелів у мережах напругою до 1 000 В проводиться разом з вибором захисної апаратури по наступних етапах:

- 1) вибирається тип захисту і її налаштування як від перевантажень, так і від коротких замикань;
- 2) визначається перетин провідника або кабелю з урахуванням обраного захисту;
- 3) перевіряється обраний захист на спрацьовування при струмах короткого замикання й на можливість відключення апаратом струму короткого замикання.

Визначення параметрів захисту

При захисті запобіжниками номінальний струм плавкої вставки визначається в такий спосіб:

- а) для проводів з навантаженням, що не викликає більших пускових струмів (відсутність у складі навантаження асинхронних короткозамкнених двигунів), номінальний струм плавкої вставки повинен бути не менш максимального робочого струму навантаження:

$$I_{\epsilon} \geq I_p$$

б) для проводів з навантаженням, при включенні якої виникають пускові струми, що значно перевищують номінальні (запуск асинхронного короткозамкненого електродвигуна), номінальний струм плавкої вставки вибирати потрібно так, щоб плавка вставка не перегорала від пускового струму. У цьому випадку для одного електродвигуна в ланцюзі необхідно дотримувати умови

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_n}{\alpha} = \frac{I_p \cdot k_{nm}}{\alpha},$$

де $I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\eta} \cdot \cos \varphi}$ – робочий струм електродвигуна;

I_n – пусковий струм електродвигуна;

k_{nm} – кратність пускового струму;

η – коефіцієнт корисної дії електродвигуна.

Для декількох (n) двигунів у ланцюзі необхідно дотримувати умови

$$I_{\epsilon} \geq I_{max} = m \cdot \sum_l^n I_{p(n-l)} + \frac{I_n}{\alpha},$$

де m – коефіцієнт одночасності (має значення звичайне 0,9–1);

$\sum_l^n I_{p(n-l)}$ – сума максимальних робочих струмів у ланцюзі від усіх електродвигунів і іншого навантаження, за винятком електродвигуна, пусковий струм якого найбільший;

α – коефіцієнт короткочасного перевантаження, що враховує інерційність запобіжника й пускові характеристики електродвигуна.

Можливість застосування коефіцієнта α , що *знижує*, ілюструється захисною характеристикою запобіжника, наведеною на рисунку 3.4. По цій характеристиці бачимо, що дана вставка протягом 5 сек не спрацює при струмі, в 2,7 рази перевищуючому струм вставки. Якщо пусковий струм

двигуна триває не більш 5 сек, то така плавка вставка не спрацьовує при пуску, коефіцієнт короткочасного перевантаження для даного запобіжника й даного двигуна дорівнює 2,7:

$$\alpha = 2,7$$

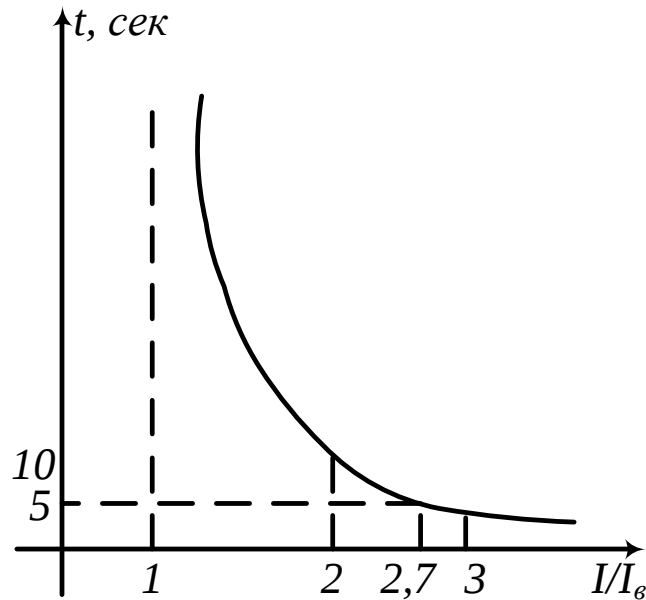


Рисунок 3.4 – Захисна характеристика запобіжника, що показує можливість застосування коефіцієнта, що знижує, α

У таблиці 3.6 наведені значення коефіцієнта α , обумовлені залежно від пускових характеристик електродвигунів. Як бачимо з таблиці, значення коефіцієнта α лежать у межах 1,6 – 3,75.

При виборі запобіжників необхідно дотримувати селективність їх, тобто при послідовному включенні декількох запобіжників потрібно, щоб номінальний струм плавкої вставки кожного наступного запобіжника відрізнявся від попереднього хоча б на один щабель по шкалі номінальних струмів.

Таблиця 3.6 – Значення коефіцієнта α

Інерційність запобіжника	Рекомендовані значення	
	Нечасті пуски із тривалістю розгону до 10 сек (легкий пуск)	Часті пуски із тривалістю розгону до 40 сек (важкий пуск)
Безінерційні (швидкодіючі)	2,5	1,6
Малоінерційні	3	2
Інерційні	Вставка вибирається за умовою $I_{\sigma} \geq I_p$	3,75

При захисті магнітними пускачами. Номінальний струм нагрівального елемента або теплового реле, вбудованого в магнітний пускач $I_{нтр}$ вибирається більшим або рівним максимальному робочому струму ланцюга, що захищається, тобто

$$I_{нтр} \geq I_p.$$

За номінальний струм нагрівального елемента приймається його середнє значення:

$$I_{нтр} = \frac{I'_{нтр} + I''_{нтр}}{2},$$

де $I'_{нтр}$ і $I''_{нтр}$ – відповідно нижня та верхня межі номінального струму нагрівального елемента.

Магнітний пускач, як вказувалося раніше, через інерційність не може захищати електродвигун від короткого замикання, а захищає його і провідники тільки від перевантаження. Іноді послідовно з магнітними пускачами для захисту від коротких замикань установлюють запобіжники, тоді номінальний струм плавкої вставки визначається по формулах і береться на 2–3 щаблі більше по шкалі номінальних струмів.

При захисті розчіплювачами автоматичних вимикачів. Номінальний струм автоматичного вимикача $I_{на}$ й номінальний струм теплового

розчіплювача автомата $I_{нтр}$ повинні бути не меншими за максимального робочого струму в ланцюзі, тобто

$$I_{на} \geq I_p$$

та

$$I_{нтр} \geq I_p.$$

Аналогічно вибирається й номінальний струм електромагнітного розчіплювача, тобто

$$I_{нэmr} \geq I_p,$$

але, щоб уникнути неправильного спрацьовування при пусках електродвигунів, електромагнітні розчіплювачі перевіряються по короткочасному максимальному струму, тобто

$$I_{cp} \geq 1,25 \cdot I_{макс},$$

де $I_{max} = I_n = I_p \cdot K_{nt}$ для ланцюга з одним електродвигуном;

$I_{max} = m \cdot \sum_1^n I_{p \cdot (n-1)} + I_{n.max}$ для ланцюга з декількома електродвигунами й іншими навантаженнями.

Це положення враховує можливу неточність у спрацьовуванні розчіплювача через неточне настроювання, або через розкид параметрів реле.

Перетин провідника або кабелю вибирається таким чином, щоб максимальний робочий струм не перевищував довгостроково припустимий струм для даного провідника або кабелю, тобто основною умовою вибору перетину є

$$I_0 \geq I_p.$$

Однак може виявитися, що номінальний струм плавкої вставки, обраної по першому етапу, особливо при наявності в ланцюзі короткозамкненого електродвигуна, буде набагато перевершувати робочий струм ланцюга, а виходить, і довгостроково припустимий струм провідника. У цьому випадку

запобіжник не буде захищати провідник від струму перевантаження й, отже, від небезпечного перегріву.

Тому ПУЕ рекомендують вибирати перетин провідників так, щоб

$$I_{\partial} \geq \frac{1}{3} \cdot I_{\epsilon} \text{ або } I_{\epsilon} \leq 3 \cdot I_{\partial},$$

тобто, щоб номінальний струм плавкої вставки не перевищував більше, чим у три рази припустимий струм провідника.

Проводки повинні бути захищені від перевантажень особливо ретельно в мережах пожеже- і вибухонебезпечних приміщень, а також в електричних, мережах, нагляд за якими обмежений або взагалі відсутній, і в мережах, де можливі приєднання, не враховані при проєктуванні (проводки освітлювальних мереж, мереж побутових і пересувних електростанцій, мереж у житлових й у суспільних будинках, складських і службово-побутових приміщеннях). ПУЕ рекомендують перетину проводів у цих випадках вибирати по, умові

$$I_{\partial} \geq 1,25 \cdot I_{\epsilon} \text{ або } I_{\epsilon} \leq 0,8 \cdot I_{\partial}.$$

Навпаки, у мережах власних потреб електростанцій і деяких інших установках із кваліфікованим обслуговуванням для надійного відбудування від кидків струму допускається завищення номінальних струмів плавких вставок до п'ятикратного значення (від припустимого струму). При цьому необхідна перевірка плавких вставок по струму короткого замикання.

Вибір перетину проводів і кабелів при захисті мережі магнітними пускачами або автоматичними вимикачами проводиться так само, як і при захисті запобіжниками.

Допускається застосовувати умову

$$I_{\partial} \geq I_n$$

для вибору проводів у невибухонебезпечних приміщеннях і для кабелів з

паперовою ізоляцією. Тут використовується автоматичний вимикач з миттєво діючим максимальним розчіплювачем.

Необхідно застосовувати умову

$$I_0 \geq I_{нтр},$$

для автоматичних вимикачів з нерегульованою захисною характеристикою незалежно від типу проводки й наявності або відсутності відсічення.

Апарати захисту мережі від струмів короткого замикання у всіх випадках повинні забезпечувати відключення аварійної ділянки при короткому замиканні. Це значить, що апарати захисту, по-перше, повинні мати достатню здатність, що відключає, щоб зробити відключення лінії при найбільш важких к.з. у ній; по-друге, апарати захисту повинні бути досить чутливими, щоб відключити ушкоджену ділянку при вилучених к.з. або к.з. через більші перехідні опори, коли струм к.з. незначно перевершує номінальний струм лінії.

Вибір апаратів захисту (забезпечення достатньої здатності, що відключає) на відключення ними струмів к.з. вивчається в курсах «Електричні пристрої» і «Релейний захист».

При розрахунках часто упускають питання про перевірку апаратів захисту ліній на відключення при короткому замиканні. Ця перевірка необхідна через недостатню чутливість апаратів захисту.

Якщо величина струму к.з. незначно перевищує припустимий струм проводів лінії, а електромагнітний розчіплювач або запобіжник не спрацює, то струм к.з. може швидко вивести з ладу провідники та апаратуру ушкодженої ділянки або може привести до пожежу.

Необхідність відключення однофазного замикання на корпус у мережах із глухим заземленням нейтралі також диктується умовами техніки безпеки, тому що замикання на корпус у таких мережах викликає появу напруги в нульовому проводі.

Вважається, що запобіжник надійно спрацює при струмах к.з., якщо

ці струми більш ніж в 3 рази перевищують номінальний струм плавкої вставки запобіжника, тобто

$$I_{K3} > 3 \cdot I_{\epsilon}.$$

Електромагнітний розчіплювач надійно спрацьовує при струмах к.з., якщо ці струми більш ніж в 1,5 рази перевищують струм спрацьовування його, тобто

$$I_{K3} > 1,5 \cdot I_{\text{сп.эмп.}}$$

Струм короткого замикання при цьому повинен бути визначений для випадку, коли він буде мінімальним у даному ланцюзі, у мережі із глухим заземленням нейтралі розглядається замикання однієї фази на нейтральні провідники, а в мережі з ізольованою нейтраллю – замикання двох фаз.

Струм короткого замикання визначається приблизно по формулі

$$I_{K3} = \frac{U_n}{Z_n + Z_m},$$

де U_n – номінальна фазна напруга для мережі із глухим заземленням нейтралі й лінійна напруга для цепі с ізольованої нейтраллю;

Z_n – повний опір петлі до місця короткого замикання. Петля «фаза-нуль» для мережі із глухим заземленням нейтралі й петля « фаза-фаза» для мережі з ізольованою нейтраллю;

Z_m – опір трансформатора, наведене до напруги 400 В.

У тому випадку, якщо апарат захисту не забезпечує надійного відключення короткого замикання, вживають заходи до зниження опору петлі.

Необхідно відзначити, що в більшості випадків практичних розрахунків активним опором трансформаторів можна зневажити, тоді замість Z_m можна брати X_m . На рисунку 3.5 представлені залежності активної та реактивної складових напруги короткого замикання від зміни повної потужності трансформатора, які характеризують співвідношення активного

та реактивного опорів трансформаторів різної потужності. Як бачимо з рисунку 3.5, реактивна складова падіння напруги набагато більше активної складовій.

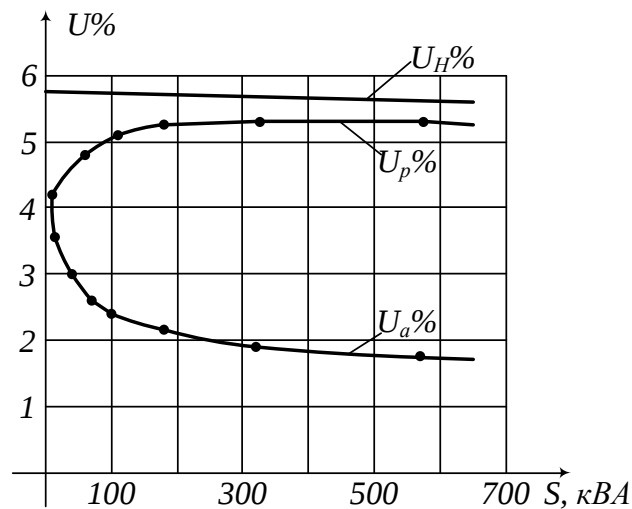


Рисунок 3.5 – Залежність активної й реактивної складових напруги короткого замикання трансформаторів від потужності

3.5 Умови економічної ефективності систем електропостачання з вітро-дизельними й фото-дизельними електростанціями

Об'єкти відновлюваної енергетики в силу залежності від природних умов, різноманітних компонувань, состава, способу виробництва будівельних робіт, взаємодії з навколишнім середовищем, у більшості випадків унікальні.

Вибір оптимального варіанта проєкту передбачає облік багатьох взаємозалежних факторів і проводиться за допомогою серії послідовних уточнюючих розрахунків.

До основних параметрам гібридного енергетичного комплексу, що підлягають обґрунтуванню в процесі проєктування належать:

- оцінка енергетичних потреб об'єкта електропостачання;
- оцінка економічного потенціалу поновлюваного енергоресурсу (вітру та сонячного випромінювання);
- конфігурація енергетичного комплексу й параметри енергетичного

встаткування;

- установлена потужність комплексу і його складових;
- параметри комунікацій.

На стадії ТЕО проекту обов'язковим є економічний розрахунок проекту й оцінка його ефективності.

Нестабільність енергетичних характеристик, розглянутих поновлюваних енергоджерел: вітру й сонячного випромінювання суттєво обмежує можливості створення автономного енергоджерела тільки на основі сонячної або вітрової електростанції. Наприклад, енергетичний потенціал сонячного випромінювання влітку перевищує зимову інсоляцію в 10 і більш раз. Досить помітно відрізняються сезонні енергетичні характеристики вітру.

Виходячи з раціональних техніко-економічних характеристик, автономна поновлювана енергетика в чистому вигляді може використовуватися тільки для електрифікації об'єктів з невеликим електроспоживанням, орієнтовно до потужності 1 кВт.

Для більших установлених потужностей рекомендуються гібридні вітро-дизельні або сонячно-дизельні енергокомплекси з різним ступенем участі в генерації дизельних й поновлюваних компонентів.

Состав і структура гібридного енергетичного комплексу залежать від тимчасових змін енергетичного потенціалу поновлюваного енергоресурсу й електроспоживання об'єкта.

З економічної точки зору автономний гібридний комплекс припускає істотне збільшення вартості енергетичного встаткування при незмінних обсягах виробленої електроенергії. Це приводить до погіршення економічних показників, наприклад, до обмежень можливостей зниження тарифу на електроенергію.

Позитивними особливостями є: економія палива й моторесурсу ДЕС, великий термін служби енергетичного встаткування установок поновлюваної енергетики, підвищення надійності електропостачання, поліпшення екологічної обстановки.

Таким чином, завданням раціональної побудови гібридної системи електропостачання є забезпечення найкращих техніко-економічних показників у порівнянні з базовим-дизельним варіантом.

Вихідними даними для побудови енергокомплексу є енергетичні характеристики об'єкта електрифікації: пікова потужність і обсяги споживаної електроенергії щомісяця протягом року. Характеристики електроспоживання бажано аналізувати за кілька років, наприклад, за 5–10 літній період.

Іншою групою вихідних даних є енергетичні характеристики вітру й сонця в районі будівництва гібридного енергетичного комплексу. Ці характеристики визначаються на основі баз даних метеоспостережень.

У результаті аналізу метеоданих визначається пріоритетний для даного району вид поновлюваного енергоресурсу. По енергетичних характеристиках пріоритетного ВДЕ та об'єкта електрифікації з баз даних орієнтовно вибирається енергетичне встаткування поновлюваного компонента гібридного енергокомплексу. Визначається обсяг виробленої «зеленої» електроенергії й складається помісячний енергетичний баланс споживаної й виробленої електроенергії. Звичайно, у різні сезони можливий як недолік, так і надлишок «зеленої» енергії. Недолік повинен покриватися ДЕС, а надлишок слід розуміти, як недостатнє використання встановленої потужності енергоустановок ВІЕ.

На етапі аналізу енергетичного балансу вибирається структура енергетичного комплексу й необхідна ДЕС.

Наступним етапом є визначення економічних характеристик розглянутого варіанта енергокомплексу й порівняння їх з базовим варіантом - тільки ДЕС.

На підставі економічних характеристик проводиться коректування енергетичного балансу, а, отже, устаткування поновлюваної й дизельної частин гібридної енергоустановки з метою підвищення її економічної ефективності.

Таким чином, у результаті аналізу варіантів побудови гібридного енергокомплексу вибирається раціональний варіант. Використання оптимізаційних методів дозволяє знайти оптимальний варіант енергокомплексу при заданих обмеженнях і з урахуванням дискретності встаткування.

У силу низької енергетичної щільності поновлюваних енергоресурсів (ПЕ) та їхньої крайньої мінливості, вартість виробленої електроенергії з використанням ПЕ в цей час звичайне перевищує тариф на електроенергію, отриману традиційними способами. Тому конкурентоспроможною областю нетрадиційної енергетики є мала енергетика, особливо в децентралізованих системах електропостачання споживачів, що перебувають у віддалених, важкодоступних місцях.

Для ефективної організації децентралізованого електропостачання з використанням ПЕ актуальні наступні питання:

- оцінка обсягів і умов електропостачання споживачів, що не мають централізованого електропостачання;
- оцінка потенціалу поновлюваних енергоресурсів у зоні розміщення об'єктів електрифікації й виділення пріоритетних видів природної енергії;
- розробка методик і аналіз техніко-економічних характеристик варіантів побудови децентралізованих систем електропостачання;
- розробка критеріїв економічної ефективності експлуатації децентралізованих систем електропостачання;
- аналіз соціальних і екологічних аспектів використання ПЕ для децентралізованого електропостачання об'єкта;
- аналіз можливих організаційно-правових форм функціонування енергетичного бізнесу в децентралізованих зонах енергозабезпечення споживачів. Розробка пропозицій з удосконалюванням нормативно-правової бази для реалізації даного напрямку енергетичного бізнесу.

Дана робота спрямована на визначення умов техніко-економічної ефективності використання поновлюваних енергоресурсів у

децентралізованих зонах енергопостачання. Дослідження даної проблеми проводиться з урахуванням наступних факторів.

Комплексний підхід до оцінки економічної й енергетичної ефективності децентралізованих зон з різними типами енергоджерел.

Регіональні, кліматичні, географічні фактори при визначенні умов економічної й енергетичної ефективності функціонування децентралізованих систем енергозабезпечення.

Тенденції розвитку й зміни зон децентралізованого енергопостачання.

Тенденція розвитку енергоустановок, що використовують місцеві, у тому числі поновлювані енергоресурси.

Оцінка ефективності застосування нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії для електропостачання автономних об'єктів, що не мають централізованого електропостачання, проводиться на основі порівняльного техніко-економічного аналізу всіх можливих варіантів електрифікації. При цьому необхідно розглянути варіанти електропостачання не тільки від нетрадиційних джерел енергії, але й цілком традиційних: централізована енергосистема та паливні генератори. Електропостачання від енергосистеми передбачає будівництво лінії електропередачі, а в якості паливних генераторів найпоширеніші дизельні електростанції. Відповідно, до можливих варіантів електропостачання автономного об'єкта віднесені:

- централізоване електропостачання (будівництво ЛЕП);
- дизельні електростанції;
- вітроенергетичні установки;
- сонячні електростанції;
- гібридні енергетичні комплекси.

При цьому, у якості критеріїв оцінки, застосовуються три групи показників: технічні, економічні та соціально-екологічні. У групу технічних показників входить усього один критерій – критерій технічної здійсненності проекту. Вихідними даними для визначення даного критерію є відомості про основні технічні характеристики первинного джерела енергії. У зв'язку із

цим, критерій технічної здійсненності проєкту на основі дизельних електростанцій завжди позитивний; при електропостачанні від централізованої енергосистеми залежить від необхідної встановленої потужності об'єкта електропостачання P (кВт) і відстані до централізованої електричної мережі D (км); для вітроенергетичної установки критерієм є середньорічна швидкість вітру на рівні маточини вітроколеса $v_{\text{ср}}$ (м/с); для сонячних електростанцій середньомісячна денна енергетична освітленість E (кВт год/м²).

Основним критерієм економічної ефективності є наведені річні витрати на 1 кВт установлених потужностей системи електропостачання.

У якості соціально-екологічних критеріїв ефективності застосування різних варіантів електропостачання можуть бути прийняті наступні:

- потенційна загроза життю людей;
- наявність паливної складової;
- відчуження землі;
- вплив на птахів і тварин;
- акустичний вплив і вібрація;
- електромагнітне випромінювання.

Тому що, кількісна оцінка соціально-екологічних критеріїв вкрай скрутна, а часом і неможлива, то при аналізі проводиться тільки їх якісна оцінка, яка може служити в якості додаткового критерію при виборі найбільш раціонального варіанта електропостачання автономного об'єкта.

3.6 Комп'ютерне моделювання систем електропостачання з автономними джерелами енергії

Питанням моделювання й оптимізації СЕП, що використовують ВІЕ, присвячена значна кількість розрахункових програм. Найбільше поширення в цей час мають комплекси HOGA – Hybrid optimization by genesis algorithm

(Іспанія), HOMER – Hybrid optimization modeling software (США), HYPORA – Hybrid power optimized for rural/ remote areas (США).

HOGA являє собою програму моделювання й оптимізації систем електропостачання, що використовують відновлювані енергоресурси. Ціль оптимізації полягає в мінімізації сумарних витрат системи за час експлуатації. Можливе використання як цільової функції кількість викидів вуглекислого газу в атмосферу. При розв'язку оптимізаційного завдання використовується генетичний алгоритм. Математична модель системи включає моделі різних елементів: ФЕП, ПЕУ, ДЕС, АБ, паливних елементів та ін.

HOMER – програма, що дозволяє вирішувати завдання структурної оптимізації й співвідношення встановлених потужностей основного генеруючого встаткування. У розрахункову модель входять такі елементи як ПЕУ, ФЕП, ДЕС, АБ, мікро-гес, паливні елементи, елементи виробництва й зберігання водню, баластові навантаження. У якості цільових функцій можуть виступати капіталовкладення, споживання органічного палива, викиди в атмосферу. Даний комплекс є найпоширенішим у розглянутій області енергетики.

HYPORA – це програма для розв'язку завдань структурної оптимізації СЕП, що використовують енергію сонця, вітру, біомаси. У якості цільової функції розглядається вартість одержуваної електроенергії. Відмінною рисою даного комплексу є можливість модифікувати базову програму. HYPORA менш розповсюджений у порівнянні з вищеописаними комплексами.

Представлені математичні моделі оптимізаційних комплексів реалізовані за допомогою різних засобів комп'ютерного програмування: C++, MS, Excel, JAVA, та ін.

Перевагою зазначених оптимізаційних комплексів є можливість розв'язку завдання вибору оптимального співвідношення потужностей генеруючого встаткування різної фізичної природи. Представлені програмні

комплекси мають зручний інтерфейс для користувача, що спрощує їхнє використання.

До недоліків цих комплексів можна віднести наступні:

- оцінка вітроенергетичного потенціалу по середньорічній або середньомісячній швидкості вітру при неможливості обліку випадкового характеру цієї швидкості;
- використання в математичних моделях середньомісячної сонячної радіації, що характеризується циклічними добовими змінами;
- відсутність кореляції між параметрами навколишнього середовища й параметрами енергетичного встаткування;
- відсутність можливості виконання електричних розрахунків і обліку втрат електроенергії в системі електропостачання;
- відсутність можливості деталізації капіталовкладень у будівництво й експлуатацію СЕП;
- неможливість змінювати структуру комбінованої системи електропостачання й доповнювати її новими елементами.

Оптимізація структури й параметрів автономних енергокомплексів за участю ВІЕ повинна проводитися з урахуванням наступних вимог:

- аналіз енергетичного потенціалу природних поновлюваних енергоресурсів виконується з використанням даних метеоспостережень за період не менш 10 років;
- ураховуються техніко-економічні показники енергетичного встаткування СЕП, технічні умови експлуатації, капітальні витрати, вартість доставки й монтажу, експлуатаційні витрати та ін;
- розробляється алгоритм взаємодії елементів СЕП, виражений у вигляді логічних умов і техніко-експлуатаційних обмежень;
- техніко-економічні характеристики СЕП приводяться до розрахункового періоду її експлуатації з урахуванням можливої заміни деяких елементів: акумуляторів, дизель-генераторів та ін.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Шкрадюк І. Є. Тенденції розвитку поновлюваних джерел енергії у світі / І. Є. Шкрадюк. – М. : WWF, 2010. – 88 с.
2. Надійність електроенергетичних систем. Довідник / за редакцією М. Н. Розанова. – М. : Енергія, 2000. – 564 с.
3. Довідник по проєктуванню електричних мереж / за редакцією Д. Л. Файбисовича. – М. : Вид. НЦ ЕНАС, 2005. – 320 с.
4. Оптимізація числа й потужності дизель-генераторів автономної дизельної електростанції / Б. В. Лукутин, С. Г. Обухів, Е. А. Блазнів, Н. М. Парників // Промислова енергетика. – 2009. – № 11. – С. 27–33.

Навчальне видання

ЄГОРОВ Олексій Борисович,
ГЛЄБОВА Марина Леонідівна

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського)
рівня вищої освіти всіх форм навчання спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.
освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії»)*

Відповідальний за випуск *М. Л. Глєбова*
За авторською редакцією
Комп'ютерне верстання *М. Л. Глєбова*

План 2022. поз.107Л

Підп. до друку 02.08.2022. Формат 60 × 84/16.
Електронне видання. Ум. друк. арк. 6,5.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.