



Міністерство іти і науки України
**ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕР-
СИТЕТ**

**Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту**

С. А. Попадченко

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Курс лекцій (I частина)

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
денної (заочної) форми навчання
за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

Харків

2024



Міністерство іти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту

С. А. Попадченко

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Курс лекцій (I частина)

для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
денної (заочної) форми навчання
за спеціальністю 141 «Проектування систем електропостачання підприємств АПК»

Затверджено
рішенням Науково-методичної ради
факультету енергетики, робототехніки
та комп'ютерних технологій
Протокол № 4
від 29. 01. 2024 р.

Харків

2024

УДК 621.31
О 75

Схвалено
на засіданні кафедри електропостачання
та
енергетичного менеджменту
Протокол №7 від 26. 01. 2024 р.

Рецензенти:

Н. Г. Косуліна, доктор техн. наук, проф. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ;

Ю. М. Хондола, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

О 75 Основи електропостачання: Курс лекцій (І частина) для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної (заочної) форми навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ С. А. Попадченко / – Електрон. дані. – Х. : ДБТУ, 2024. – 140 с.

Конспект лекцій з дисципліни «Основи електропостачання» розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Призначено для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної (заочної) форми навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.31

Відповідальний за випуск: **О. О. Мірошник**, доктор технічних наук, професор

© Попадченко С. А., 2024
© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

ВСТУП	5
МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ	5

Лекція № 1. Загальні положення в дипломному та курсовому проектуванні. основні методи визначення розрахункових навантажень. класифікація електроприймачів, основні характеристики. режими, графіки.	7
Лекції № 2. Електрична потужність споживачів, номінальна, розрахункова. методи розрахунку навантаження на електричному вводі в приміщення.	12
Лекція № 3. Графіки навантаження. Будова графіків, основні коефіцієнти, які характеризують графіки навантаження.	27
Лекція № 4. Зведені розрахункові затрати. Розрахунок втрат електричної енергії в лініях та трансформаторах.	36
Лекція № 5. Якість електричної енергії ДСТУ EN 50160:2014. Вплив якості електричної енергії на роботу споживачів.	43
Лекція № 6. Конструкція повітряних ліній. активні та індуктивні опори ліній і проводів.	52
Лекція № 7. Відхилення напруги. методи розрахунку відхилення напруги в мережах 0,38-10 кВ. коливання напруги при пуску електродвигунів в мережі 0,38 кВ.	64
Лекція № 8. Вибір перерізу проводів за економічними інтервалами навантаження, економічній густині струму.	71
Лекція № 9. Розрахунок перерізу проводів за допустимою втратою напруги. Методи розрахунку.	78
Лекція № 10. Розрахунок перерізу проводів в мережі 0,38 кВ з рівномірним та нерівномірним розподілом навантаження.	88
Лекція № 11. Розрахунок ліній з двохстороннім живленням.	95
	106
Лекція №13. Втрати напруги в мережах змінного струму. векторна діаграма лінії трифазного струму з навантаженням у кінці.	116
Лекція № 14. Поздовжня ємнісна компенсація. компенсація реактивної потужності.	122
Лекція № 15. Регулювання напруги в електричних мережах.	129

ВСТУП

Навчальна дисципліна «Основи електропостачання сільського господарства» є профілюючою для спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Предметом вивчення навчальної дисципліни

«Основи електропостачання» є вимоги нормативно-технічних документів щодо вибору електротехнічного обладнання, розрахунку електричних мереж та заходи щодо підвищення ефективності електропостачання.

Базовими дисциплінами для успішного засвоєння програмного матеріалу дисципліни є: Вища математика, Теоретичні основи електротехніки, Монтаж електрообладнання і систем керування, Фізика, Хімія, Електричні машини, Контрольно-вимірювальні прилади з основами метрології, Економіка.

Дана навчальна дисципліна забезпечує формування таких компетентностей:

Здатність раціонального використання електроенергії та інших енергетичних ресурсів; вміння вибору та впровадженню енергозберігаючих технологій, нетрадиційних і поновлюваних джерел енергій.

Здатність забезпечити ефективність роботи систем електропостачання агропромислового комплексу та проектування систем енерго-(електро-)постачання;

Здатність розрахунку електричного навантаження, розрахунку нормальних та аварійних режимів роботи мережі, розрахунку засобів релейного захисту та автоматики.

Здатність здійснювати техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень та вибору електричних апаратів та струмопроводів.

МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ

Метою дисципліни «Основи електропостачання» є надання студентам теоретичних знань та практичних навичок з розрахунку навантаження, вибору перерізу струмопроводів, вибору технічних засобів регулювання напруги та засобів по зменшенню втрат напруги, електричної енергії, розрахунку аварійних режимів по визначенню струмів к. з., вибору та перевірки електричних апаратів, вивченню закономірностей електричного з'єднання сільських підстанцій, малих електричних станцій, розрахунку надійності електропостачання та визначення збитків від перерви в електропостачанні; розрахунку релейного захисту мереж та захисту від перенапруги, розрахунку техніко-економічних показників.

Ключові завдання дисципліни «Основи електропостачання» є підготовка студентів до самостійної інженерної діяльності з питань:

– раціонального використання електроенергії та інших енергетичних ресурсів;

– вибору та впровадженню енергозберігаючих технологій, нетрадиційних і поновлюваних джерел енергій;

– ефективність роботи систем електропостачання агропромислового комплексу;

– проектування систем енерго-(електро-)постачання;

– розрахунку електричного навантаження;

– розрахунку нормальних та аварійних режимів роботи мережі;

– розрахунку засобів релейного захисту та автоматики;

– техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень;

– вибору електричних апаратів та струмопроводів.

В результаті вивчення дисципліни студенти

повинні знати:

– джерела струму та систему виробництва, передачі і перетворення електричної енергії в інші види енергій, склад електричних мереж;

– нормальні та аварійні режими роботи мережі;

– методи вибору струмопроводів і критерії вибору та перевірки роботи електричних апаратів;

– критерії надійності електропостачання та засоби її підтримання;

– засоби енергозбереження, техніко-економічні показники;

– релейний захист в мережах сільського електропостачання, автоматизації та оперативне перемикання;

– техніку безпеки, заземлюючі пристрої та захист мереж від перенапруги і прямих ударів блискавки;

– безпеку обслуговування електричних мереж, пристроїв.

Бакалавр як фахівець вищої кваліфікації в галузі електрифікації і автоматизації сільського господарства повинен мати теоретичні та практичні навички з проектування та експлуатації мереж напругою 110-35-10(6)-0,38 кВ і засобів їх автоматизації, релейного захисту та безпеки їх обслуговування.

повинні уміти:

– володіти сучасними математичними методами розрахунків, адаптованими до систем електропостачання сільського господарства;

– виконувати необхідні техніко-економічні розрахунки окремих елементів та систем електропостачання сільськогосподарських об'єктів;

– аналізувати технічний стан та режими роботи систем електропостачання щодо їх відповідності нормативним вимогам;

– визначати перспективні шляхи реконструкції та розвитку систем електропостачання.

ЛЕКЦІЯ № 1. ЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ.

**СУТЬ І ЗНАЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ.
ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАВАННЯ,
РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.
ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ, ТЕРМІНИ. КРИТЕРІЇ БУДОВИ СИСТЕ-
МИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.
СТАНДАРТНА (НОМІНАЛЬНА) НАПРУГА МЕРЕЖ.**

1. Основні визначення, структура електропостачання.

2. Види нейтралей силових трансформаторів.

3. Вимоги до електричних мереж.

4. Категорії споживачів.

5. Номінальні напруги.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.

3. Василега П. О. Електропостачання. Навчальний посібник. – Суми: ВТД. Університетська книга .2008. – 415 с.

4. Гончар М. І.. Електропостачання сільського господарства. І частина / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник., Х.: «Лідер», 2013 – 244 с.

5. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.:Аграрна освіта,2011 – 448 с.

6. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

Виробництво, розподілення і застосування електроенергії у всіх галузях господарства і побуту населення – один із важливих факторів технічного прогресу.

Електропостачанням називається забезпечення споживачів електричною енергією .

Сукупність електростанцій, підстанцій, ЛЕП і теплових мереж пов'язаних в одне ціле єдністю технологічного режиму й безперервністю виробництва та розподілу електричної і теплової енергії називається **енергетичною системою**.

Частина енергосистеми, що складається з генераторів, розподільних пристроїв, підстанцій, ЛЕП і споживачів називається **електричною системою**.

Електричною мережею називається частина електричної системи, що складається з підстанцій і ЛЕП різної напруги.

Розподільною електричною мережею називається мережа, яка транспортує електроенергію від джерела живлення до споживчих трансформаторних підстанцій.

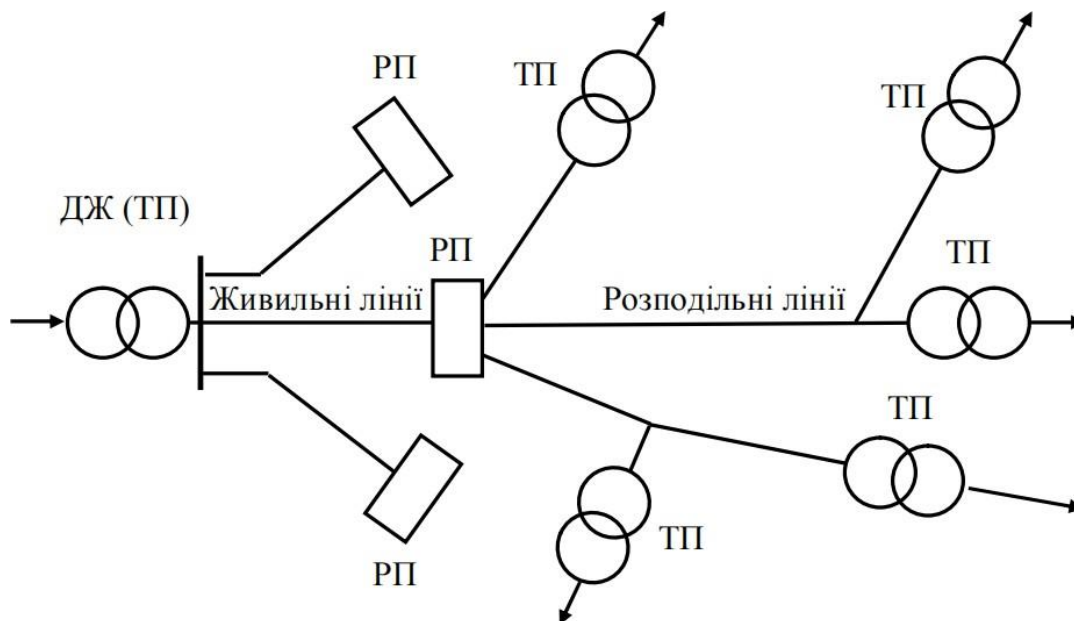


Рисунок 1. 1 - Схема живильних та розподільних електричних мереж..

Мережі виконують:

замкнуті, кільцеві замкнуті, розімкнуті (радіальні), умовно замкнуті, які в нормальному режимі працюють розімкненими, а в після аварійному – замикаються.

Під лінією електропередавання (ЛЕП) будь-якої напруги (повітряною або кабельною) розуміють електроустановку, яка призначена для передавання електричної енергії.

Передавання великої кількості електроенергії на значні відстані можливе і економічно доцільне тільки по лініям високої напруги.

З цією метою електрична енергія, **яка виробляється генераторами на станціях**, перетворюється в енергію високої напруги за допомогою трансформаторів, які встановлюються на електростанціях. У нашій країні електростанції виробляють трифазний змінний струм частотою 50 Гц.

Напруга основних споживачів не перевищує 220- 660 В.

Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, що живляться здебільшого від енергетичних систем, які об'єднують кілька електростанцій. Ці системи одночасно постачають електроенергією великі райони, передаючи її на значні відстані.

Генератори великих електростанцій виробляють електроенергію напругою на гідроелектростанціях: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75 кВ, а на теплових електростанціях – 3,15; 6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 20,0; 24 кВ. Виготовлення генераторів на більшу напругу недоцільне в зв'язку з різким підвищенням вартості ізоляції обмоток і погіршенням параметрів генератора.

Під час передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу. Підстанції, на яких відбувається ця трансформація, **називаються підвищуючими або живильними підстанціями**. Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують понижувальні трансформаторні підстанції.

Підстанції які приймають електроенергію, які перетворюють електроенергію з напругою, при якій вона передавалась по ЛЕП, до напруги приєднаної до підстанції розподільної мережі, **називаються знижувальними або приймальними трансформаторними підстанціями**. **Приймальні підстанції високої напруги можуть бути і живильними**.

Отже, розподільні мережі поділяються на :

1) живильні

2) приймальні:

- низької напруги 0,38-0,22 кВ;

- середньої напруги 6-10 кВ;

- високої напруги 35 – 110 кВ;

- надвисокої напруги 330 – 500 – 750 кВ.

Електрична енергія від електростанцій (ЕС) до центрів навантаження подається через ЛЕП, які входять в районну мережу і через електропередавання, яка складається із живильної і приймальної трансформаторних підстанцій і ЛЕП, яка їх з'єднує.

Особливості електропостачання сільськогосподарських споживачів:

1. Мають малі потужності;

2. Розосередженість невеликих потужностей на великих територіях;

3. Сезонність роботи – зима, осінь, весна, літо;

4. Мобільність технологічних процесів сільському господарстві.

Електричні мережі повинні забезпечувати:

- 1) безперервність електропостачання, яка залежить від схеми і надійності улаштування мережі;
- 2) якість електроенергії, яка характеризується належним рівнем напруги у споживачів;
- 3) зручність і безпечність експлуатації;
- 4) економічність;
- 5) можливість подальшого розвитку без докорінної перебудови мережі.

Електричні системи стосовно з'єднання обмоток силових трансформаторів відносно землі поділяються на :

- з глухозаземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю, більше 500 А, нульова точка силового трансформатора з'єднується з землею). Клас напруг – 0,38 кВ, 110 кВ і вище;

- з ізолюваною нейтраллю, нульова точка силового трансформатора ізолюється (з малими струмами замикання на землю). Клас напруг – 3(6), 10(20), 35 кВ;

- з компенсованою нейтраллю (нульова точка силового трансформатора з'єднується з землею через котушку індуктивності – в мережах 35 кВ).

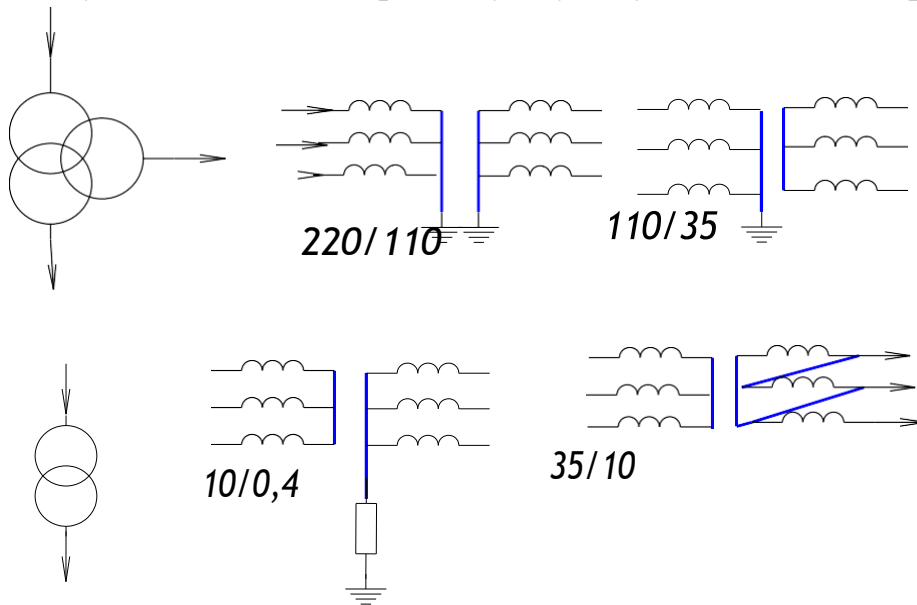


Рисунок 1. 2 - Схеми з'єднань силових трансформаторів.

Згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок(ПУЕ) всі електроприймачі поділяються на три категорії у відношенні забезпечення надійності електропостачання:

I категорія – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може призвести до небезпеки для життя людей, значних збитків народному господарству, пошкодження коштовного основного обладнання (для сільського го-

сподарства – хвороба і загибель тварин), масовий брак продукції, порушення складних технологічних процесів [1, дод.31].

Електроприймачі I категорії повинні мати резервне живлення. Перерва в електропостачанні цих електроприймачів від одного джерела **допускається тільки на час автоматичного відновлення живлення.**

До I категорії відносяться підприємства безперервного циклу, птахоферми, дуже великі тваринницькі комплекси.

II категорія – перерва в електропостачанні яких приводить до масового недовідпуску продукції, масовим простоям робочих і механізмів, порушенню нормальної діяльності значного числа жителів сіл і міст [1, дод.31].

Електроприймачі II категорії повинні мати резервне живлення. Перерва в електропостачанні цих електроприймачів **допускається тільки на час, необхідний для відновлення живлення оперативним персоналом або виїзною оперативною бригадою за час проведення ремонтних робіт, в найкоротший час.**

До них відносяться лікарні, ферми.

III категорія – відносяться всі інші електроприймачі. Електропостачання виконується від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні не перевищує однієї доби.

У загальному визначенні **номінальною** називається така напруга, на яку розрахована робота електроустаткування в нормальному режимі з найдоцільнішими технічними і економічними характеристиками.

$$U_{нф} = \frac{U_{нл}}{\sqrt{3}}$$

$U_{нл} = 0,22; 0,38; (3, 6)10; 35; 110(150); 220; 330; 500; 750$ кВ.

$U_{н.ген} = 1,05U_{нл} = 0,23; 0,4; 10,5; 37; 115...$

Питання для самоперевірки

1. Мета та задачі вивчення курсу.
2. Назвіть типи виконання електричних.
3. Розподіл електричних мереж по напрузі.
4. Особливості електропостачання сільськогосподарських споживачів.
5. Розподіл електричних систем стосовно з'єднання обмоток силових трансформаторів відносно землі.
6. Вимоги до електричних мереж.
7. Категорії споживачів за надійністю.

ЛЕКЦІЯ № 2. ЕЛЕКТРИЧНА ПОТУЖНІСТЬ СПОЖИВАЧІВ, НОМІНАЛЬНА, РОЗРАХУНКОВА. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ НАВАНТАЖЕННЯ НА ЕЛЕКТРИЧНОМУ ВВОДІ В ПРИМІЩЕННЯ.

- 1. Визначення розрахункового навантаження.**
- 2. Види потужностей.**
- 3. Метод коефіцієнта завантаження.**
- 4. Метод визначення навантаження через коефіцієнт одночасності (метод оцінки).**
- 5. Метод підсумовування навантаження .**
- 6. Метод еквівалентного навантаження.**
- 7. Метод розрахунку активного і реактивного навантаження за S_y .**
- 8. Методи визначення навантажень за величиною обсягу споживання електричної енергії**
- 9. Метод технологічного добового графіка навантаження**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Блажко Ю. М. Електропостачання міст./ Ю. М. Блажко – К.: НМК ВО, 1992. – 254 С.
2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
3. Василега П. О. Електропостачання. Навчальний посібник. – Суми: ВТД. Університетська книга .2008. – 415 с.
4. Гончар М. І.. Електропостачання сільського господарства. І частина / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник., Х.: «Лідер», 2013 – 244 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
6. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.:Аграрна освіта,2011 – 448 с.
7. Попадченко С. А. Методичний посібник до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.
8. Попадченко С. А. «Методичний посібник до практичних занять по електропостачанню» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 76 с.

9. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

Розподільною електричною мережею називається мережа, яка підводить електричну енергію від джерела живлення до споживчих трансформаторних підстанцій.

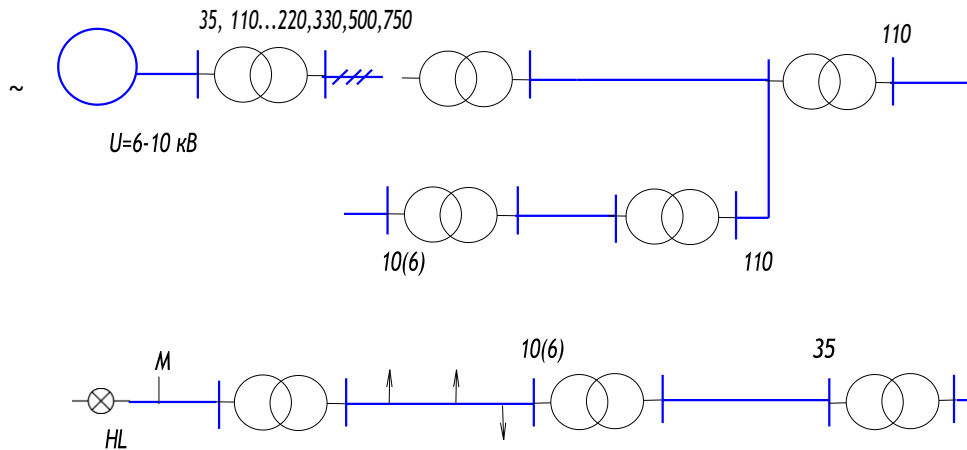
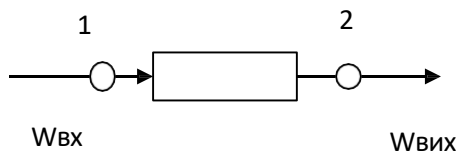


Рисунок 2. 1 - Схема розподільної електричної мережі.

Споживачами електричної енергії називаються електроприймач або група електроприймачів з'єднаних технічними процесами і розташованих на відведених територіях, які використовують електричну енергію для забезпечення потреб електроустановок на підставі договору.

Електроприймачем називається агрегат, пристрій, механізм, призначений для перетворення електроенергії в інший вид енергії.



$$K = \frac{W_{вих2}}{W_{вх1}}$$

Кожен електроприймач характеризується номінальною (паспортною) потужністю, визначеною при номінальній напрузі.

Враховується також приєднана потужність (котру споживає із мереж електроприймач при повному її навантаженні).

Для всіх електроприймачів $S_{приєдн.} = S_{встановл.}$, крім електродвигунів.

Для електродвигунів

$$S_{\text{приєдн}} = \frac{P_{\text{встанов}} \cdot K_{\text{зав}}}{\eta \cdot \cos\varphi},$$

де η - ККД електродвигуна;

$K_{\text{зав}}$ - коефіцієнт завантаження.

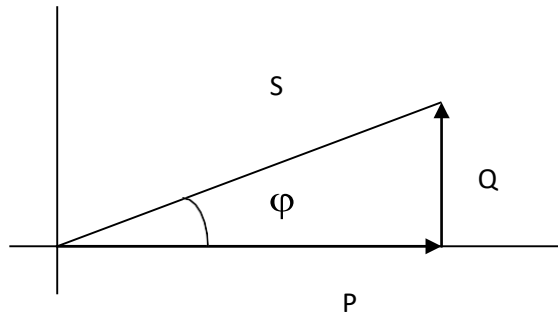
Для всіх приймачів

$$S_{\text{екв.}} = \frac{P_{\text{екв.}}}{\cos\varphi_{\text{екв.}}}$$

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi (\text{кВт})$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi (\text{кВАр})$$

$$S = U \cdot I (\text{кВА})$$



$$\cos\varphi = \frac{P}{S}$$

Рисунок 2. 2 - Трикутник співвідношення потужностей.

Розрахунковим навантаженням називається найбільше із значень повної потужності на ввіді до споживача або електричної мережі за проміжок часу 30 хвилин в кінці розрахункового періоду.

$t_p = 0,5$ - T розр. періоду.

$$S_{p \text{ max}} = \sqrt{P_{p. \text{ max}}^2 + Q_{p. \text{ max}}^2}.$$

За розрахунковий період приймаємо час, який пройшов з моменту вводу в експлуатацію до досягнення розрахункового значення навантаження.

Струм півгодинної тривалості, який наближено дорівнює трьом сталим часу нагрівання (10 хвилин) називається **робочим максимальним струмом** [3].

Завжди після визначення розрахункового навантаження визначається робочий максимальний струм за формулами:

- в мережі з трифазним симетричним навантаженням

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_l},$$

- в мережі з однофазним навантаженням

$$I_p = \frac{P_p}{U_\phi \cdot \cos\varphi},$$

де I_p - робочий максимальний струм, А;

S_p, P_p - розрахункові величини повного і активного навантаження, кВА, кВт;

U_ϕ, U_l - фазна і лінійна напруга, кВ;

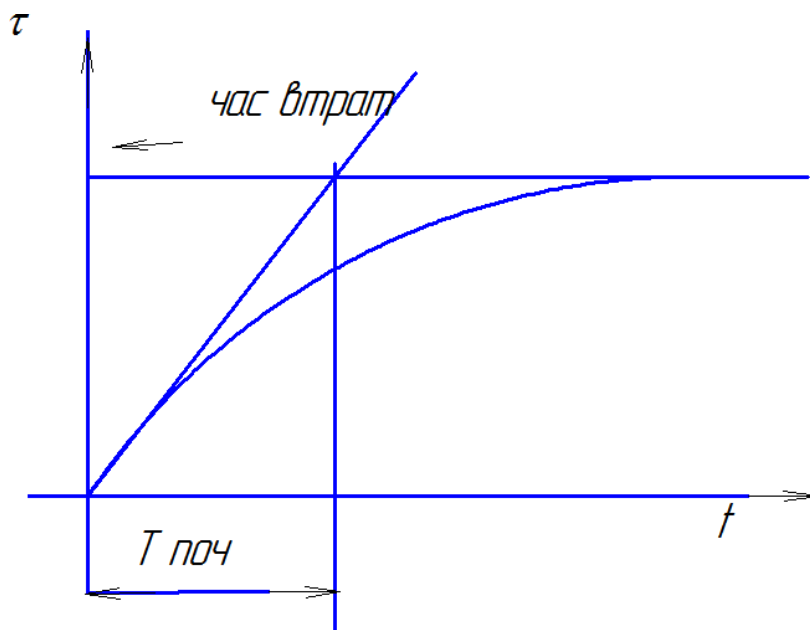
$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності, $\cos\varphi = \frac{P}{S}$.

Інтервал часу 0,5 год відповідає постійній часу нагріву провідника, виготовленого із кольорового металу.

В основу розв'язку задач з визначення розрахункового навантаження покладені фізичні закони Ома і Джоуля-Ленца та закономірності нагріву і охолодження провідником із струмом.

$$Q = k \cdot I^2 \cdot R \cdot t,$$

$T_{\text{поч.}} \cong 30 \text{ хв.}$



Час максимальних втрат τ – це такий фіктивний час, протягом якого

електрична система працює з максимальним навантаженням і має втрати енергії такі самі, що і за реальним графіком.

Під час практичних електротехнічних розрахунків час максимальних втрат зазвичай позначають грецькою літерою τ та розраховують за формулами:

Розрахункову потужність на вводі в житлові будинки визначають за номограмою (рис.6.9)[4] залежно від існуючого електроспоживання з урахуванням динаміки росту навантаження до кінця розрахункового періоду.

Розрахунок навантаження виконується в такій послідовності :

1) вибір струму провідника

2) вибір електричних апаратів ,

$$I_{an} \geq I_{p.max}$$

3) розрахунок максимального струмового захисту,

$$I_{c.z.} \geq I_{p.max}$$

4) розрахунок втрат напруги ,

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot Z,$$
$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

5) розрахунок втрат електричної енергії

6) вибір засобів контролю та обліку використаної енергії

7) розрахунок техніко – економічних показників.

$$P_{екв.} = \sqrt{\frac{P_1^2 \cdot t_1 + P_2^2 \cdot t_2 + \dots + P_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}},$$

P_1, P_2, \dots, P_n - найбільше навантаження;

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість дії навантажень.

Розрахункове навантаження визначають в денний і вечірній час окремо, а потім по найбільшому ведуться всі інші розрахунки.

Точність розрахунку – 1, 3, 5, 10 %.

$$\delta_{\%} = \frac{I_{\text{д.}} - I_{\text{роз}}}{I_{\text{роз}}} \cdot 100\% .$$

Метод коефіцієнта завантаження.

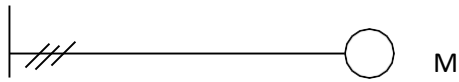
$$\kappa_3 = \frac{P_{\text{max}}}{P_n} .$$

$$\kappa_3 = \frac{I_{\text{max}}}{I_n} .$$

$$\kappa_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_n} .$$

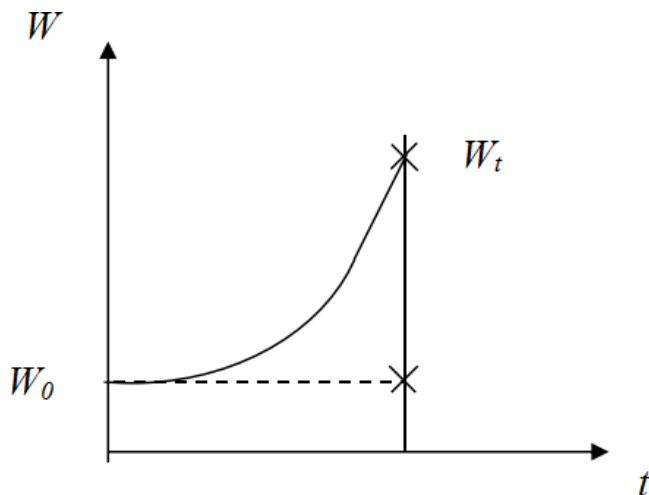
κ_3 може бути більше і менше 1.

$$P_p = \kappa_3 \cdot P_n$$



$$W_p = P_p \cdot t .$$

κ_3 є у всіх довідниках .



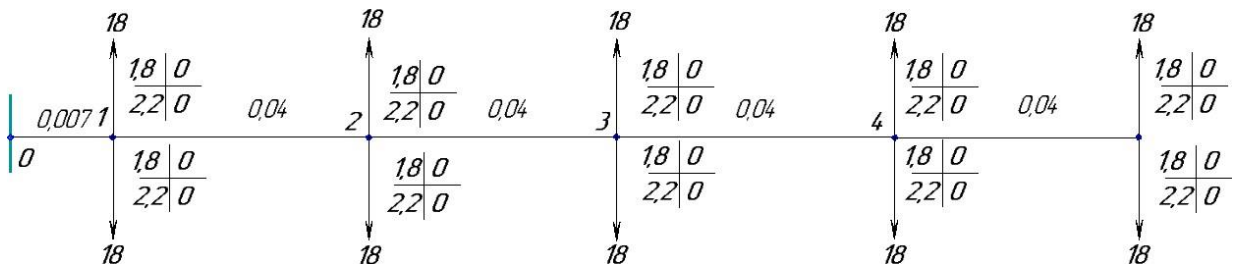
$$P_{cp} = \frac{W}{t} = \frac{W_t - W_0}{t} k$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Метод визначення навантаження через коефіцієнт одночасності (метод оцінки).

Розрахунок електричних навантажень в мережах 0,38...110 кВ виконують, виходячи з розрахункових навантажень **на вводі споживачів**, шинах пі-

дстанцій з урахуванням відповідних коефіцієнтів одночасності окремо для денного і вечірнього максимумів **при розрахунку однорідних споживачів, які можна об'єднати в групи.**



$$P_{pд} = k_0 \sum P_{ipд}; \quad Q_{pд} = k_0 \sum Q_{ipд};$$

$$P_{pв} = k_0 \sum P_{ipв}; \quad Q_{pв} = k_0 \sum Q_{ipв};$$

де $P_{pд}, P_{pв}$ - розрахункові денне і вечірнє активні навантаження на ділянці лінії або шинах трансформаторних підстанцій, кВт;

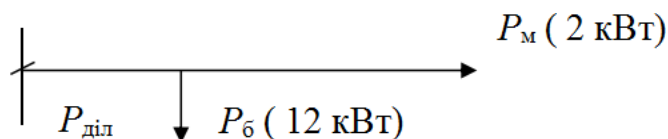
$Q_{pд}, Q_{pв}$ - розрахункові денне і вечірнє реактивні навантаження на ділянці лінії або шинах трансформаторних підстанцій, кВАр;

$P_{ipд}, P_{ipв}$ - розрахункові денне і вечірнє активні навантаження на вводі і-го споживача або і-го елемента мережі, кВт;

$Q_{ipд}, Q_{ipв}$ - розрахункові денне і вечірнє реактивні навантаження на вводі і-го споживача або і-го елемента мережі, кВАр.

Метод підсумовування навантаження.

Якщо окремі навантаження відрізняються між собою більш як в чотири рази, то підсумовування здійснюють за допомогою таблиць (3.6. та 3.10, [1])



$$P_{діл} = P_{біл} + \Delta P_{мени};$$

$$Q_{діл} = Q_{біл} + \Delta Q_{мени};$$

де $P_{б\grave{и}л}, Q_{б\grave{и}л}$ - більше активне і реактивне навантаження відповідно;

$\Delta P_{мени}, \Delta Q_{мени}$ - добавка від менших активних і реактивних навантажень відповідно;

$P_{д\grave{и}л}, Q_{д\grave{и}л}$ - розрахункове навантаження.

$$P_{д\grave{и}л} = 12 + 1,2 = 13,2 \text{ кВт}$$

Метод еквівалентного навантаження.

$$P_{екв.} = \sqrt{\frac{\sum_i^n P_i^2 \cdot t_i}{\sum_i^n t_i}}; \quad Q_{екв.} = \sqrt{\frac{\sum_i^n Q_i^2 \cdot t_i}{\sum_i^n t_i}};$$

де P_1, P_2, \dots, P_n - найбільше навантаження;

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість дії навантажень.

Під час проектування мереж напругою 10 -110 кВ розрахункові навантаження визначаються на підставі існуючого навантаження трансформаторів підстанцій з урахуванням коефіцієнта росту і навантаження нових споживачів, що потребують встановлення нових підстанцій.

Розрахункові навантаження мереж визначають за формулою:

$$P_{роз} = k_p P,$$

де P – існуюче навантаження підстанцій у вихідному році, кВт;

k_p - коефіцієнт росту навантаження за табл.6.12 [4], який показує відношення навантаження розрахункового і вихідного років.

Для визначення денного і вечірнього максимумів навантаження приймають коефіцієнти участі в максимумі. Коефіцієнт участі в денно-вечірньому максимумі навантаження показує, яка частина максимально навантаження припадає на денний (вечірній) максимум навантаження.

Для виробничих споживачів $k_d = 1; k_e = 0,6$;

Для побутових споживачів у будинках без електроплит $k_d = 0,3 \dots 0,41; k_e = 1$;

У будинках з електроплитами $k_d = 0,6; k_e = 1$;

для змішаного навантаження $k_d = k_e = 1$.

Метод розрахунку активного і реактивного навантаження за S_y .

При розробці системи електропостачання використовується метод розрахунку активного і реактивного навантаження за відомою установленою повною потужністю S_y споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ за формулами:

$$P_{(d,e)} = S_y \cdot K_z \cdot K_y \cdot K_n \cdot K_c \cdot \cos\varphi,$$

$$Q_{(d,e)} = P_{(d,e)} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{(d,e)},$$

де S_y - установлена (номінальна) потужність силових трансформаторів, кВА;

K_z - коефіцієнт завантаження трансформатора, середньостатистична величина(0,4...0,9) [1];

K_y - коефіцієнт, яким враховують зміну навантаження в ранковому(денному) та вечірньому максимумах системи, $K_y = (0,4...1)$ [5],

- для комунально-побутових $K_{yв} = 1, K_{yд} = 0,4$;
- для виробничих $K_{yв} = 0,6, K_{yд} = 1$;
- для змішаних $K_{yв} = 1, K_{yд} = 1$;

K_n - коефіцієнт, яким враховують перспективну зміну навантаження, $K_n = (0,5...1,5)$ [1];

K_c - коефіцієнт сезонності, який характеризує зміну навантаження в межах сезону[1]. Якщо розрахунковий сезон, прийнятий в КП, зимовий, то $K_c = 1$; за винятком споживачів [1, стор.42, табл..3.11]:

- будинки та табори відпочинку в зимовий період - $K_c = 0,2$;
- система зрошення - $K_c = 0,1$;
- теплиці і парники - $K_c = 0,3$;
- коефіцієнт активного і реактивного навантаження $\cos\varphi, \operatorname{tg}\varphi$, які вибираються із таблиці 1.3,1.4.

Підсумки робляться за формулами:

- загального активного навантаження:

$$P_{i,p(\partial,\epsilon)} = K_0 \cdot \sum_1^n P_{i(\partial,\epsilon)} ;$$

- загального реактивного навантаження:

$$Q_{i,p(\partial,\epsilon)} = K_0 \cdot \sum_1^n Q_{i(\partial,\epsilon)} ,$$

де K_0 - коефіцієнт одночасності, який при підсумовуванні загального навантаження приймається в межах не менше; 0,65 – для змішаного; 0,7 – виробничого і 0,75 – комунально-побутового характеру споживання.

Оцінка повного загального навантаження об'єкту визначається за формулами як для денного, так і для вечірнього навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

При виконанні КП на тему «Реконструкція...» доцільно мати інформацію про річне споживання активної і реактивної енергії споживачем.

Методи визначення навантажень за величиною обсягу споживання електричної енергії

За показанням лічильників активної і реактивної енергії, включених безпосередньо без трансформаторів струму і напруги середня величина активного і реактивного навантаження визначається за формулою:

- активного навантаження:

$$P_{cp} = \frac{P_{ак} - P_{ан}}{t} = \frac{W_a}{t} ,$$

- реактивного навантаження:

$$Q_{cp} = \frac{P_{рк} - P_{рн}}{t} = \frac{W_p}{t} ,$$

де $P_{ак}$, $P_{рк}$ - кінцеві показання лічильників відповідно активної і реактивної енергії, кВт.год, кВАр.год;

$P_{ан}$, $P_{рн}$ - початкові показання лічильників, кВт.год, кВАр.год;

t – тривалість використання електричної енергії, наприклад, за зміну, місяць, рік,

W_a, W_p - обсяг споживання активної і реактивної енергії, кВт.год, кВАр.год.

Розрахункове повне навантаження визначається за формулою:

$$S_p = K_m \cdot \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2},$$

де $K_m \geq 1$ - коефіцієнт максимуму активного і реактивного навантаження, величина якого, у більшості галузей виробництва, приймається в межах 1,05...1,15, [2].

Середня величина повного навантаження, за короткий термін роботи, в межах 30 хвилин і більше, визначається за формулою:

$$S_p = \frac{\Pi_k - \Pi_n}{t \cdot \cos\varphi},$$

де Π_k - кінцеві показання лічильника активної енергії, кВт.год,

Π_n - початкові показання лічильника, кВт.год,

t – проміжок часу, більше 30 хвилин, від зняття початкового показання лічильника, до кінцевого в максимум навантаження зміни, год;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності, величина якого визначається за наступними формулами: $\cos\varphi_{cp} = \frac{1}{\sqrt{1 + (W_a / W_p)^2}}$, $\cos\varphi_{cp} = \frac{P_p}{S_p}$.

або вибирається з таблиці 2.

Якщо відомі річний обсяг споживання активної електричної енергії (таблиця 1) і коефіцієнт потужності (таблиця 2), то величину повного навантаження визначають за формулою:

$$S_p = \frac{W_a}{T_M \cdot \cos\varphi},$$

де W_a - річний обсяг споживання активної електричної енергії, кВт.год, T_M - річне число годин використання максимуму активного навантаження, вибирається за таблицею 2. 1;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності, величина якого визначається за формулами або вибрати з таблиці 2. 2.

Таблиця 2. 1– Залежність річного числа годин використання максимуму від наперед визначеного розрахункового навантаження[1].

Розрахункове навантаження, кВт	Річне числа годин використання максимуму (T_M) в залежності від навантаження, годин		
	Комунально-побутове	Виробниче	Змішане
До 10	900	1100	1300
10...20	1200	1500	1700
20...50	1600	2000	2200
50...100	2000	2500	2800
100...250	2350	2700	3200
Більше 250	2600	2800	3400

Таблиця 2. 2 – Коефіцієнт активної і реактивної потужності споживачів згідно[1, 3, 6].

Назва споживачів	Коефіцієнт активної і реактивної потужності в максимум навантаження	
	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
Тваринницькі приміщення	0,75...0,85	0,88...0,62
Приміщення птахоферм	0,75...0,85	0,88...0,62
Кормоцехи	0,75...0,85	0,88...0,62
Житлові будинки, гуртожитки без ел.плит	0,9...0,93	0,48...0,4
Адміністративні, громадські, комунально--побутові приміщення,	0,85...0,9	0,62...0,48
Млини	0,8...0,85	0,75...0,62
Цех по переробці с. г. продукції	0,75...0,8	0,88...0,75

Для комунально-побутових навантажень, житлових будинків коефіцієнт потужності приймається в межах 0,95...1.

Метод технологічного добового графіка навантаження

Метод побудови технологічного добового графіка навантаження рекомендується використовувати не тільки для визначення півгодинного максимуму, а і для аналізу використання електричної енергії, створенню електричного балансу та інше.

Метод полягає в наступному. Створюється таблиця відомостей про електроприймачів, які формують навантаження, згідно технологічного про-

цесу в яку послідовно під нумерацією заносяться усі види електричного навантаження, назва робочої машини, її тип, номінальна потужність, коефіцієнт завантаження, (використання) к. к. д., коефіцієнт потужності, розрахункове активне і реактивне навантаження, терміни роботи за добу або зміну.

Розрахункове навантаження окремого електроприймача визначається за формулою:

- активне

$$P_p = \frac{P_n \cdot K_3}{\eta},$$

- реактивне

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi \text{ або } Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2},$$

- повне

$$S_p = \frac{P_p}{\cos\varphi},$$

де P_n – номінальна(паспортна) потужність, кВт;

K_3 – коефіцієнт завантаження, допустимо прийняти величину коефіцієнта за таблицями коефіцієнта використання;

η – коефіцієнт корисної дії(к. к. д. електроприймача.

Навантаження освітлення рекомендується визначати за допомогою коефіцієнта попиту.

Визначивши розрахункове навантаження i -го електроприймача, інколи групи, наприклад освітлення, будується технологічний графік використання активної і реактивної потужності. По осі ординат відкладається розрахункове навантаження, а по осі абсцис – тривалість роботи електроприймача, двигуна тощо. На графіку вказують номер електроприймача, або технологічної операції. Номер повинен співпадати з технологічною операцією згідно таблиці.

Технологічний добовий графік будується шляхом підсумку навантаження в межах використання енергії.

Таким чином, графічним шляхом визначається максимальна величина активного і реактивного навантаження в термін доби або робочої зміни.

В разі відсутності достовірної інформації роботи електрообладнання в технологічному процесі, розрахункове активне навантаження таких електроприймачів визначається за формулою [1]:

$$P_{in} = \sum_1^n \frac{P_{ni} \cdot K_{zi}}{\eta \cdot 0,5} + \sum_1^m \frac{P_n \cdot t \cdot K}{\eta \cdot 0,5}$$

де P_{ni} - номінальна потужність кожного i -го електроприймача який бере участь в формуванні максимуму і працює більше 30 хвилин;

K_{zi} – коефіцієнт завантаження i -го електроприймача;

\square – к. к. д. електроприймача, середня величина;

P_n - номінальна потужність кожного i -го електроприймача який працює менше 30 хвилин і приймає участь в максимумі графіка навантаження;

t – тривалість роботи кожного із m -х електроприймачів, які працюють менше 30 хвилин.

Еквівалентне розрахункове навантаження при тривалості максимуму менше 30 хвилин, визначається за формулою:

$$P_{ек} = \sqrt{\frac{\sum_1^n P_{pi}^2 \cdot t_i}{\sum_1^n t_i}}$$

де P_{pi} – розрахункове i -те навантаження тривалістю менше 0,5 годин;

t_i - тривалість i -того навантаження з роботою менше 0,5 години.

Метод розрахунку навантаження по їх ймовірнісним характеристикам.

Математичне очікування потужностей (активного і реактивного) визначається за таблицями , а потім розрахункові активні і реактивні навантаження визначаються за формулами :

$$P_p = \bar{P} + \beta_P \cdot \sigma_P; \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

$$Q_p = \bar{Q} + \beta_Q \cdot \sigma_Q.$$

Питання для самоперевірки

1. Визначення розрахункового навантаження.
2. Визначення робочого максимального струму.
3. Послідовність розрахунку навантаження.
4. Метод коефіцієнта завантаження.
5. Метод визначення навантаження через коефіцієнт одночасності (метод оцінки).
6. Метод підсумовування навантаження.
7. Метод еквівалентного навантаження.
8. Метод розрахунку активного і реактивного навантаження за S_y .
9. Методи визначення навантажень за величиною обсягу споживання електричної енергії. Метод технологічного добового графіка навантаження

ЛЕКЦІЯ № 3. ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ. БУДОВА ГРАФІКІВ. ОСНОВНІ КОЕФІЦІЄНТИ, ЯКІ ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ.

1. Загальні відомості про графіки навантаження.

2. **Добові графіки навантаження , графіки навантаження в агропромисловому комплексі.**
3. **Річний графік навантаження (за тривалістю, графік максимумів навантаження).**
4. **Коефіцієнти, які характеризують графіки навантаження.**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
3. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011- 448 с.
5. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

Режим роботи окремих споживачі і їх груп у цілому не залишається сталим, їх потужність змінюється протягом доби, місяця і сезону. Зміна навантаження носить імовірнісний характер.

$$W_i = \int_0^t P dt.$$

Електричні навантаження в сільському господарстві величина, яка постійно змінюється. Розрізняють денний S_d і вечірні S_v максимуми навантаження споживачів або групи споживачів.

За розрахунковий період приймають час, який пройшов з моменту вводу установки в експлуатацію до досягнення навантаженням розрахункового значення. В сільських електроустановках тривалість такого періоду приймають рівними 5...10 рокам. Необхідно також знати коефіцієнт потужності розрахункових навантажень.

Коефіцієнт потужності в період максимуму:

$$\cos\varphi = P'_M / \sqrt{P'^2_M + Q'^2_M} ;$$

Середній коефіцієнт потужності за найбільш завантажену зміну:

$$\cos\varphi_{сер.зав} = W_{сер.зав} / \sqrt{W^2_{сер.зав} + V^2_{сер.зав}}$$

Графіки електричних навантажень дозволяють правильно підійти до вибору основного обладнання підстанцій — трансформаторів, компенсуючих улаштувань, кабелів і визначити найбільш економічний режим їх роботи. В умовах діючих підприємств графіки електричних навантажень допомагають виявити основні показники електричних навантажень, які необхідні для проектування електропостачання аналогічних підприємств.

Характеристику навантаження можна показати графічно. Якщо на осі абсцис відкласти години доби, а на осі ординат – відповідні їм навантаження, то отримаємо криву, яка називається **добовим графіком навантаження**. Розрізняють також **тижневі, сезонні і річні графіки навантаження**.

За видом навантаження бувають активного і реактивного навантаження.

На осі ординат можна відкласти навантаження як в одиницях потужності, так і в одиницях струму.

Їх будують за показниками лічильників активної і реактивної енергії через кожну годину або кожні півгодини (для виявлення напівгодинного максимуму навантаження). В проектуванні використовують типові добові графіки, характерні для даного виду виробництва, в яких максимальне добове навантаження прийняте за одиницю або за 100 %, а інші навантаження виражені в частках одиниці або у відсотках.

Для побудови конкретного добового графіка необхідно знати максимальне навантаження і мати типовий добовий графік.



Рисунок 3. 1- Ступенева форма графіка навантаження .

Для побудови добових графіків навантаження енергосистеми знімають два рази на рік у характерні дні, звичайно в третій декадах червня і грудня, для активного і реактивного навантаження. Фактичні добові графіки навантаження споживачів можуть бути отримані різними способами.

Найбільш точними являються добові графіки, записані на плівку прибору для регистрування.

Але для аналізу режиму електроспоживання такі графіки малопридатні, тому що вони реєструють всі випадкові коливання навантаження, які ускладнюють отримання характерного графіка навантаження даного споживача. Тому необхідне спрощення конфігурації графіка, яке дозволить виявити основні закономірності режиму споживача енергії .

Другим способом отримання добового графіка навантаження є використання показів облікових приборів, знятих через визначений проміжок часу (0,5 ; 1,0; 2,0 години). Чим більше інтервал часу, тим менш точним буде графік навантаження споживачів.

Третім способом побудови добового графіка навантаження являється реєстрація об'єму споживання енергії. В цьому випадку показання електролічильника E записуються через рівні інтервали часу T (звичайно через 0,5 години) і для кожного інтервалу визначається середнє навантаження .

$$P_{сер} = \frac{E_{n+1} - E_n}{T} .$$

Знайдені значення середнього навантаження за інтервалами часу відкладаються на діаграмі у вигляді горизонтальних майданчиків , які з'єднуються ступеневою лінією в добовий графік навантаження. При правильно вибраному інтервалі часу середнє значення навантаження стає близьким до його максимального значення за даний інтервал і добовий графік навантаження стає достатньо точним.

З метою аналізу добові графіки навантаження можуть бути розділені на три характерні зони(рис. 3. 2) :

- базисну (3), обмежену мінімальним нічним навантаженням;
- напівпікову (2), між мінімальним нічним і середнім навантаженням за добу ;
- пікову (1), між середнім і максимальним навантаженням.

Поряд з регулюванням добових графіків навантаження, велике значення мають заходи по зниженню піків навантаження.

Споживання електроенергії в сільському господарстві має різко виявлений піковий характер, що впливає на зростання абсолютних і відносних піків навантаження електростанцій і підстанцій.

При регулюванні добових графіків навантаження треба перевести енергоємних споживачів, які працюють періодично (млини, пилорами, електро-теплові установки, що працюють за принципом акумулювання теплоти), з годин максимуму на інші години доби.

Економічна зацікавленість підприємств у перенесенні навантаження стимулюється системою діючих тарифів на електроенергію (однотарифних, двотарифних і тритарифних).

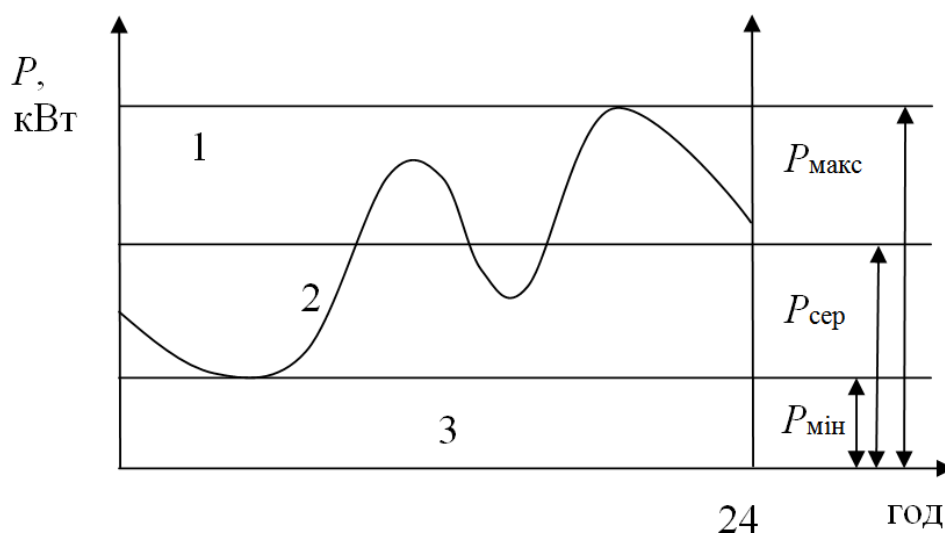


Рисунок 3.2. - Виділення зон графіка навантаження з використанням середньодобового навантаження

За даними добових графіків навантаження зими і літа можна побудувати **річний графік за тривалістю**. Для цього визначають спочатку тривалість сезону, тобто річну кількість днів поділяють на зимовий і літній періоди.

Потім, визначивши загальну добову тривалість якого-небудь навантаження (максимального), і перемноживши це число годин на кількість днів сезону, визначають тривалість цього навантаження протягом сезону в годинах. Такі розрахунки повторюють при кожному спаданні навантаження і на основі цих даних будують графік.

Підсумовуючи абсиси літнього і зимового графіків для однакових навантажень визначають тривалість навантаження за рік.

Такий графік називається річним графіком за тривалістю.

На цьому графіку по осі абсцис відкладають час (в році 8760 годин), а по осі ординат – мінімальне навантаження, яке відповідає цьому часу.

З достатньою точністю річний графік за тривалістю можна побудувати, користуючись добовими графіками тільки для двох днів року – зимового і літнього (рис. 3. 2).

Так як сільські споживачі в середньому на протязі року працюють 200 днів за зимовим графіком і 165 днів за літнім, то тривалість дії навантажень P_1, P_2, \dots, P_n і більших їх на протязі року визначиться таким чином:

$$t_1 = 200 \cdot t_{1.зим} + 165 \cdot t_{1.літ} ;$$

$$t_2 = 200 \cdot t_{2.зим} + 165 \cdot t_{2.літ} ;$$

.....

$$t_n = 200 \cdot t_{n.зим} + 165 \cdot t_{n.літ} ;$$

Якщо відкласти відповідні точки в системі координат P, t і з'єднати їх, отримаємо річний графік за тривалістю (рис. 3. 3).

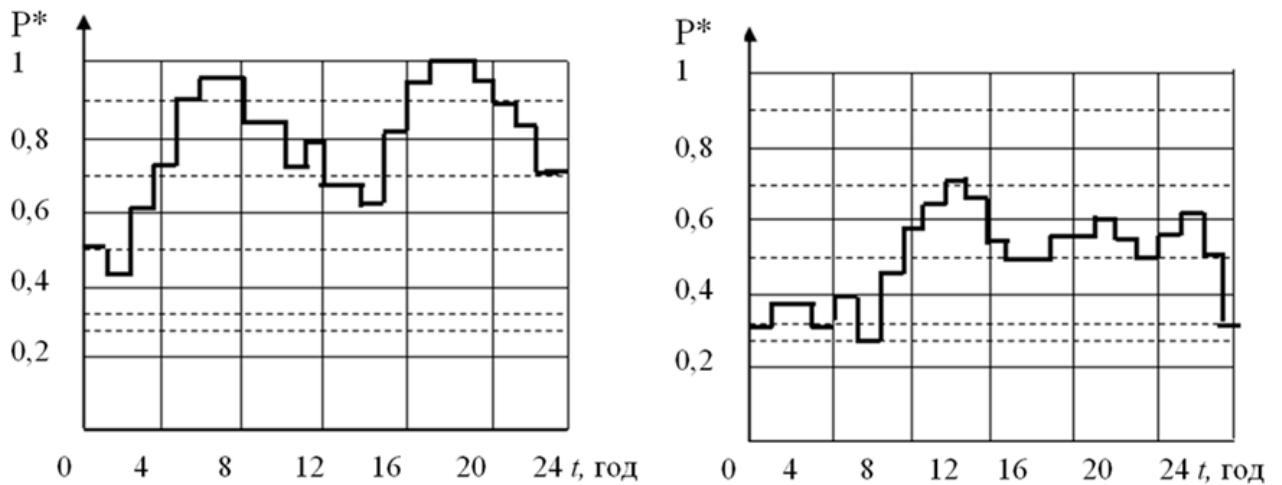


Рисунок 3. 3 - Побудова річного графіка по тривалості за добовими графіками зимового і літнього днів.

На цьому графіку $P_{сер}$ - середня річна потужність, яка дорівнює кількості енергії W переданої за рік (тобто площі річного графіка за тривалістю) поділеної на повне число годин в році – 8760.

Якщо мати графіки навантаження об'єкту, то можна визначити всі величини, які необхідні для проектування системи електропостачання .

Для визначення розрахункового навантаження з графіку беруть ділянку, де на протязі не менш півгодини потужність найбільша.

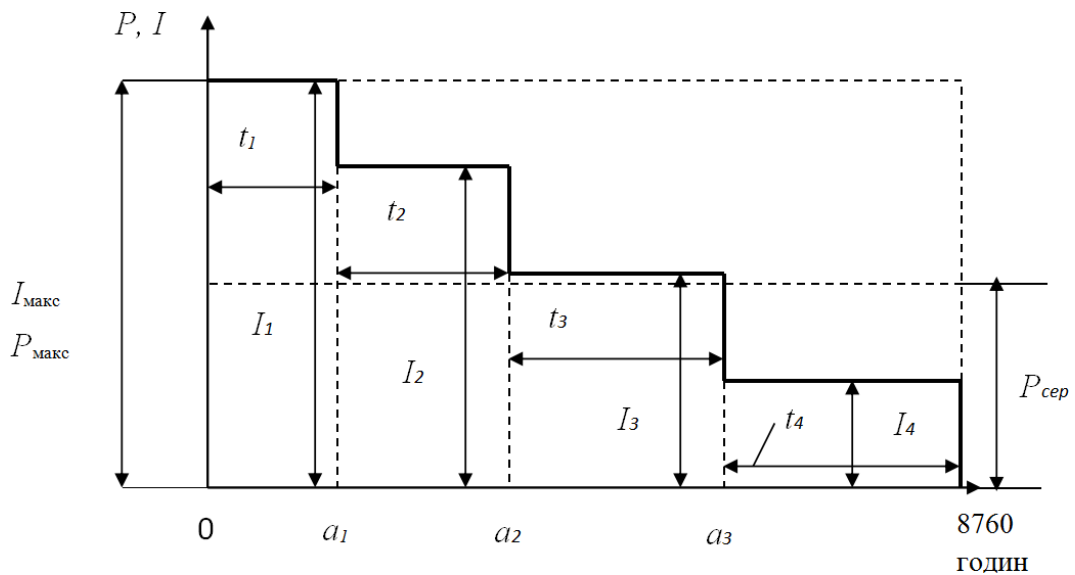


Рисунок 3. 4 - Річний графік за тривалістю.

В тих випадках, коли максимум навантаження за графіком триває менше півгодини, еквівалентну потужність визначають за формулою:

$$P_{екв} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}},$$

де P_1, P_2, \dots, P_n - найбільші навантаження;

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість дії навантажень.

Для знаходження розрахункової повної потужності необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження в період її максимуму:

$$S_{екв} = P_{екв} / \cos\varphi_{екв}.$$

Розрахункове навантаження визначають в денний і вечірній час окремо .

Якщо є річний графік навантаження об'єкту за тривалістю, то можна визначити час використання максимального навантаження T як основу прямокутника, рівновеликого по площі фігурі $ABCD$, висота якого дорівнює розрахунковому навантаженню.

Зрозуміло, що цей час

$$T = \int_0^{8760} P \cdot dt / P_{розр}.$$

Після визначення розрахункового навантаження і часу використання максимального навантаження, легко знайти енергію, яку споживає об'єкт протягом року:

$$W = P_{розр} \cdot T .$$

Цю величину W необхідно знати при виконанні техніко – економічних розрахунків.

Чим більше T , тим краще використовується установка електропостачання.

Ідеальне значення $T = 8760$ годин.

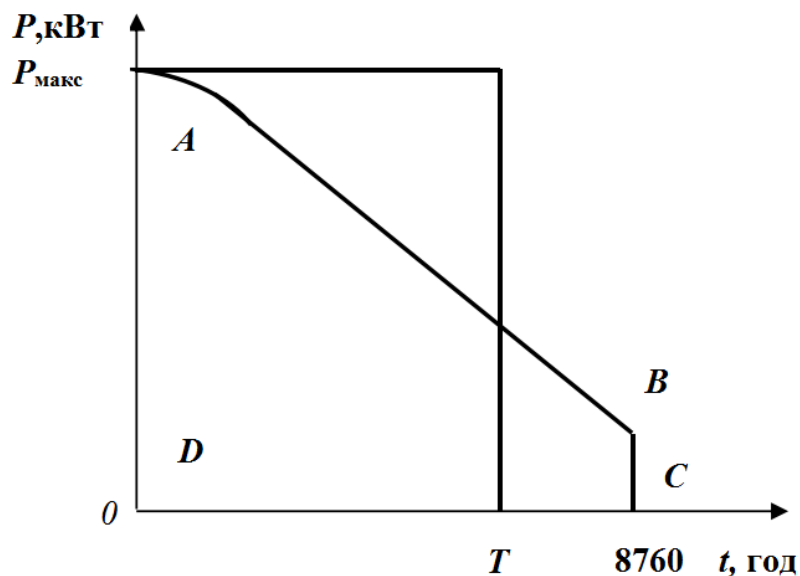


Рисунок 3. 5. - Визначення часу використання максимального навантаження за річним графіком за тривалістю.

В сільському господарстві навантаження протягом доби і року сильно змінюється і звичайно T знаходиться в межах від 900 до 3400 годин.

Для всіх споживачів $S_{приєднана} = S_{встановлена}$, крім двигунів, для яких

$$S_{приєднана} = P_{встановлена} \cdot k_{завант.} / (\eta \cdot \cos\varphi) ,$$

де η - ККД електродвигуна;

$k_{завант.}$ - коефіцієнт завантаження робочої машини, який включає перевищення номінальної потужності електродвигуна над максимальним навантаженням, яке споживається робочою машиною.

Іншою формою річного графіка навантаження є **річний графік максимумів навантаження**.

На осі абсцис відкладають дні року або місяці в календарному порядку, а на осі ординат - відповідно максимальне навантаження. Для цього графіка характерні спад у літні місяці (зменшується освітлювальне навантаження) і збільшення в кінці року, зумовлені приєднанням нових споживачів.

Річні графіки активного і реактивного навантаження, які побудовані на основі добових або місячних графіків навантаження, дозволяють:

- уточнити величину річного споживання електроенергії,
- визначити ступінь завантаження агрегатів,
- можливість раціонального розподілу навантаження між генераторами або електростанціями ,
- визначити належну кількість палива на теплових електростанціях,
- намітити режим роботи трансформаторів на підстанціях на протязі року,
- правильно вибрати улаштування для компенсування.

Отже, на основі графіків навантаження можна визначити коефіцієнти, що характеризують роботу, економічність і деякі інші показники електроустановки.

1. Середньодобова і середньорічна потужність

$$P_{сер} = \frac{W}{T} \cdot$$

2. Кількість годин використання максимуму навантаження

$$T_{max} = \frac{W}{P_{max}} \cdot$$

3. Коефіцієнт заповнення графіка навантаження (коефіцієнт завантаження) або коефіцієнт рівномірності навантаження:

$$K_{заповн} = \frac{P_{сер}}{P_{max}} \cdot$$

Чим більше коефіцієнт завантаження, тим більше виробляється енергії і знижується її собівартість.

4. Коефіцієнт резерву

$$K_{резерву} = \frac{P_{установлена}}{P_{max}} \cdot$$

$\kappa_{рез}$ майже завжди > 1

5. Коефіцієнт попиту

$$\kappa_{попиту} = \frac{P_{max}}{P_{устан}} = \frac{1}{\kappa_{рез}}$$

Використовується при визначенні максимального навантаження.

Так як

$$P_{max} = P_{уст} \cdot \frac{\kappa_0 \cdot \kappa_{зав}}{\eta}$$

і $P_{max} = P_{уст} \cdot \kappa_{попиту}$,

тоді

$$\kappa_{попиту} = \frac{\kappa_0 \cdot \kappa_{зав}}{\eta}$$

$$\kappa_{попиту} < 1.$$

Для внутрішнього освітлення $\kappa_{попиту} = 0,4 \dots 0,8$,

а для силового навантаження – $\kappa_{попиту} = 0,2 \dots 0,7$.

При визначенні максимального навантаження групи робочих електроприймачів необхідно враховувати коефіцієнт участі в максимумі :

$$\kappa_{\Sigma} = \frac{P_{max \Sigma}}{\sum P_{max}}$$

де $P_{max \Sigma}$ - максимальне навантаження групи робочих електроприймачів;

$\sum P_{max}$ - сума максимумів окремих робочих електроприймачів.

Питання для самоперевірки

1. За якими даними будують річний графік за тривалістю?
2. Визначення еквівалентної потужності.
3. Визначити час використання максимального навантаження T.
4. Середньодобова і середньорічна потужність
5. Кількість годин використання максимуму навантаження
6. Коефіцієнт заповнення графіка навантаження (коефіцієнт завантаження)
7. Коефіцієнт резерву
8. Коефіцієнт попиту

ЛЕКЦІЯ № 4. ЗВЕДЕНІ РОЗРАХУНКОВІ ВИТРАТИ. СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ. РОЗРАХУНОК ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛІНІЯХ ТА ТРАНСФОРМАТОРАХ.

1. **Метод варіантного зіставлення.**
2. **Складові вартості капітальних вкладень.**
3. **Капітальні затрати.**
4. **Розрахунок втрат електричної енергії в лініях та трансформаторах.**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов – М.: Колос, 2000 – 536 с.
2. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
3. Гончар М. І. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Розробка системи електропостачання споживачів АПК сільськогосподарського адміністративного району». Харків. ХНТУСГ, 2005. – 114 с.
4. Гончар М. І.. Електропостачання сільського господарства. І частина / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник., Х.: «Лідер», 2013 – 244 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.

При проектуванні електричної мережі необхідно забезпечити найбільшу економічну ефективність роботи установки і найменшу вартість електропередачі енергії споживачам. Як спорудження нових, так і реконструкція існуючих електричних мереж вимагають певних грошових витрат.

Затрати, які потрібні для закупки матеріалів і обладнання, перевезення їх до місця спорудження і на монтаж, **називають капітальними (К)**.

Крім цього, передача енергії пов'язана з втратами електроенергії в обмотках трансформаторів та в проводах і кабелях мережі. Ці витрати називають **щорічними витратами (В) на експлуатацію мереж**. При проектуванні порівнюють декілька варіантів спорудження електроустановок, тобто застосовується **метод варіантного зіставлення**. Варіанти виконання можуть мати різні значення капіталовкладень і експлуатаційних витрат. При цьому необхідно знайти правильне співвідношення між витратами і капітальними вкладеннями для порівнювальних варіантів. **Безпосередньо їх порівнювати не можна, оскільки капіталовкладення здійснюються одноразово, а витрати - кожен рік експлуатації**. Тому їх співставляють, зводять до одного року, звідси і назва – зведені затрати. Так як в основному варіанти не рівноцінні за надійністю, то при зіставленні необхідно враховувати збитки від перерви в електропостачанні. **Оптимальним вважають варіант з найменши-**

ми зведеними затратами. Під час передавання електричної енергії мають місце її втрати в елементах ЕМ. Рівень втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу в реальних умовах, окрім кінцевих значень активних та реактивних опорів та провідностей елементів мережі, зумовлений ще й низкою системних чинників, таких як високий рівень неоднорідності мереж, низький рівень компенсації реактивної потужності, недостатньо ефективного використання регулювання напруги трансформаторами з РПН, завищена проектна густина струму, низькі класи напруг у розподільних мережах. Передавання електричної енергії ЕМ пов'язане із втратами енергії в ЛЕП, трансформаторах та інших елементах ЕМ. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричними втратами КЛ, втратами енергії на перемагнічування осердя трансформаторів згідно Методичних рекомендацій визначення технологічних витрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередавання, затверджені наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013, № 399.

У загальному випадку втрати енергії в елементах ЕМ можна поділити на два класи:

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів. Такі втрати визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та бувають лише під час протікання робочих струмів.

2. Втрати енергії на корону в ЛЕП, діелектричні втрати в КЛ, втрати на перемагнічування осердя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах ЕМ та спостерігаються весь час, протягом якого устаткування перебуває під напругою. Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні ЕМ. При цьому розрізняють втрати активної та реактивної потужності. Втрати активної енергії, віднесені до одиниці часу (1 с) визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування ЕМ.

За аналогією із втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування ЕМ.

Слід зважати на те, що втрати реактивної потужності можуть мати різну фізичну природу. Втрати, обумовлені протіканням струмів через індуктивні елементи схем заміщення устаткування, мають індуктивний характер. Відповідно до принципів визначення повної потужності за київською електротехнічною школою такі втрати враховують з від'ємним знаком. Навпаки,

втрати реактивної потужності, обумовлені протіканням струмів через ємнісні елементи схем заміщення, мають ємнісний характер, такі втрати враховують із додатним знаком. Часто місця локалізації ємнісних втрат реактивної потужності, зокрема зарядних потужностей ПЛЕП, розглядають як джерела реактивної потужності в електричних системах.

Відомо, що схеми заміщення устаткування ЕМ у загальному випадку містять поздовжні й поперечні вітки. У поздовжніх вітках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, у поперечних – втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

Режим напруги в нормальних робочих режимах електричних систем змінюється у досить вузькому діапазоні навколо свого номінального значення. Це означає, що струми витоку, а отже, і втрати в поперечних елементах схем заміщення устаткування майже не змінюються під час зміни навантаження електричної системи. Такі втрати умовно вважають незмінними і зазвичай визначають за номінальною напругою відповідного устаткування. Навпаки, втрати, обумовлені робочими струмами в елементах ЕМ, постійно змінюються відповідно до зміни навантаження електричної системи. Такі втрати є змінними. Їх визначають за поточним навантаженням робочими струмами устаткування ЕМ.

Для оцінки ефективності технічного проекту прийнято критерій який називається - **поточний річний чистий прибуток**:

$$P = D - Z, \text{ грн.} \quad (4. 1)$$

де D – доход від реалізації електричної енергії за рік;
 Z – річні приведені затрати.

Дохід від реалізованої активної електричної енергії, відпущеної з шин 10 кВ підстанції, визначаються за формулою:

$$D = C_m \cdot P_{max} \cdot T_m, \text{ грн.} \quad (4. 2)$$

де C_m – тариф на продаж електричної енергії, *грн./кВт·год*;
 P_{max} – максимальне розрахункове навантаження на ділянці (0-1), *кВт*;
 T_m – число годин максимального навантаження (див. умови завдання).

Тариф на продаж електроенергії прийняти у відповідності з існуючим тарифом продажу електроенергії сільським споживачам.

Зведені господарські витрати визначаються за формулою:

$$Z = E \cdot K + \alpha_p \cdot K + \alpha_k \cdot K + B_0 + B_{EL} + B_{ET} + B_H + B_J + B_{EK} \Rightarrow \min, \quad (4. 3)$$

де E – коефіцієнт ефективності (норма прибутку капітальних вкладень,

$$E_n = \frac{1}{T_{ок}},$$

$E=0,1\dots0,12$; дисконтна ставка національного банку

E_n - нормативний показник ефективності капітальних вкладень;

α_p - коефіцієнт реновації, який при нормативному строці служби 15 років приймається 0,0315 (3,15%)(відрахування на реновацію – на відновлення елемента системи, який може вийти з ладу),

α_k - коефіцієнт відрахувань на капітальний ремонт, для ПЛ 10 кВ на з/б опорах приймається 0,006(0,6 %);

K – капітальні вкладення в об'єкти;

V_o - грошові витрати на обслуговування, тис. грн;

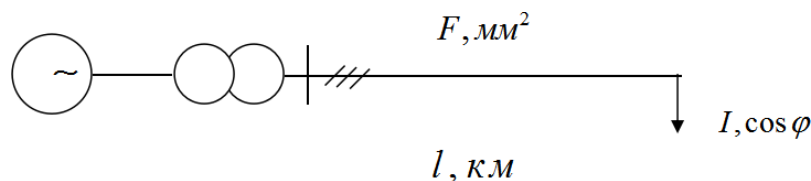
V_{EL} - грошові витрати на транспортування електроенергії в ЛЕП, тис. грн;

V_{ET} - грошові витрати на передачу електроенергії в трансформаторах, тис. грн;

V_n - витрати на надійність електропостачання;

V_y - витрати на якість (додаткові затрати);

V_{EK} - витрати на екологічну безпеку і безпеку життєдіяльності.



Капітальні витрати(затрати), як і приведені затрати на сільські електричні мережі в цілому, залежать від багатьох факторів:

- 1)класу напруг;
- 2)від марки і перерізу проводу
 - а)А, АС, АН, АЖ, АКП, АСКС, ПСО або ізольованих СІП і т.д.);
 - б)25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240;

$$F = \frac{I}{j}, j = \frac{A}{\text{мм}^2} \quad (4. 4)$$

- 3)матеріалу, конструкції опор, обладнання для кріплення проводів (кабелів).
Ізоляція: скло, порцеляна(фарфор), полімер.
Конструкція: одностоечні (проміжні), кутові, складні, залежать від рельєфу місцевості.

- 4)від кліматичних умов (згідно з ПУЕ – сила вітру, ожеледь).

Основні капітальні вкладення визначаються за формулою:

$$K = K_n + K_{ПС} + K_{ш}, \quad (4. 5)$$

де K_n - капітальні вкладення в ЛЕП, тис. грн.;

$K_{ПС}$ - капітальні вкладення в ТП, тис. грн.;

$K_{ш}$ - додаткові капітальні вкладення в секційні шафи, тис. грн.;

Капітальні вкладення в лінії електропередавання розраховуються за формулою:

$$K_L = a_0 \cdot l, \text{ грн.}, \quad (4. 6)$$

де a_0 – питома вартість 1 км лінії електропередавання [2, додаток 23];

l – довжина лінії, км.

Із-за відсутності інформації про вартість одного кілометра лінії електропередавання при розв'язанні задач по визначенню питомої вартості лінії грн./км, допустимо скористатись формулою розрахунку **середньої вартості ПЛ**[12]:

$$K_n = a + bF \quad (4. 6)$$

де a - постійна вартість, яка не залежить від перерізу провідника, а від класу напруги;

b - постійний коефіцієнт для даного класу напруг ЛЕП;

F - переріз проводу.

Вартість покриття втрат на передавання електричної енергії в трансформаторах

$$B_{ET} = B_{a.m.} + B_{p.m.} \quad (4. 7)$$

Вартість втрат активної електричної енергії в трансформаторах :

$$B_{a.m.} = a \cdot \Delta W_{a.m.} = a \left\{ \left(\frac{S_p}{S_n} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз.} \cdot \tau + \Delta P_{xx.} \cdot T_{\epsilon} \right\}, \text{ тис.грн} \quad (4. 8)$$

Вартість втрат реактивної електричної енергії в трансформаторах :

$$B_{p.m.} = a \cdot q \cdot \Delta W_{p.m.} = a \cdot q \cdot \left\{ \left(\frac{S_p}{S_n} \right)^2 \cdot S_n \cdot \tau \cdot \frac{U \%}{100} + T_{\epsilon} \cdot S_n \cdot \frac{I \%}{100} \right\}, \text{ тис.грн.} \quad (4. 9)$$

де S_p - розрахункове навантаження, кВА;

S_n - номінальна потужність, кВА;

τ - число годин втрат, вибирається за таблицею в залежності від характеру навантаження та рівня напруги [1, стор.453]:

- для лінії 10 кВ зі змішаним навантаженням $\tau = 1900$ год/рік;
- для КТП 10/0,4 кВ з комунально-побутовим навантаженням $\tau = 1100$ год/рік;
- для КТП 10/0,4 кВ з виробничим навантаженням $\tau = 1500$ год/рік;
- для КТП 10/0,4 кВ зі змішаним переважно виробничим навантаженням $\tau = 1800$ год/рік;

- для КТП 10/0,4 кВ зі змішаним переважно комунально-побутовим навантаженням $\tau = 1400$ год/рік;
- для лінії 0,4 кВ з комунально-побутовим навантаженням $\tau = 900$ год/рік;
- для лінії 0,4 кВ з виробничим навантаженням $\tau = 1000$ год/рік.

T_e - число годин роботи силового трансформатора за рік, 8760;

$\Delta P_{к.з.}, \Delta P_{х.х.}$ - втрати активної потужності, наведені в каталогах, [1, стор.473]

$I_{х.х.}$ - струм холостого ходу трансформатора, %

U_k % - напруга короткого замикання, наведена в каталогах.

Витрати на обслуговування, визначаються за формулою:

$$B_o = \gamma \cdot \sum_1^n n_{y.o.} \text{ грн.}, \quad (4. 10)$$

де $\gamma = 47,5$ грн/у. о. – вартість обслуговування однієї умовної одиниці;

$n_{y.o.}$ – кількість умовних одиниць на ЛЕП та ТП [11, додаток 30]:

- для ПЛ-10 кВ на з/б опорах – 1,7;
- для ПЛ-10 кВ на дерев'яних опорах – 2,6;

для ТП-10/0,4 кВ – 4,0.

Витрати на транспортування електричної енергії в ЛЕП :

$$B_{ET} = B_{a.l.} + B_{p.l.}. \quad (4. 11)$$

Грошові витрати на транспортування активної енергії в ЛЕП:

$$B_{a.l.} = a \cdot \Delta W_{a.l.} = a \frac{r \cdot \tau \cdot 10^{-3}}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \sum_1^n P_i^2 \cdot l_i, \text{ тис.грн} \quad (4. 12)$$

Грошові витрати на транспортування реактивної енергії в ЛЕП:

$$B_{p.l.} = a \cdot q \cdot \Delta W_{p.l.} = a \cdot q \cdot \frac{x_0 \cdot \tau \cdot 10^{-3}}{U^2 \cdot \sin^2 \varphi} \sum_1^n Q_i^2 \cdot l_i, \text{ тис.грн} \quad (4. 13)$$

Витрати на надійність електропостачання, які оцінюються як системний невідпуск електричної енергії споживачам, визначаються за формулою:

$$B_H = y_{0a} \cdot \lambda_a \cdot t_a \cdot P_{0-1} \cdot L_{\Sigma}, \text{ грн./рік}, \quad (4. 14)$$

де $y_{0a} = 3,5 \dots 4$ грн./кВт·год – питомі збитки від аварійної довгострокової перерви [15, додаток 7];

λ_a – частота аварійних відмов, (0,06...0,08) відмова/км·рік [6, додаток 8];

t_a – середнє значення часу відновлення електропостачання,

4,1...4,7 год [15, додаток 8];

P_{0-1} – розрахункове активне навантаження головної ділянки лінії, кВт;

L_{Σ} – сумарна довжина лінії електропередавання, км.

Рентабельність проекту визначається за формулами:

$$R\% = \frac{\Pi}{K} \cdot 100, \text{ або } R_{y.o.} = \frac{\Pi}{K}. \quad (4. 15)$$

Період повернення капіталу(строк окупності капітальних вкладень) визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{K}{П} = \frac{1}{R_{y.o.}}, \text{ років.} \quad (4. 16)$$

Собівартість електричної енергії, що відпускається з шин 10 кВ РТП, визначається:

$$C = \frac{\sum_4^{12} B_i}{P_{max} \cdot T_M}, \text{ грн./кВт}\cdot\text{год}, \quad (4. 17)$$

де $\sum_4^{12} B_i$ - підсумок витрат, стовпці 4-12 таблиця 3.7;

P_{max} – розрахункове навантаження на ділянці 0-1;

T_M – число годин максимуму навантаження.

Якщо прибуток від'ємний, то студент дає рекомендації, щодо створення умов позитивного прибутку за рахунок розгляду питань:

- зменшення технічних втрат електричної енергії в лініях і силових трансформаторах (див. задачі 2.2, 2.3, 2.10);
- зменшення збитків від перерви в електропостачанні;
- зменшення капітальних вкладень і відрахувань;
- збільшення тарифу на продаж електричної енергії, та інші організаційно-технічні міроприємства.

Питання для самоперевірки

1. Як визначаються зведені господарські затрати?
2. Від чого залежать капітальні затрати на сільські електричні мережі в цілому?
3. Як визначаються основні капітальні вкладення?
4. Вартість втрат активної та реактивної електричної енергії в трансформаторах
5. Вартість втрат активної та реактивної електричної енергії в ЛЕП.

ЛЕКЦІЯ № 5. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ . ДСТУ EN 50160:2014 (ДСТУ13109-97). ВПЛИВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ СПОЖИВАЧІВ.

- 1. Загальні положення. Показники якості.**
- 2. Норми якості.**
- 3. Вплив якості електричної енергії на роботу електричних приймачів, формули визначення.**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
3. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT) ДСТУ EN 50160:2014

Основні задачі сільського електропостачання - забезпечення необхідної якості електроенергії, надійності і економічності електропостачання.

Якість електричної енергії при живленні електроприймачів від трифазної електричної мережі загального призначення визначається :

- стабільністю і рівнями частоти струму і напруги у споживачів ;
- степеню несиметрії і несинусоїдальності (викривлення форми кривої в порівнянні з синусоїдою) напруг.

Параметр електричної енергії – величина, що кількісно характеризує яку-небудь властивість електроенергії.

Показники якості електричної енергії :

1. Відхилення напруги δU яке установилось - різниця між дійсним значенням напруги і її номінальним значенням;

У нормальних робочих умовах, за винятком періодів, під час котрих відбувались переривання напруги, змінення напруги не повинні перевищувати + 10 % /- 15 % від U_n . Користувачів мережею електропостачання має бути поінформовано про ці умови.

В умовах, коли електричну енергію постачають електромережі без зв'язку з об'єднаною енергосистемою чи до особливо віддалених користувачів мережею, змінення напруги не повинні перевищувати + 10 %.

Стандартна номінальна напруга U_n для мереж низької напруги загальної призначеності має значення $U_n = 230$ В між фазним і нульовим проводом або між фазним проводами:

- для трифазних чотирипровідних мереж: $U_n = 230$ В між фазним та нульовим проводом;
- для трифазних трипровідних мереж: $U_n = 230$ В між фазними проводами.

Примітка. У мережах низької напруги величини заявленої та номінальної напруги однакові.

Національна примітка: Стандартна номінальна напруга U_n для мереж низької напруги загальної призначеності в Україні тимчасово має значення $U_n = 220$ В.

2. Коливання напруги δU_t - розмах змін напруги δU_t ;

- доза флікера P_t (де флікер - суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, які визвані коливанням напруги в електричній мережі, яка живить ці джерела) – міра сприйняття людиною до впливу флікера за встановлений проміжок часу;

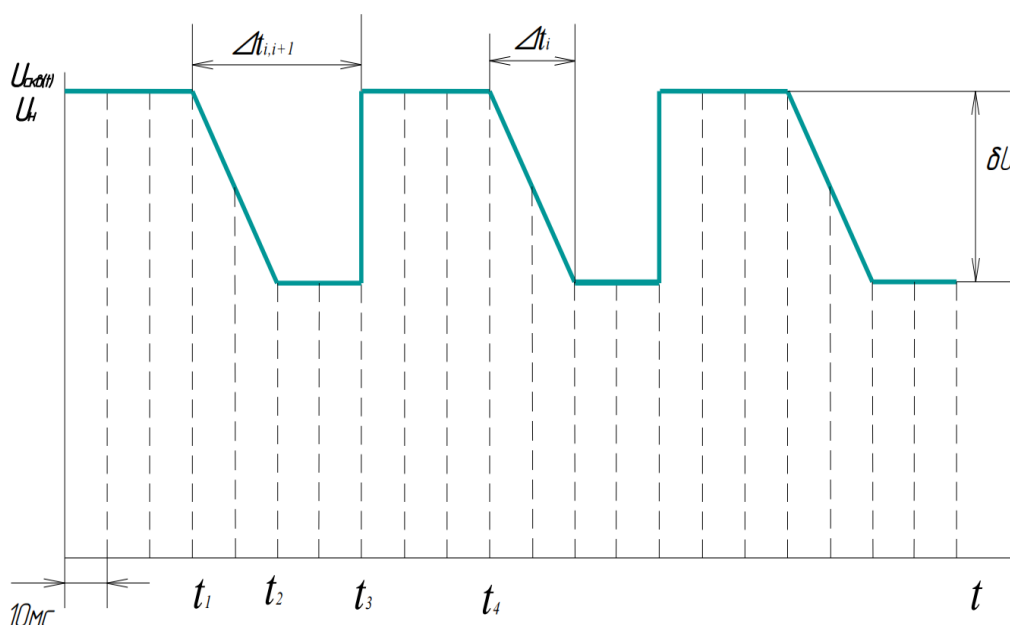


Рисунок 5. 1 - Коливання напруги довільної форми.

3. Несинусоїдальність напруги - коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;

- коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$;

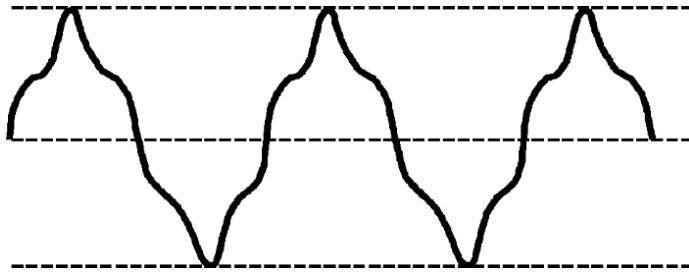


Рисунок 5. 2 - Несинусоїдальність напруги.

4. Несиметрія трифазної системи напруг – коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} ;

- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} ;

5. Відхилення частоти Δf - різниця між дійсним значенням частоти і її номінальним значенням;

Номінальна частота напруги електропостачання має бути **50 Гц.**

За нормальних робочих умов середнє значення частоти основного складника напруги, яку виміряно на проміжку 10 с, має бути в межах:

— для систем, які синхронно підключено до об'єднаної енергосистеми;

50 Гц \pm 1 % (тобто 49,5 Гц...50,5 Гц) протягом 99,5 % часу за рік;

50 Гц + 4 % /- 6% (тобто 47 Гц...52 Гц) протягом 100 % часу вимірювання;

— для мереж без синхронного підключення до об'єднаної енергосистеми (тобто для електропостачальних систем типу енергетичний острів):

50 Гц \pm 2 % (тобто 49 Гц...51 Гц) протягом 95 % часу за тиждень;

50 Гц \pm 15 % (тобто 42,5 Гц...57,5 Гц) протягом 100 % часу вимірювання;

Примітка. Відповідний моніторинг зазвичай здійснює оператор диспетчерської служби району.

6. Провал напруги (раптове зниження напруги в точці електричної мережі нижче $0,9U_n$, за яким слідує відновлення напруги до початкового або близького до неї рівня через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд) - **тривалість провалу напруги Δt_n** (інтервал часу

між початковим моментом провалу напруги і моментом відновлення до початкового або близького до нього рівня);

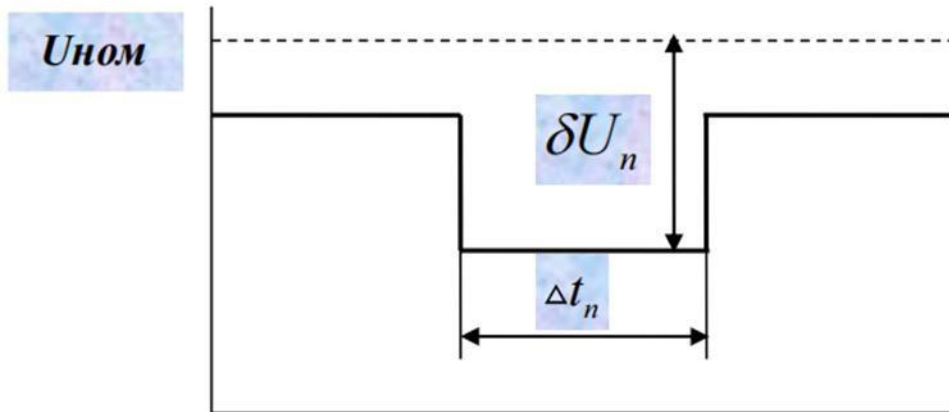


Рисунок 5. 3 - Провал напруги.

7. Імпульс напруги (різка зміна напруги в точці електричної мережі , за якою слідує

відновлення напруги до початкової або близького до неї рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд) – **імпульсна напруга** $U_{имп}$; U

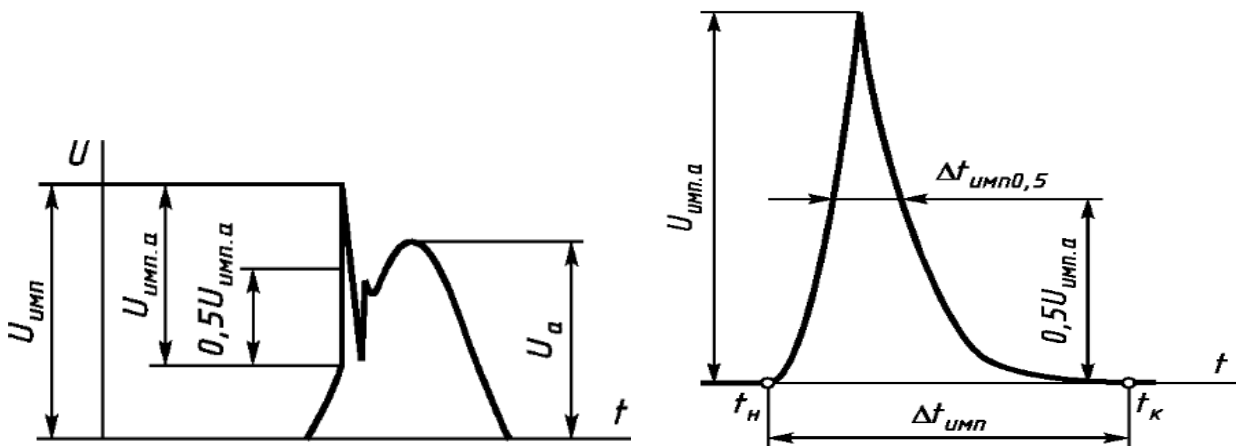


Рисунок 5. 3 - Параметри імпульсної напруги.

8. Тимчасова перенапруга – коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$ (величина, рівна відношенню максимального значення обгинаючої амплітудних значень напруги за час існування тимчасової перенапруги до амплітуди номінальної напруги мережі).

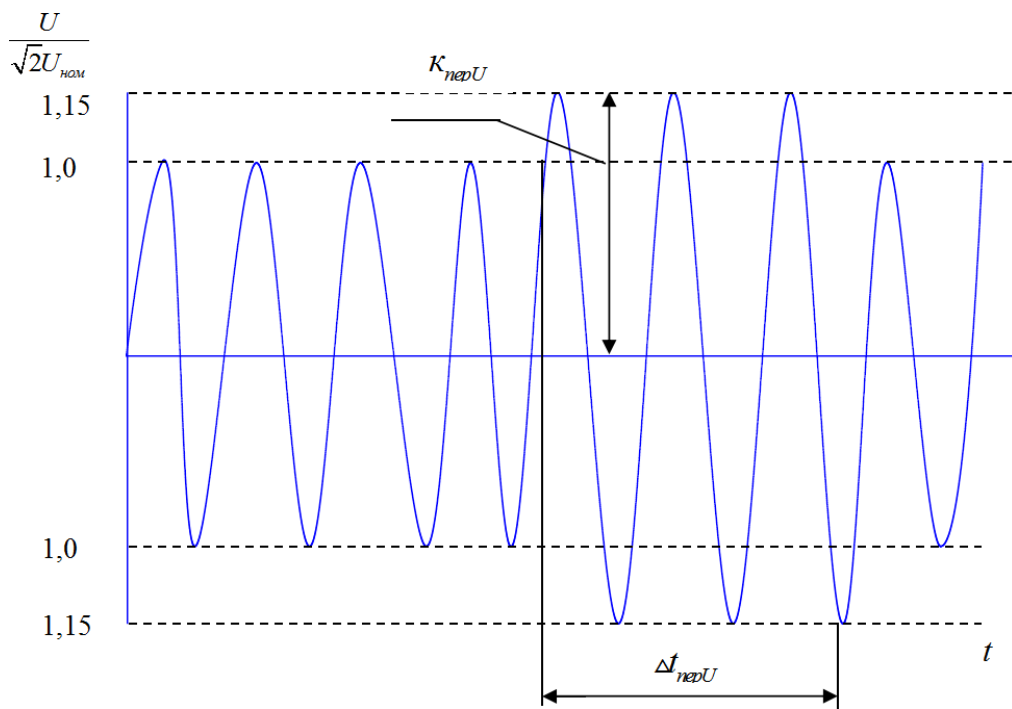


Рисунок 5. 4 - Тимчасова перенапряга.

Норми якості електричної енергії.

Встановлені два види норм якості електроенергії (ЯЕ):
нормально допустимі та гранично допустимі.

Таблиця 5. 1 - Види норм якості електроенергії

Показники ЯЕ, одиниці вимірювання	Норми ЯЕ		Найбільш вірогідні винуватці погіршення ЯЕ
	Нормально допустимі	Гранично допустимі	
1. Відхилення напруги $\delta U_{уст}, \%$	± 10	± 10	Енергопостачальна організація
2. Відхилення частоти $\Delta f, \%$	$\pm 1 \%$	+ 4 % /- 6%	Енергопостачальна організація
3. Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю $K_{2U}, \%$	2	4	Споживач з несиметричним навантаженням
4. Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю $K_{0U}, \%$	2	4	Споживач з несиметричним навантаженням

5. Тривалість провалу напруги Δt_n , с		-	30	Енергопостачальна організація
6. Доза флікера, від. один.		-	1,38; 1,0	Споживач зі змінним навантаженням
короткочасна P_{St}		-	1,0; 0,74	
7. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності напруги K_U , %	0,38 кВ	8,0	12,0	Споживач з несиметричним навантаженням
	6-20 кВ	5,0	8,0	
	35 кВ	4,0	6,0	
	110-330 кВ	2,0	3,0	
8. Коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$, %		[3, табл.2 (5.4.2.)]	[3, табл.2 (5.4.2.)]	

Параметри електричної енергії визначаються за формулами:

Відхилення напруги

$$\delta U = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%,$$

де $U_{ном}$ - номінальна між фазна(фазна) напруга, кВ.

Значне зниження напруги більше 10 % для ламп розжарювання визиває зниження світлового потоку на 30 % , а підвищення на 5 % від номінального – до скорочення строку служби приблизно вдвічі.

Для люмінесцентних ламп залежність світловіддачі від напруги виражена не на стільки, але запалювання їх дуже залежить від стабільності напруги в мережі.

Відхилення напруги понад гранично допустимі значення призводить до перегорання ламп, виходу з строю обладнання.

Заходи підтримки напруги – регулювання напруги за допомогою регуляторів мережі(конденсаторів - паралельно і послідовно підключених), регуляторів напруги генераторів.

Коливання напруги

Розмах зміни напруги

$$\delta U_i = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{ном}} \cdot 100\%,$$

де U_{i+1}, U_i - значення екстремумів, які слідують один за одним або екстремуму і горизонтальній ділянці обгинаючої середньоквадратичних значень напруги основної частоти, визначених на кожному на півперіоді основної частоти, В.

Коливання напруги в мережі перевіряють здебільшого при запуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії (асинхронного генератора або трансформатора) через повітряну лінію.

$$\delta U_i = \frac{Z_c}{Z_c + Z_{ел.дв.}} \cdot 100\%,$$

де $Z_c = Z_{лін} + Z_{мп};$

$$Z_{мп} = \frac{u_k}{100} \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H};$$

$$Z_{лін} = \sqrt{R_{лін}^2 + X_{лін}^2};$$

$$Z_{ас.дв.} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot k_I \cdot I_H},$$

k_I - кратність пускового струму асинхронного двигуна.

Тривалість пуску не перевищує 10 секунд.

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (якщо початковий момент приводного механізму менший за $1/3M$ або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах у момент пуску не нижче $\delta U_i \leq 30\%$.

На затискачах інших двигунів напруга не повинна знижуватись більш як $\delta U_i \leq 20\%$.

Коливання напруги при пуску призводить до значних втрат напруги.

Несиметрія трифазної системи напруг.

Струми зворотної послідовності в трифазних асинхронних двигунах досягають великих значень навіть при малих значеннях напруги зворотної послідовності (із за малого опору зворотної послідовності двигунів). Це при-

зведе до додаткового нагріву двигунів і скороченню строків їх служби. Несиметрія може також визвати вібрацію двигунів, яка знижує їх довговічність.

Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} :

$$k_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{H(1)}} \cdot 100\% \leq 2\%$$

за формулою робимо перевірку

$$U_1 = 1/3(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C)$$

$$U_2 = 1/3(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C)$$

$$U_0 = 1/3(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C)$$

$$k_{2U} = \frac{100 \cdot (U_A + a^2U_B + aU_C)}{U_{\phi H}}, \text{ \% / на фазу}$$

$$U_{2(1)} = 0,62(U_{\max} - U_{\min});$$

$$U_{AB} = 380B; \quad U_{AC} = 400B; \quad U_{BC} = 360B.$$

$$U_{2(1)} = 0,62(400 - 360) = 24,8B$$

$$k_{2U} = \frac{100 \cdot 24,8}{380} = 6,5\% > 2\%$$

Відношення опорів $Z_1 / Z_2 = 5 \dots 7$

Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} :

$$k_{0(U)} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\phi H}} \cdot 100\% \leq 2\%;$$

$$U_{0(U)} = 0,62(U_{\max(1)\phi} - U_{\min(1)\phi}).$$

Розглянемо приклад:

$$U_{\max(1)\phi} = 240B, \quad U_{\min(1)\phi} = 210B. \quad U_{0(U)} = 0,62 \cdot (240 - 210) = 18,6B$$

$$k_{0U} = \frac{18,6}{220} 100\% = 8,45\% > 2\%$$

Для зменшення впливу несиметрії необхідно:

1. Симетричне розподілення однофазних споживачів по фазам і підключення більш потужних на лінійну напругу;

2. Збільшити переріз проводу провідників (і в першу чергу нульових провідників, так як це забезпечить зменшення опору і струму нульової послідовності);

3. Встановлювати трансформатори зі схемою „зірка – зигзаг з нулем”;

4. Використовувати улаштування для симетрування.

Несинусоїдальність форми кривої напруги призводить до:

1. Підвищення нагріву асинхронних двигунів;

2. Збільшення втрат потужності і енергії у всіх елементах мережі.

Так як несинусоїдальність виникає практично тільки при несиметрії, то всі заходи з ліквідації несиметрії відносяться і до несинусоїдальності.

Визначають значення коефіцієнта спотворення синусоїдальної кривої напруги у відсотках як результат і-го спостереження за формулою:

$$k_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100\% .$$

Питання для самоперевірки

1. Показники якості електричної енергії
2. Норми якості електричної енергії.
3. Формули визначення параметрів електричної енергії
4. Заходи зменшення впливу несиметрії.

ЛЕКЦІЯ № 6. КОНСТРУКЦІЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ. АКТИВНІ ТА ІНДУКТИВНІ ОПОРИ ЛІНІЙ І ПРОВОДІВ.

1. Види опор, основні положення проводів.

2. Основні складові ПЛ.

3. Основні марки проводу ПЛ.

4. Ізолятори.

5. Активні та індуктивні опори ліній і проводів

ЛІТЕРАТУРА:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
6. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Мінерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

Електрична повітряна лінія електропередавання - обладнання для передавання електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і закріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів інженерних споруджень.

Головні елементи повітряної ЛЕП:

- провода, які служать для передавання електроенергії;
- грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів), які монтуються у верхній частині опор;
- опори, що підтримують провода і троси на певній висоті над поверхнею;
- ізолятори, що ізолюють провода від опори;
- арматура, за допомогою якої провода закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорі.

Конструктивна частина повітряних ЛЕП характеризується:

типами опор, довжинами прогонів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів.

За призначенням опори повітряних ліній поділяють на проміжні, анкерні, кутові, кінцеві та спеціальні.

Проміжні опори призначені тільки для підтримки проводів,

їх не розраховують на одностороннє тяжіння. У разі обриву проводу з одного боку опори, при кріпленні його на штирових ізоляторах, він прослизає у кріпленні і одностороннє тяжіння знижується. При використанні підвісних ізоляторів гірлянда відхиляється і тяжіння також знижується.

Проміжні опори складають переважну більшість (понад 80 %) опор, що використовуються на повітряних лініях

На проміжних опорах проводу підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів.

Опори анкерного типу служать для натягу проводу. На анкерних опорах проводу закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів



Рисунок 6.1. - Кріплення проводу в фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах:

1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – зажим; 4 – провід.

Для надійності роботи ліній **анкерні опори встановлюють** на прямих ділянках не рідше ніж через 5 км, а при товщині стінки ожеледі понад 10 мм – не рідше ніж через 3 км.

Кінцеві опори є різновидом анкерних. Для них одностороннє тяжіння проводів не є аварійним, а основним режимом їх роботи.

Кутові опори встановлюють в місцях де повітряна лінія змінює напрям. При нормальному режимі кутові опори сприймають одно-стороннє тяжіння по бісектрисі внутрішнього кута лінії.

Кутом повороту лінії вважають кут, який доповнює до 180° внутрішній кут лінії.

При невеликих кутах повороту (до 20°) кутові опори виконують за типом проміжних, для великих кутів повороту (до 90°) – за типом анкерних.

Спеціальні опори споруджують при переходах через річки, ущелини та ін. Вони зазвичай значно вищі за нормальні, і їх виконують за особливими проектами.

Більшість проміжних опор виконують одностояковими.

Анкерні і кінцеві опори виконують А-подібними.

Для напруги 110 кВ і вище проміжні опори виконують П-подібними, а анкерні А-П-подібними.

Горизонтальна відстань між точками кріплення проводів на сусідніх опорах називається **прогоном**, відстань між анкерними опорами – **анкерним прогоном**.

h (**габарит лінії**) – найменша відстань по вертикалі від землі до провода при її найбільшому провисанні .

f (**стріла провису**) – вертикальна відстань між горизонтальною прямою, яка з'єднує дві розміщені на одному рівні точки кріплення і нижчою точкою провису проводу .

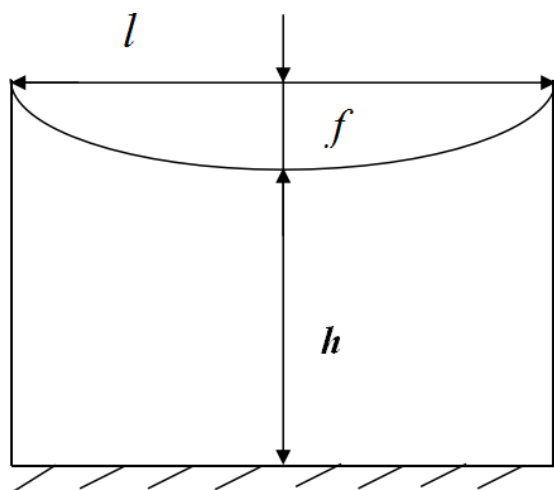


Рисунок 6. 2 - Схематичне зображення кріплення проводу на одній висоті.

Якщо точки кріплення проводу розміщені на різних висотах, то у лінії розрізняють дві стріли провису F і f , рівні вертикальним відстаням між нижчою точкою провису проводу і точками його закріплення.

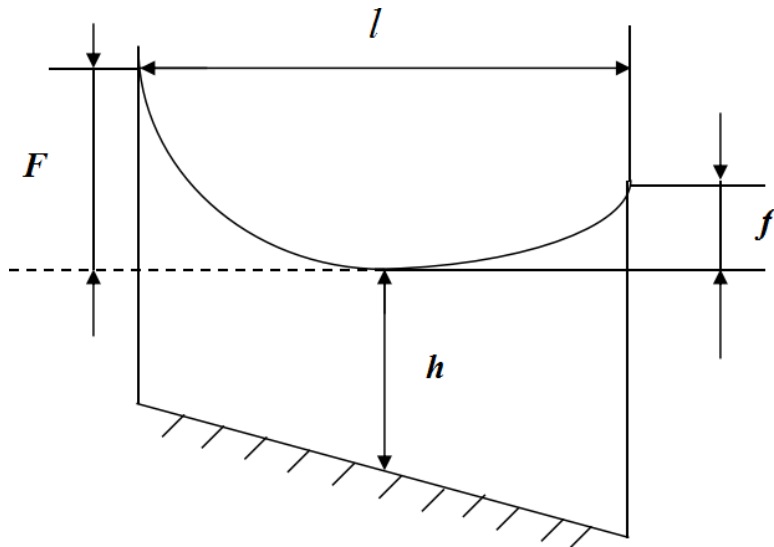


Рисунок 6. 3 - Схематичне зображення кріплення проводу на різних висотах.

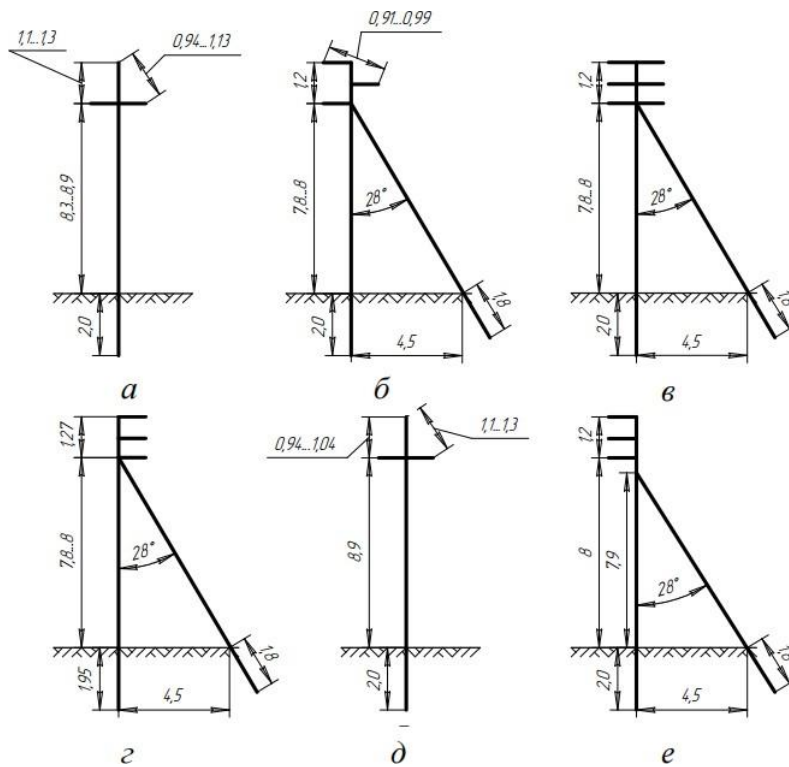
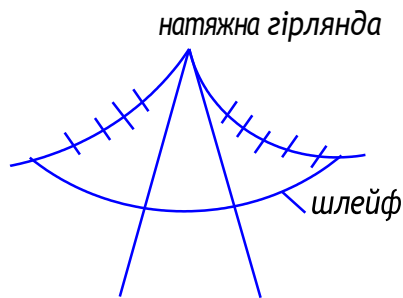


Рисунок 6. 4 – Залізобетонні опори ПЛ напругою 6...20 кВ(всі розміри вказані в метрах):

а – проміжні; *б* – проміжні кутові; *в* – проміжні відгалужувальні;

г – анкерні кутові; *д* – проміжні відгалужувальні;

е – проміжні відгалужувальні кутові.



Спеціальні опори – транспозиційні – для зміни порядку розміщення проводів на опорах:

відгалужувальні – для виконання відгалужень,

перехідні – для перетину річок .

Транспозицію застосовують на лініях з напругою 110кВ і вище, протяжністю 100 км і більше, **для того щоб зробити ємність і індуктивність всіх трьох фаз кола повітряної ЛЕП однаковими.**

Провід кожної фази проходить одну третину довжини ліній на одному, другу – на другому, третю – на третьому місці.

Одне таке потрійне переміщення проводів називають **циклом транспозиції**.

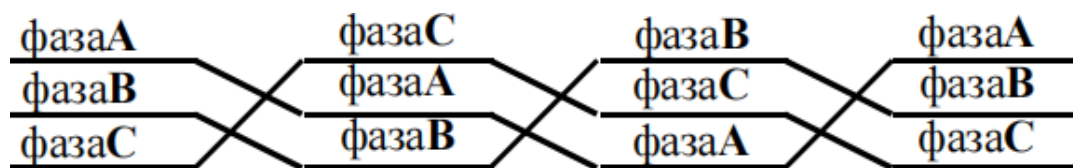


Рисунок 6. 5 - Цикл транспозиції на повітряних ЛЕП.

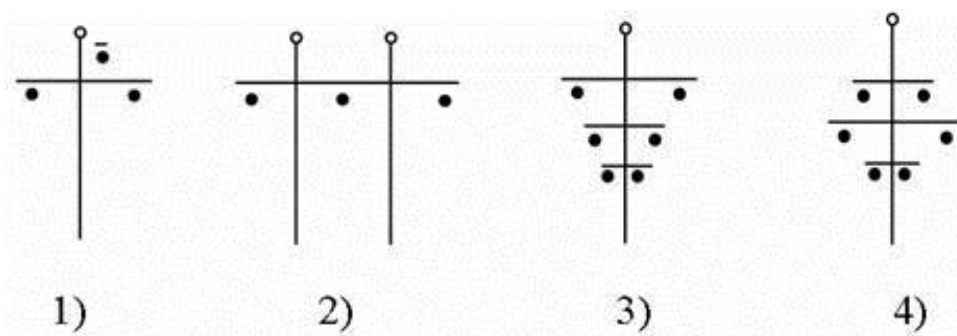


Рисунок 6. 6 - Найбільш розповсюджені положення проводів.

Найбільш розповсюджені положення проводів:

- 1) трикутником – на ЛЕП 20 кВ;
- 2) горизонтальне – ЛЕП 35-220 кВ, і на 330 кВ (опори тут можуть бути більш низькими, зменшується вірогідність зхльостування);

- 3) розміщення оберненою ялинкою – зручність монтажу, але збільшує масу опор і вимагає підвіски двох тросів;
- 4) розміщення проводів бочкою (найбільш економічно).

По конструктивному виконанню розрізняють **одноланцюгові і дволанцюгові ЛЕП.**

Під ланцюгом розуміють три провoda (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП. Один ланцюг трифазної ПЛ складається з проводів різних фаз. Два ланцюги можуть підвішуватись на одних и тих же опорах.

На ПЛ впливають: механічні навантаження від власної ваги проводів, від ожеледевих утворень, від вітру і температурних змін.

Горизонтальне розташування проводів – найкраще за умовами експлуатації, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори та виключає дотик проводів при скиданні ожеледі або галопуванні проводів (сталих періодичних низькочастотних (0,2-2 Гц) коливаннях проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі - іноді в сполученні з набігаючими - з числом напів-хвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3-5 м).

Від вітру виникає **вібрація** (коливання з високою частотою і незначною амплітудою), і „**гупання**” (раніше був термін “пляска”) проводів – це коливання проводів з малою частотою й великою амплітудою).

Ці явища можуть призвести до обриву проводів, пошкодженню опор, зхльоскуванню проводів, скороченню ізоляційних проміжків (що може призвести до пробоя ізоляції).

Провода виготовляють :

однодротові, багатодротові із одного металу, багатодротові із двох металів.

Матеріали, з яких виготовляють провoda ПЛ:

неізольовані алюмінієві, сталеалюмінієві, сплави алюмінію. Мідь – дорога, не використовується .

Грозозахисні троси – сталіні. В останні роки грозозахисні використовуються для організації ВЧ каналів зв'язку. Такі троси виконуються сталеалюмінієвими.

Однодротовий провід складається з одного дроту. Такі провoda дешевше багатодротових, але вони менш гнучкі і мають меншу механічну міцність.

Багатодротові провoda складаються з декількох скручених дротів. Осердя провoda може бути з сталіних дротів – верхні *Al*. Стальне осердя збільшує механічну міцність.

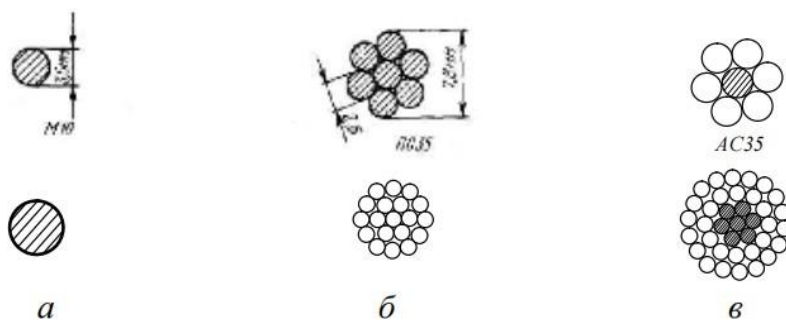


Рисунок 6. 8 - Конструкція неізолюваних проводів:
а – однодротовий, *б* – багатодрововий, *в* – сталєалюмінієвий.

Для зниження втрат електроенергії на корону ПЛ при $U_{ном} \geq 330$ кВ кожна фаза розщеплюється на декілька проводів.

Багатодровові проводи виготовляють із усіх перерахованих вище металів. Їх виконують з дротів однакового перерізу.

Число дротів зазвичай дорівнює 7, 12, 19, 37 або 61.

При такому числі дротів вони краще за все розташовуються навколо одного центрального дроту.

Багатодровові проводи мають більшу механічну міцність і більшу гнучкість в порівнянні з однодротовими, тому саме їх широко застосовують в сільських мережах.

Неізолювані проводи позначають (маркують) наступним чином: літерами **М, А, Ап, АС, АпС** та **ПС** позначають матеріал проводу, а цифрами – його переріз в міліметрах квадратних.

Наприклад, **А25 (Ап25)** означає алюмінієвий провід перерізом 25 мм^2 , **ПС25** – провід сталевий перерізом 25 мм^2 .

Провід марки **А** виготовляють із твердого алюмінію марки **АТ**, а провід **Ап** із твердого алюмінію підвищеної міцності **АТп**.

Однодротові сталеві проводи позначають наступним чином:

ПСТ3.5, ПСТ4, ПСТ5, де цифри відповідають діаметру проводу в міліметрах.

Сталєалюмінієві проводи в залежності від марки алюмінієвих дротів маркують відповідно **АС** та **АпС**.

Якщо міждротовий простір алюмінієвого або сталєалюмінієвого проводу, за виключенням зовнішньої поверхні, заповнений нейтральним мастилом підвищеної термостійкості, то до марки проводу додають літери **КП (АКП, АпКП, АСКП, АпСКП)**.

Для маркування проводів, у яких нейтральним мастилом заповнений лише міждротовий простір сталевго осердя, включно із його поверхнею, додають літери **КС (АКС, АпКС)**.

Якщо стальне осердя окрім нейтрального мастила, ізольоване двома стрічками поліетилентерефталатної плівки, то в позначення проводу додають літеру **К** (**АСК, АпСК**).

АЖ – термооброблений, мають велику механічну міцність.

Сталеалюмінієві марки: **АС, АСКС, АСКП, АСК** (П- поліетилен, К – корозійно-стійкі, С – стальне осердя, ізольований поліетиленовою стрічкою).

Наприклад, Марка **АС 120/19** (120 - переріз алюмінію, 19 – переріз сталі).

Самоутримні ізольовані проводи (**СП**) використовують для ліній електропередачі напругою 0,38, 0,66 та 10 кВ при температурі від -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

При використанні СП знижуються експлуатаційні витрати, відсутнє утворення ожеледі на проводах, можлива робота лінії при перехрещенні проводів, виключена можливість короткого замикання між проводами.

СП-1 (СП-1А) – самоутримний ізольований провід, алюмінієві жили ізольовані світлостабілізованим термопластичним поліетиленом, скручені

навколо неізолюваного (ізолюваного) сталеалюмінієвого тросу. Провід призначений для повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ (рис. 6. 9).



Рисунок 6. 9 – Самоутримні ізольовані проводи:
a – СП-1; *б* – СП-1А.

СП-3 – одножильний самоутримний провід з ущільнених дротів з алюмінієвого сплаву зі стальним дротом всередині, ізольований зшитим світлостабілізованим поліетиленом. СП-3 призначений для повітряних ліній електропередачі напругою 6...20 кВ.

САПт (САПш) – провід з алюмінієвими жилами з ізоляцією зі світлостабілізованого термопластичного (т) або зшитого (ш) поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ.

САСПт (САСПш) – провід з алюмінієвими жилами і з ізоляцією із світлостабілізованого термопластичного або зшитого поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ із несучою жилою.

Кабель – це ізолюваний провід, який поміщений в герметичну свинцеву (алюмінієву, полівінілхлоридну) оболонку. Його можна прокладати у повітрі, в землі та у воді.

Ізолятори виготовляються із фарфору, загартованого скла і полімерів.

За конструкцією ізолятори підрозділяють на: штирьові і підвісні. Штирьові застосовують до 1 кВ. На напругу 6-10 кВ ізолятори виготовляють одноелементними, на 20-35 кВ – двоелементними.

Підвісні ізолятори собирають в гірлянди, які бувають підтримуючими і на-тяжними. Число ізоляторів залежить від напруги лінії. 35 кВ – 3 ізолятори, 110 кВ – 6-8 штук, 220 кВ – 10-14 штук.

Лінійна арматура підрозділяється на:

затискачі, які застосовуються для закріплення проводів в гірляндах;

з'єднувальну арматуру для підвіски гірлянд на опорах, з'єднання гірлянд одну з однією;

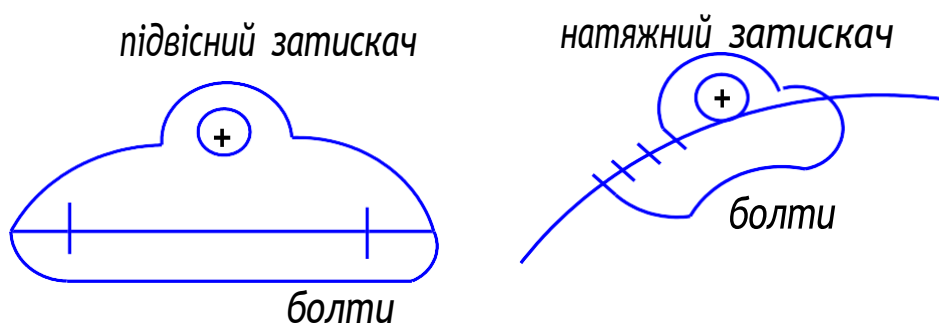
з'єднувачі, для з'єднання проводів і тросів в прогоні.

З'єднувальна арматура - скоби, сережки і вушка.

Скоба – для кріплення гірлянди до траверси опори.

Сережка – знаходиться зверху гірлянди, для кріплення до скоби; вушко – внизу гірлянди, для кріплення затискача.

Затискачі бувають глухі (затискають болтами). Провід у випадку обриву в одному із прогонів не витягується із затискача.



З'єднувачі – овальні трубки металевого проводу укладаються одна на одну і обтискаються спеціальними обценьками або закручують разом з трубкою.

При розрахунках електричних мереж за допустимою втратою напруги враховують активні і індуктивні опори проводів.

Розрізняють опори провідника постійному струму (омічні) та змінному струму (активні).

За величиною активний опір більше омичного внаслідок поверхневого ефекту, який полягає в перерозподілі струму по перерізу провідника із центральної частини до поверхні.

Величину активного опору провoda визначають за формулою:

$$R = r_0 \cdot l, \quad (6.1)$$

де r_0 - розрахунковий опір 1 км провoda, Ом/км;

l - довжина провoda, км.

Для провodів, виконаних із кольорового металу, наприклад із міді або алюмінію, величина опору r_0 (Ом/км) визначають за формулою:

$$r_0 = \frac{1000\rho}{F}; \quad (6.2)$$

або

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot F} \quad (6.3)$$

де ρ - розрахунковий питомий опір, $\rho_{\text{міді}}=18,9 \cdot 10^{-9}$, $\rho_{\text{алюм. пров.}}=31,2 \cdot 10^{-9}$ Ом·мм²/км;

F - площа перерізу провoda, мм²;

$\gamma = \frac{1}{\rho}$, См/м.

Активний опір сталених провodів значно більший від їх омичного опору, що зумовлено різко виявленим поверхневим ефектом і втратами енергії на гістерезис та вихрові струми в сталі.

Так як дійсний переріз провodів усіх конструкцій, а особливо багатожильних, відрізняється від їх номінального перерізу, відображеного в марці провoda, рекомендується користуватись більш точними готовими значеннями опорів r_0 .

Змінний струм при проходженні по лінії утворює навколо провodників змінне магнітне поле, котре наводить в провodнику електрорушійну силу (е. р. с.) зворотного напрямку – **е. р. с. самоіндукції**.

При даному струмі в провodі і відсутності активного опору у ньому е. р. с. самоіндукції повністю врівноважує прикладену напругу:

$$I \cdot \omega \cdot L = U_{\phi}, \quad (6.4)$$

де L - коефіцієнт самоіндукції провoda.

Опір струму, обумовлений протидією е. р. с. самоіндукції називається реактивним індуктивним опором.

Сусідні провodi трифазної лінії, які є зворотними провodaми для струму розглядаємого провoda, в свою чергу, наводять в ньому е. р. с. згідно з основним струмом напрямку, що зменшує е. р. с. самоіндукції і відповідно реактивний опір.

Тому, чим далі один від одного розміщені фазні провodi лінії, тим вплив сусідніх провodi буде менше, а потік розсіяння між провodaми і індуктивний опір лінії – більше.

На індуктивний опір впливають діаметр провoda, магнітна проникність провoda і частота змінного струму.

$$x_0 = \omega \cdot (4,61 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4}, \quad (6.5)$$

де D_{cp} - середня геометрична відстань між фазами,

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{1-2}D_{2-3}D_{1-3}};$$

d - фактичний зовнішній діаметр провoda;

μ - магнітна проникність провoda.

Для ліній з провodaми із кольорового металу $\mu=1$, тоді індуктивний опір x_0 1 км провoda при промисловій частоті 50 Гц становить :

$$x_0 = (0,144 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,016). \quad (6.6)$$

D_{cp} і d будуть в одних одиницях.

Перша складова рівняння (6) називається **зовнішнім індуктивним опором** x_0' , а друга x_0'' - **внутрішнім індуктивним опором**.

Отже,

$$x_0 = x_0' + x_0'' \quad (6.7)$$

x_0' - залежить від діаметра провoda, відстані між фазами (від 0,4 м до 7 м), магнітного поля поза провodom, однаковий для провodi з кольорових металів і сталі;

x_0'' - для сталевих провodi він порівняно великий і залежить від струму протікання по них (вибирається з таблиці).

Для провodi з кольорових металів ним нехтують, тому $x_0 = x_0'$.

Внутрішній індуктивний опір x_0'' проводів змінюється зі зміною навантаження. Він зростає зі зростанням сили струму до максимального значення, а потім починає зменшуватись.

Для практичних цілей користуються таблицями дослідних значень внутрішніх індуктивних опорів сталених проводів(дод.16, 17 [1]).

При розрахунках звичайно використовують значення зовнішніх індуктивних опорів розрахованих за формулою (6. 6), приблизні значення їх зведені до таблиці (дод.14,15 [1]) або $x_0 = 0,4$ Ом/км, якщо не відома відстань між проводами.

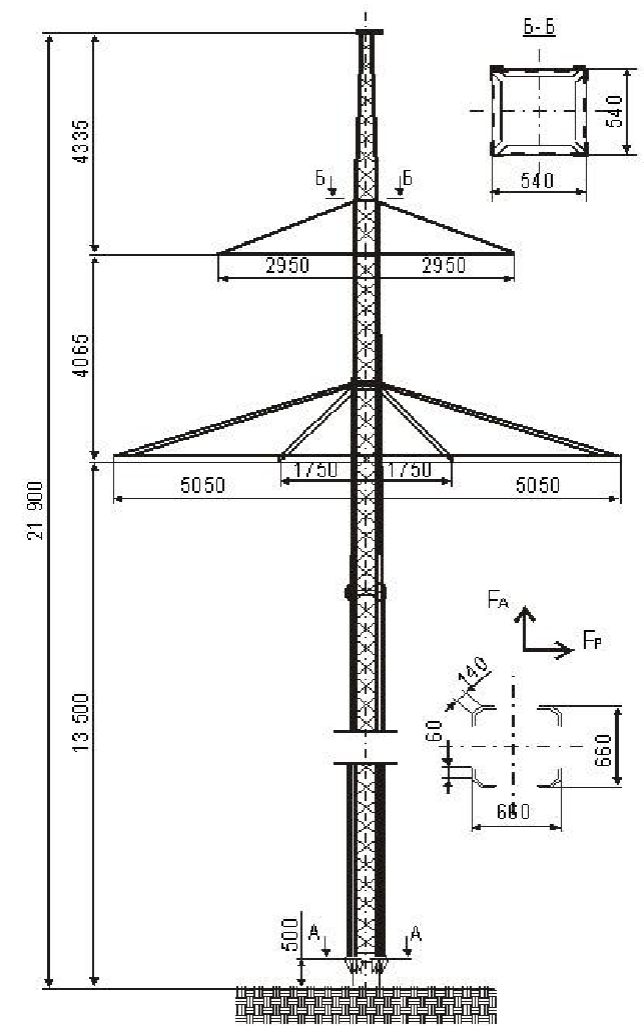


Рисунок 6. 10 - Схема дволанцюгової опори 2ПС11ОП-4 для ПЛ 110 кВ.

Питання для самоперевірки

1. Розподіл опор по призначенню та виду
2. Цикл транспозиції та його призначення.
3. Найбільш розповсюджені положення проводів
4. Матеріали, з яких виготовляють провoda ПЛ та марки проводів.
5. Призначення розщеплення проводів.
6. Розрахунок активних і індуктивних опорів проводів.

ЛЕКЦІЯ № 7. ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ 0,38-10 КВ. КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПРИ ПУСКУ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ В МЕРЕЖІ 0,38 КВ.

1. Загальні відомості.

2. Допустимі відхилення напруги.

3. Методи визначення допустимих втрат напруги.

3. Коливання напруги при пуску електродвигунів в мережі 0,38 кВ.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.

3. Гончар М. І. Електропостачання сільського господарства. І частина / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник., Х.: «Лідер», 2013 – 244 с.

4. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.

5. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.:Аграрна освіта,2011 – 448 с.

6. Попадченко С. А. Методичний посібник до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.

7. Попадченко С. А. «Методичний посібник до практичних занять по електропостачанню» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 76 с.

Джерелом живлення сільських мереж є або шини генераторної напруги електричних станцій, або шини генераторної напруги районних підстанцій і станцій (6 – 10 – 35 кВ). При передаванні електричної енергії велика частина напруги втрачається, тому у споживачів напруга не зберігає свого постійного значення.

Різниця між дійсною напругою і номінальною напругою називається **відхиленням напруги** .

$$\delta U_A = U_A - U_H.$$

$$\text{або у відсотках } \delta U\% = \frac{U - U_H}{U_H} \cdot 100\%;$$

$$U_{г.н.} = 1,05U_H.$$

При розподілі навантаження вздовж лінії, що виконана проводом постійного перерізу, відхилення напруги в різних точках мережі буде різними (рисунок 7.1). На початку мережі (точка А) напруга найбільша, а в кінці (точка В) – найменша. Номінальною напруга буде лише в точці С.

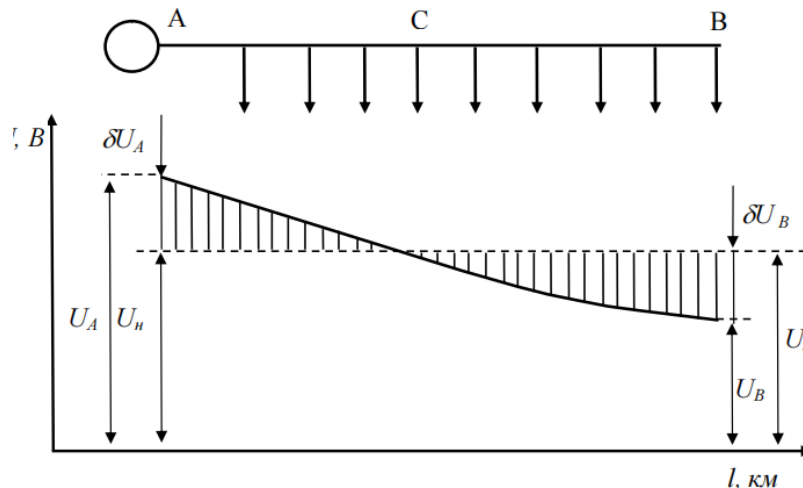


Рисунок 7.1 – Епюра розподілу напруги в лінії із рівномірним навантаженням.

Відхилення напруги у вольтах на початку лінії (точка А):

$$\square \delta U_A = U_A - U_H. \quad (7.1)$$

Відхилення напруги у вольтах в кінці лінії (точка В):

$$\square \delta U_B = U_B - U_H, \quad (7.2)$$

де U_A , U_B – відповідно напруга на початку та в кінці лінії, В;

U_H – номінальна напруга мережі, В.

Віднімемо із першого виразу другий, і отримаємо:

$$\square \delta U_A - \delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}. \quad (7.3)$$

Із виразу (7.3) видно, що **втрата напруги в лінії ΔU_{AB} дорівнює різниці між відхиленням напруги на початку і в кінці даної лінії.**

В діючих нормах встановлено, що в сільських електричних мережах напруга на затискачах струмоприймачів не повинна перевищувати більше ніж на 10% і знижуватися також більше ніж на 10% від номінальної напруги мережі, тобто знаходитися в межах 10% від U_H . Допускається максимально допустиме короткочасне відхилення напруги до $\pm 10\%$.

Як відмічалось вище, навантаження в лінії не залишається незмінним, а постійно і плавно змінюється. Досвід показав, що мінімальне навантаження в сільських електричних мережах не знижується менш ніж до 25 % від максимального, тобто $S_{\min} \geq 0,25S_{\max}$.

Відповідно, розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків: для навантаження 100 і 25 % максимуму.

В першому випадку (100% навантаження) втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги було більше – 10%, тобто

$$\delta U^{100} \geq -10\% U_H.$$

Згідно з нормами технічного проектування електричних мереж рекомендовано при визначенні відхилення напруги δU та допустимих втрат напруги ΔU в електричних мережах розглядати два режими навантаження - 100% і 25% :

S_{\max} - 100%, стандартні втрати в трансформаторах при 100% навантаженні

$$\Delta U_{mp}^{(100)} = 4\%; \quad 0,25 S_{\max} - 25\%, \quad \Delta U_{mp}^{(25)}$$

=1%.

Допустимі втрати напруги визначаються за такими методами:

1. За табличним методом
2. За аналітичним методом
3. За графо-аналітичним методом
4. За фізичним моделюванням.

Переважає більшість генераторів на електростанціях працює в режимі сталої напруги, незалежно від навантаження напруга на затискачах підтримується на 5% вищою від номінальної напруги мережі:

$$V_G^{100} = V_G^{25} = +5\% .$$

Допустимі втрати напруги в мережі визначаються за формулою :

$$\Delta U_{\text{дон(max)}} = \delta U_G^{(100)} + 5 = 5 + 5 = 10\%$$

Допустиме відхилення напруги у споживачів при максимальному навантаженні дорівнює 5%.

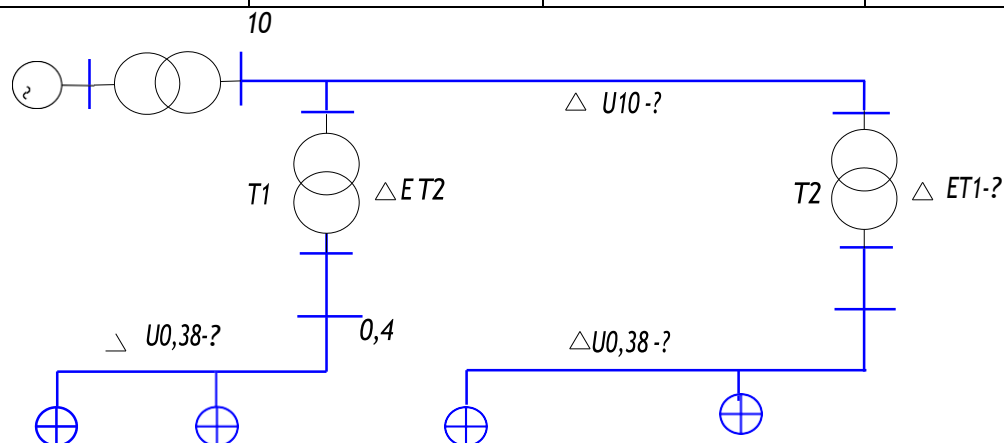
$$\delta U_{\text{спож}} = \delta U_{\text{ген}} - \Delta U_{\text{мер}}$$

В розподільних мережах 10 і 0,38 кВ допустимі втрати напруги визначають оцінними методами

$$\Delta U_{\text{дон}\Sigma} = \Delta U_{\text{дон}10} + \Delta U_{\text{дон}0,38} \rightarrow \text{const} .$$

Відхилення напруги в електромережі при сталій нарузі генератора, %.

Елемент електропередачі	Умовні позначення	Навантаження	
		100%	25%
Генератори	$\delta U_{ген}$	+5	+5
Мережі	$\Delta U_{мер}$	-10	-2,5
Споживач	$\delta U_{спож}$	-5	2,5



Елемент установки	Позначення	Відхилення напруги (%) у			
		найближчої ТП		найвіддаленійшої ТП	
		При навантаженні, %			
		25	100	25	100
Шини 10 кВ	δU_{10}	5	3	5	3
Лінія 10 кВ	ΔU_{10}	0	0	-1,5	-6
Тр-р 10/0,4 кВ Надбавка	ΔE_T	0	0	+2,5	+2,5
Втрати	ΔU_T	-1	-4	-1	-4
Шини 0,4 кВ	$\delta U_{0,4}$	4	-3	3,5	-5
Допустимі втрати	$\Delta U_{0,38}$	-	4	-	0,5
Відхилення напруги у споживача	$\delta U_{споживача}$	4	-5	+5	-5

Табличний метод полягає в тому, що необхідно скласти принципову електричну схему мережі, а потім всі розрахунки втрат і відхилень заносимо до таблиці.

Згідно даних таблиці допустимі сумарні втрати напруги мережі 10 і 0,38 кВ, при яких відхилення не виходять за 5 % U_H , дорівнюють

$$\Delta U_{дон\Sigma} = \Delta U_{дон10} + \Delta U_{дон0,38} = 6 + 0,5 = 6,5 \%$$

Норми технічного проектування рекомендують розподіляти сумарні допустимі втрати в такій пропорції:

65-60% - втрати в лінії 10 кВ;

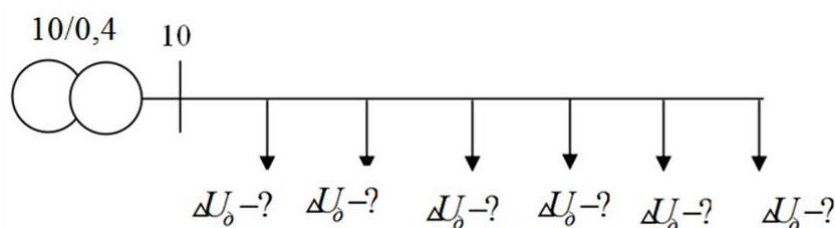
35-40% - в лінії 0,38 кВ.

Допустимі втрати напруги розглядаються :

- зовнішні (лінії 0,38 кВ)
- внутрішні (мережі в середині приміщення).

Для визначення допустимих втрат напруги аналітичним способом спочатку необхідно визначити відхилення напруги як при 25% навантаженні, так і при 100% навантаженні для ближніх і віддалених споживачів.

Втрати в лінії у ближніх споживачів відсутні. У віддалених споживачів втрати розподіляються таким чином. Якщо втрати в ПЛ становлять 4% – при 100% навантаженні -4%, при 25% -1%(тобто четверта частина від втрат).



Величина відхилень напруги у відсотках для мережі 10 і 0,38 кВ визначається за формулами в умовах мінімального (25%) навантаження і максимального (100%) навантаження відповідно :

$$\delta U_{cn}^{(25)} = \delta U_{цж}^{(25)} - \Delta U_{10}^{(25)} - \Delta U_m^{(25)} + \Delta E_m^{(25)} \pm \Delta E_p - \Delta U_{0,38}^{(25)}$$

$$\delta U_{cn}^{(100)} = \delta U_{цж}^{(100)} - \Delta U_{10}^{(100)} - \Delta U_m^{(100)} + \Delta E_m^{(100)} \pm \Delta E_p - \Delta U_{0,38}^{(100)}$$

де $\Delta E = 0; 2,5; 5; 7,5; 10$ – надбавка напруги споживчих трансформаторів ;

ΔE_p - надбавка напруги технічних(лінійних) засобів регулювання напруги в мережі;

$\Delta U_{tr}^{(25)}$, $\Delta U_m^{(100)}$ - втрати напруги в силовому трансформаторі, 1% і 4% відповідно;

$\Delta U_{0,38}^{(25,100)}$, $\Delta U_{10}^{(25,100)}$ - втрати напруги в лінії електропередачі 0,38 і 10 кВ, %

$\delta U_{цж}^{(25)}$, $\delta U_{цж}^{(100)}$ - рівні напруги на шинах 10 кВ підстанції 110-35/10 кВ відповідно в режимі мінімальних і максимальних навантажень, % центру живлення.

Для реальних розрахунків при виконанні курсового і дипломного проектування користуємось скороченими формулами:

$$\delta U_{0,4}^{(25)} = \delta U_{\text{цжс}}^{(25)} - \Delta U_{10}^{(25)} + \Delta U_m^{(25)} + \Delta E_m$$

$$\delta U_{0,4}^{(100)} = \delta U_{\text{цжс}}^{(100)} - \Delta U_{10}^{(100)} + \Delta U_m^{(100)} + \Delta E_m$$

$$\Delta U_{\delta} = \delta U_{0,4}^{(100)} - (-5)\%$$

За допустимими втратами напруги визначають :

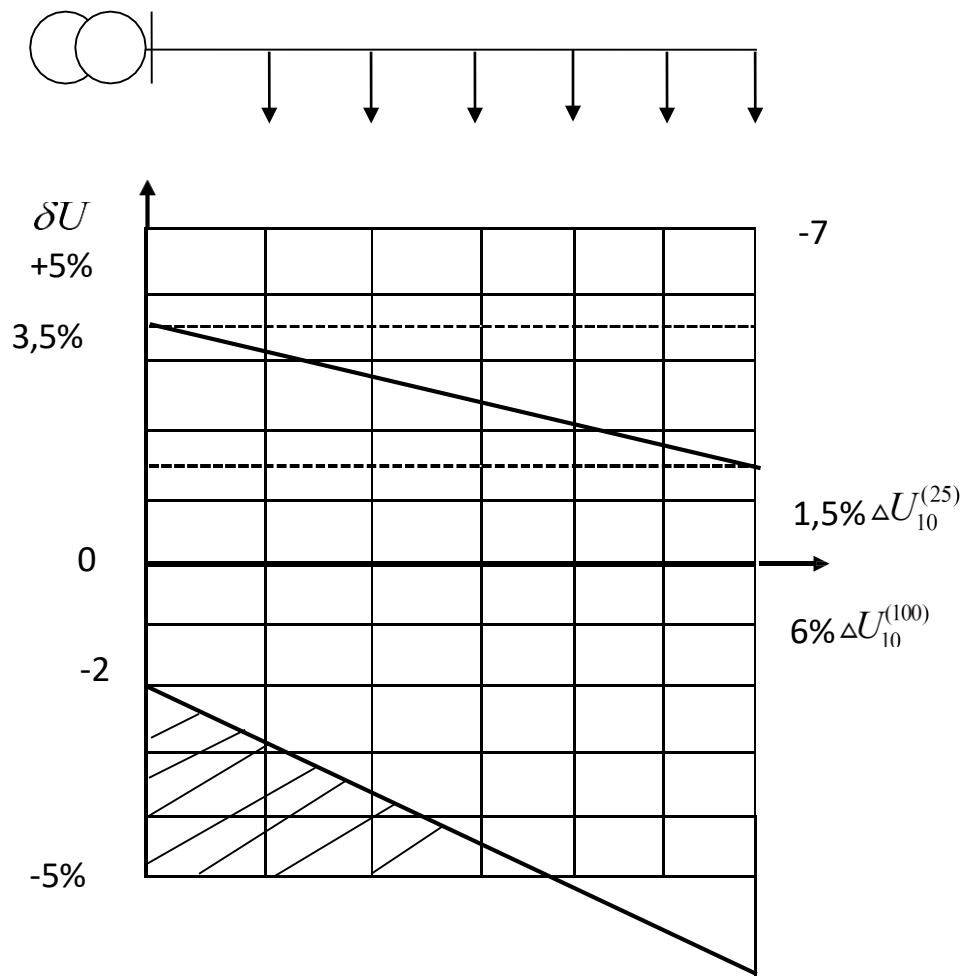
Радіус електропередачі, число трансформаторних підстанцій, переріз проводу, виконують перевірку вибраного перерізу проводу за умовою

$$\Delta U_{\text{дон}} \% \leq \Delta U_{\text{дійсн}} .$$

За методом фізичного моделювання складається схема на фізико-математичній моделі, проводяться досліди по вимірюванню рівнів напруг у ближніх і віддалених споживачів. На основі практичних даних визначається відхилення і втрата напруги до кожного трансформатора.

За графо-аналітичним методом для визначення допустимої втрати напруги в мережі і більш правильного розподілення допустимих втрат напруги будується епюра залежності відхилення напруги від втрат напруги в розподільній лінії.

Після чого будується діаграма відхилень і втрат в лінії.



Коливання напруги в мережі перевіряють здебільшого при пуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії(синхронного генератора або трансформатора) через повітряну лінію.

$$\delta U_t = \frac{Z_c}{Z_c + Z_{ел.дв.}} \cdot 100\%,$$

де $Z_c = Z_{лін} + Z_{мп}$;

$$Z_{лін} = \sqrt{R_{лін}^2 + X_{лін}^2} ;$$

$$Z_{мп} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H} ;$$

$$Z_{ас.дв.} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot k_t \cdot I_H} ,$$

k_t - кратність пускового струму асинхронного двигуна.

Тривалість пуску не перевищує 10 секунд. Для електродвигунів з легкими умовами пуску (якщо початковий момент приводного механізму менший за 1/3M або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах у момент пуску не нижче $\delta U_t \leq 30\%$. На затискачах інших двигунів напруга не повинна знижуватись більш як $\delta U_t \leq 20\%$.

Питання для самоперевірки

1. Визначення відхилення напруги.
2. Методи визначення допустимих втрат напруги.
3. Табличний метод
4. Аналітичний метод визначення допустимих втрат напруги.
5. Графо-аналітичний метод визначення допустимих втрат напруги.
6. Перевірка коливання напруги в мережі при пуску короткозамкнених електродвигунів.

ЛЕКЦІЯ № 8. ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ІНТЕРВАЛАМИ НАВАНТАЖЕННЯ, ЕКОНОМІЧНІЙ ГУСТИНИ СТРУМУ.

1. Залежність вартості ліній електропередачі від площі перерізу проводів.

2. Метод економічної густини струму, область використання.

3. Метод економічних інтервалів. Послідовність визначення.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.

2. Гончар М. І., Попадченко С. А., Котляр О. А. Електропостачання сільського господарства. І частина. / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник.

3. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник/ О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.

4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.

5. Попадченко С. А. Методичний посібник до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.

6. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Мінерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

Вартість передавання електроенергії визначається вартістю втрат енергії в проводах, відрахуванням від капітальних затрат і вартістю обслуговування.

В свою чергу вартість обслуговування визначається витратами експлуатаційної організації, штат якої залежить від загальної довжини лінії (км) і кількості підстанцій лінії.

Вартість втрат електроенергії в мережі електропостачання із заданим навантаженням визначається за виразом (8. 1):

$$B_{emp} = c_0 \cdot \Delta W. \quad (8.1)$$

Втрати енергії в лінії через потужність визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{P_{\text{max.л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot 3r_{\text{л}} \cdot \tau = \frac{P_{\text{max.л}}^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (8.2)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;

$P_{\text{max.л}}$ – максимальна навантаження лінії, Вт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі $r_{\text{л}}$ визначається за виразом:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (8.3)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Активний опір провідника визначається за виразом:

$$r = \frac{l}{\gamma \cdot F}, \quad (8.4)$$

де l – довжина проводу, м;

γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;

F – переріз проводу, мм².

Підставивши (8.4) у вираз (8.3) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \cdot \frac{P_{\text{max.л}}^2 \cdot \tau \cdot l}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot \gamma \cdot F}. \quad (8.5)$$

Із отриманого виразу (8.5) видно, що вартість втрат електроенергії в лінії обернено пропорційна його перерізу та квадрату коефіцієнта потужності.

При проектуванні мереж необхідно забезпечити найменші приведені витрати на передачу та розподіл електроенергії. Мінімальні приведені витрати на передавання і розподіл електроенергії можна визначити графічним способом. Для цього необхідно побудувати залежність вартості втрат електроенергії від перерізу проводу – гіпербола $B_{\text{втр}} = c_0 \cdot \Delta W$. (рисунок 8.1).

Отримана залежність показує, що втрати енергії, а значить, і вартість втрат електроенергії в лінії зменшується зі збільшенням перерізу проводу.

Також будуюмо залежність капітальних та експлуатаційних витрат від перерізу проводу – пряма $E_{\text{н}} K_i + B_{\text{А}}$.

Ця лінійна залежність наочно показує, що **чим більшим буде переріз проводу, тим вищою буде вартість лінії.**

Витрати на обслуговування лінії B_0 практично не залежать від зміни перерізу проводу, тому їх в подальшому не враховуємо.

Далі отримані залежності підсумовують.

Таким чином, розрахункові приведені витрати на передачу електричної енергії без врахування витрат на обслуговування лінії ($Z - B_0$) виражаються U -подібною кривою $Z - B_0$ (рисунок 8. 1).

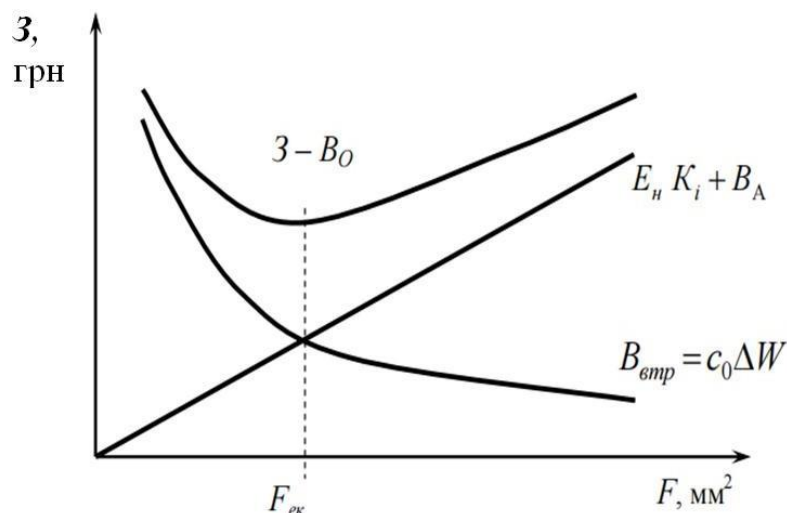


Рисунок 8. 1 – Залежність вартості передачі електроенергії від перерізу проводів.

Мінімум на отриманій кривій $Z - B_0$ відповідає найбільш економічно-вигідному (оптимальному) або **економічному** перерізу проводу $F_{ек}$. Отримане значення $F_{ек}$ округляють до найближчого стандартного значення.

Якщо проводи в лінії мають економічний переріз, то розрахункові приведені витрати на передачу електроенергії повинні бути найменшими, і, відповідно, лінія спроектована правильно. Для кожної лінії можна побудувати аналогічні криві і визначити економічний переріз проводів.

Проте на практиці розрахунки перерізу проводів ведуть більш простим способом.

ПУЕ передбачені значення економічної густини струму $j_{ек}$ для проводів з різних металів при різній тривалості використання максимуму навантаження. Ці значення наведені в таблицях ПУЕ (додаток В).

Економічний переріз проводу при заданій економічній густині струму визначають за виразом:

Економічно доцільний переріз $F_{ек}$, мм², визначається за формулою:

$$F_{ек} = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (8.6)$$

де I – розрахунковий струм в час максимуму енергосистеми, А;

$j_{ек}$ - нормоване значення економічної густини струму, $A/мм^2$, для заданих умов роботи, яке вибирається за табл.14[4] або за табл. 5.1. [1] або визначається за таблицями ПУЕ в залежності від часу максимального навантаження T і матеріалу проводу (додаток В, таблиця В.2).

Переріз, отриманий в результаті вказаного розрахунку, округлюється до найближчого стандартного перерізу. Розрахунковий струм приймається для нормального режиму роботи, тобто збільшення струму в післяаврійних і ремонтних режимах мережі не враховуються.

За методом економічної густини струму вибирають переріз проводів для ліній напругою 35...220 кВ.

Збільшення кількості ліній або кіл понад необхідну кількість за умовами надійності електропостачання з метою задоволення економічної густини струму здійснюється на основі техніко-економічного розрахунку.

Якщо лінія має декілька навантажень, то можна визначати $F_{ек}$ для кожної ділянки.

При цьому, щоб запобігти збільшення кількості ліній або кіл допускається двократне перевищення нормованих значень приведених в табл. 14 або 5.1.

В техніко-економічних розрахунках слід враховувати всі вкладення в додаткову лінію, враховуючи обладнання і камери розподільних пристроїв на обох кінцях лінії. Слід також перевіряти доцільність підвищення напруги лінії.

Даними вказівками слід керуватись також при заміні існуючих проводів проводами більшого перерізу або при прокладанні додаткових ліній для забезпечення економічної густини струму при зростанні навантаження. В цих випадках повинна враховуватись також повна вартість всіх робіт по демонтажу і монтажу обладнання лінії, враховуючи вартість апаратів і матеріалів.

Якщо переріз проводу в лінії повинен бути незмінним по всій довжині лінії, тоді визначають еквівалентний струм в мережі:

$$I_{екв} = \sqrt{\frac{\sum_1^n I_i^2 \cdot l_i}{\sum_1^n l_i}}, \quad (8.7)$$

тоді, відповідно:

$$F_{екв} = \frac{I_{екв}}{j_{екв}}. \quad (8.8)$$

Споруджувати повітряну лінію із проводів одного перерізу по всій довжині значно зручніше, але втрати потужності і втрати металу при цьому дещо більші.

Згідно з вимогами ПУЕ за економічною густиною струму не розраховуються:

- лінії напругою до 1000 В у яких $T < 4000...5000$ годин;
- лінії, які розраховуються за допустимою втратою напруги;
- лінії тимчасових будівельні строком служби 3-5 років;
- лінії «глибоких» вводів.

При користуванні табл. 14[2] або 5.1.[1] необхідно керуватись наступним:

1. При максимумі навантаження в нічний час економічна густина струму збільшується на 40 %.

2. Для ізольованих проводів перерізів 16 мм² і менше економічна густина струму збільшується на 40%.

3. Якщо на лінії вибирається провід одного перерізу, але з різним навантаженням на окремих її ділянках, то спочатку знаходять поправочний коефіцієнт на економічну густина струму початкової ділянки κ_y за формулою:

$$\kappa_y = \sqrt{\frac{I_1^2 \cdot L}{I_1^2 \cdot l_1 + I_2^2 \cdot l_2 + \dots + I_n^2 \cdot l_n}},$$

де I_1, I_2, \dots, I_n – навантаження окремих ділянок лінії;

l_1, l_2, \dots, l_n – довжини окремих ділянок лінії;

L – сумарна довжина лінії,

n – кількість ділянок лінії.

4. При виборі перерізів провідників для живлення n – однотипних, взаємнорезервуваних електроприймачів наприклад, насосів водопостачання, перетворюючих агрегатів і т. д.), із яких m одночасно знаходяться в роботі, економічна густина струму може бути збільшена проти значень, приведених в табл.14 в κ_n раз, де κ_n визначається за формулою:

$$\kappa = \sqrt{\frac{n}{m}}.$$

Переріз проводів ПЛ 35 кВ в сільській місцевості, які живлять знижувальні підстанції 35/6 - 10 кВ з трансформаторами з регулюванням напруги під навантаженням(РПН), повинен вибиратись за економічною густиною струму.

Розрахункове навантаження при виборі перерізів проводів рекомендується приймати на перспективу в 5 років, відлік починати від року вводу ПЛ в експлуатацію.

Для ПЛ 35 кВ, призначених для резервування в мережах 35 кВ в сільській місцевості, повинні застосовуватись мінімальні за тривало допустимим струмом перерізи проводів, які повинні забезпечити живлення споживачів електроенергії в післяаварійних і ремонтних режимах.

Вибір економічних перерізів проводів повітряних і жил кабельних ліній, які мають проміжні відбори потужностей, слід здійснювати для кожної із ділянок, виходячи із відповідних розрахункових струмів ділянок.

При цьому для сусідніх ділянок допускається приймати однаковий переріз проводу, який відповідає економічному для найбільш довгої ділянки, якщо різниця між значеннями економічного перерізу для цих ділянок знаходиться в межах одного ступеню за шкалою стандартних перерізів.

Перерізи проводів на відгалуженнях довжиною до 1 км приймаються такими ж, як на ПЛ, від якої здійснюється відгалуження.

При більшій довжині відгалуження економічний переріз визначається за розрахунковим навантаженням цього відгалуження.

Для ЛЕП напругою 6-20 кВ приведені в табл. 14 значення густини струму допускається застосовувати тільки тоді, коли вони не визивають відхилення напруги у приймачів електроенергії понад допустимі межі з врахуванням застосовуваних засобів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності. Споруджувати лінію з одним перерізом зручніше, але втрати потужно-сті і витрата металу в декілька разів більше, ніж при ступеневому змінюванні перерізу.

Для сільських повітряних ліній напругою 10 і 0,38 кВ економічні перерізи вибирають методом економічних інтервалів за таблицями.

За цими таблицями, які знаходяться в додатках можна вибрати переріз проводів в залежності від навантаження, району кліматичних умов, матеріалу опор і темпу збільшення навантаження, яке передбачається, при узгодженні з вимогами ПУЕ.

Вибір перерізу проводів за економічними інтервалами здійснюється в такій послідовності:

1. Визначають розрахункове максимальне навантаження S_{\max} з обов'язковим визначенням активних і реактивних навантажень.

Підсумовування навантаження ведеться з кінця лінії, рухаючись до початку першої ділянки і ведеться окремо для вечірнього і денного максимумів за формулами:

- активне

$$P_{\text{дїл.в.д.}} = P_{\text{бїл.в.д.}} + \Delta P_{\text{менш}}, \text{кВт};$$

реактивне

$$Q_{\text{дїл.в.д.}} = Q_{\text{бїл.в.д.}} + \Delta Q_{\text{менш}}, \text{кВАр};$$

$$\text{- повне} \quad S_{\text{дїл.в.д.}} = \sqrt{P_{\text{дїл.в.д.}}^2 + Q_{\text{дїл.в.д.}}^2}, \text{кВА},$$

де $P_{\text{бїл.в.д.}}, Q_{\text{бїл.в.д.}}$ - розрахункове бїльше активне і реактивне навантаження денного або вечїрного максимуму;

$\Delta P_{\text{менш}}, \Delta Q_{\text{менш}}$ - прирїст до бїльшого навантаження від меншого навантаження [1, табл.3.6(0,38 кВ), табл.3.10(6...35 кВ)].

2. За таблицями економїчних їнтервалїв попередньо вибирають перерїз проводїв для кожної дїлянки лїнії.

3. Визначають втрату напруги в лїнії, для цього в формулу втрат напруги пїдставляють питомї опори вибраних перерїзїв проводїв.

$$\Delta U_{0-k\%} = \sum_1^n \frac{(P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i)}{10 \cdot U^2}, \%$$

4. Якщо втрата напруги перевищить допустиму втрату напруги, то необхідно збїльшити перерїз проводу і здїйснити перерахунок.

$$\Delta U_{0-k\%} \leq \Delta U_{\text{доп}\%}$$

При цьому на лїнії не слїд приймати бїльше 3...4 рїзних перерїзїв проводїв.

Якщо умова перевїрки за втратою напруги не виконується, то приймають рїшення щодо зменшення втрати напруги :

- шляхом компенсації реактивної складової втрати за рахунок ємнїсної компенсації;
- збїльшують перерїз на маїстралї або вїдгалуженнях;
- за рахунок встановлення в лїнії вольтододаткового трансформатора;
- за рахунок установки силового трансформатора типу ТМН і автоматичного регулювання напруги.

Питання для самоперевїрки

1. Залежнїсть вартостї лїнїй електропередачі вїд площї перерїзу проводїв
2. Економїчно доцїльний перерїз $F_{\text{ек}}, \text{мм}^2$ та його визначення.
3. Якї проводи не пїдлягають перевїрцї за економїчною густиною струму.
4. Послїдовнїсть вибору перерїзу проводїв за економїчними їнтервалами.
5. Умови зменшення втрати напруги.

ЛЕКЦІЯ № 9. РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДІВ ЗА ДОПУСТИМОЮ ВТРАТОЮ НАПРУГИ. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ.

1. Умови вибору провідності проводів.
2. Активні і реактивні опори.
2. Основні методи.
3. Послідовність проведення розрахунку.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Гончар М. І., Попадченко С. А., Котляр О. А. Електропостачання сільського господарства. І частина. / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник.
3. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник/ О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
5. При така І. П. Електропостачання сільського господарства/ І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
6. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Мінерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

Для розрахунку ліній змінного струму з проводами із кольорового металу, переріз яких визначається тільки величиною втрати напруги, існує ряд методів, які дозволяють знаходити зовнішній переріз проводів ліній за допустимою втратою напруги.

Проводи ЛЕП вибираються таким чином , щоб втрати напруги в лінії не виходили за межі допустимих втрат $\Delta U < \Delta U_{дон}$.

Згідно з нормами технічного проектування електричних мереж сільськогосподарського призначення мінімальні допустимі перерізи проводів для ПЛ 0,38 кВ за умовами механічної міцності :

При товщині стінки ожеледі 5 мм – 25 мм²;
10 мм – 35 мм² .

Провідність нульового проводу ПЛ 0,38 кВ повинна бути рівною провідності фазних проводів , тому що майже 50 % споживачів отримують однофазне електропостачання (електроприймачі тваринницьких ферм, птахферм) і це зменшить несиметрії в мережі.

В інших випадках провідність нульового проводу приймається не менше 50 % провідності фазних проводів за умови дотримання вимог до стінки ожеледі. Переріз проводу лінії освітлення приймається не менше нульового допустимого за умови механічної міцності.

При виборі перерізів проводів потрібно, щоб на одній лінії не використовувалось більше трьох різних за величиною перерізів.

Розраховуючи електричні мережі за допустимою втратою напруги, враховують активні та індуктивні опори проводів.

Активним спором у колі змінного струму називають опір, за якого відбувається незворотний процес перетворення електричної енергії в інший вид енергії (механічну, хімічну, теплову тощо).

Активний опір проводу r (Ом) можна визначити рівнянням:

$$r = r_0 \cdot l, \quad (6.1)$$

де r_0 – активний опір 1 км проводу, Ом/км;

l – довжина проводу, км.

$$r_0 = \frac{1000\rho}{F}, \quad (6.2)$$

або

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot F}, \quad (6.3)$$

де ρ – активний питомий опір, Ом·м;

γ – питома провідність, См/м;

F – переріз проводу, м².

Активний опір проводів з кольорових металів залежить від температури навколишнього середовища, струму, що проходить проводом, і його частоти, але в практичних розрахунках цією залежністю нехтують.

Для проводів з кольорових металів активний опір практично дорівнює омичному, тому для 1 км проводу

Змінний струм, що протікає проводом, створює навколо нього змінне магнітне поле, під впливом якого в проводі діє е.р.с, зворотного напрямку

– е.р.с. самоіндукції. Прикладена до проводу напруга частково втрачається на подолання активного опору, а частково урівноважується е.р.с. самоіндукції.

Якщо активний опір дуже малий, то е.р.с. самоіндукції практично цілком врівноважує прикладену напругу.

Опір струмові, зумовлений протидією е.р.с. самоіндукції, називається **реактивним індуктивним опором**.

Реактивний опір проводу x (Ом) можна визначити за формулою:

$$x = x_0 \cdot l,$$

де x_0 – реактивний опір 1 км проводу, Ом/км;

l – довжина проводу, км.

Струми сусідніх фаз трифазної системи, що протікають у зворотному напрямку, наводять у проводі е. р. с. узгодженої зі струмом, що проходить цим проводом, напрямку. Це зменшує е.р.с. самоіндукції і, отже, реактивний опір проводу.

Тому за збільшення відстані між фазами (D_{12}, D_{23}, D_{13}), внаслідок зменшення впливу сусідніх фаз, індуктивний опір проводів збільшується.

На значення індуктивного опору впливають також зовнішній діаметр проводу d , магнітна проникність μ і кутова швидкість струму ω .

Індуктивний опір x_0 1 км проводу визначають за рівнянням:

Основні методи розрахунку:

- 1. Вибір перерізу проводів при $F=const$ всієї лінії.**
- 2. Вибір перерізу проводів за умовою мінімальних витрат провідникового матеріалу.**
- 3. Вибір перерізу за умовою мінімальних втрат потужності ΔS_{min} .**

Вибір перерізу проводів при $F=const$ всієї лінії.

Вибір постійного перерізу по всій довжині лінії набагато спрощує розрахунки і заготовляння деталей опор, проводів, а також зменшує залишки проводу на барабанах при виконанні монтажних робіт.

Ці заходи дуже часто використовують при розрахунках магістральної частини лінії.

В свою чергу, допустиму втрату напруги в мережі визначають керуючись допустимими значеннями відхилення напруги у споживачів.

При змінному струмі, на відміну від постійного, в мережі окрім активного опору необхідно також враховувати і реактивний опір. Реактивний і активний опір проводів по різному залежать від зміни перерізу проводів.

Так, наприклад, із збільшенням перерізу алюмінієвого проводу від 16 мм² до 95 мм² активний опір зменшиться в 5,8 разів, а індуктивний – лише в 1,2 рази.

Тому для визначення перерізу проводів використовують метод розподілу допустимої втрати напруги $U_{\text{дон}}$ на реактивну та на активну складові (метод Степанова).

Лінійна втрата напруги при цьому, якщо $\varphi_2 = \varphi$, дорівнює:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (I \cdot r \cdot \cos\varphi + I \cdot r \cdot \sin\varphi) \quad (9.1)$$

Згідно з (9.1):

$$\square \Delta U_{\text{дон}} = \sqrt{3} \cdot I \cdot r \cdot \cos\varphi + \sqrt{3} \cdot I \cdot r \cdot \sin\varphi,$$

або

$$\Delta U_{\text{дон}} = \Delta U_{a \text{ дон}} + \Delta U_{p \text{ дон}}, \quad (9.2)$$

де $\square U_{a \text{ дон}}$ – складова допустимої втрати напруги в активному опорі;

$\square U_{p \text{ дон}}$ – складова допустимої втрати напруги в реактивному опорі.

Відомо, що реактивний (індуктивний) опір одного кілометра проводу із кольорового металу мало змінюється із зміною перерізу і становить для повітряних ліній у середньому 0,35...0,45 Ом/км.

Тому ще до визначення перерізу проводу, підставивши значення x_0 можна обчислити наближене значення реактивної складової допустимої втрати напруги:

Переріз проводів трифазних ліній, магістральна частина, визначається за формулою:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i0} \cdot L_{i0}}{10 \Delta U_a \% \cdot U_n^2 \cdot \gamma}, \text{ мм} \quad (9.3)$$

де P_{i0} - активне навантаження і-тої ділянки лінії,

$$P_{i0} = P_{\text{більш}} + \kappa_c \cdot P_{\text{мен}} [3, \text{табл.3.1}] \text{ або } P_{i0} = P_{\text{більш}} + \Delta P_{\text{мен}} [1, \text{табл.3.6}]; \quad (9.4)$$

L_{i0} - довжина і-тої ділянки, км;

ΔU_a - активна складова допустимої втрати напруги, %;

U_n - номінальна напруга;

γ - питома провідність алюмінієвого проводу $0,032 \text{ км/Ом} \cdot \text{мм}^2$.

Активна складова напруги в мережі 0,38 кВ з комунально – побутовим навантаженням прирівнюється допустимій.

Для навантаження по лінії з коефіцієнтом навантаження менше 0,9 (виробниче та змішане) потрібно враховувати реактивну складову втрати напруги.

Реактивна складова втрати напруги до віддаленого споживача визначається за формулою:

$$\Delta U_p = x_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i}{10 \cdot U^2}, \% \quad (9.5)$$

де x_0 - індуктивний питомий опір, для мережі 0,38 кВ можна прийняти $0,325 \text{ Ом/км}$ (АС 50), [1, стор.470], відстань між проводами – 600 мм;

Q_i - реактивне навантаження i -тої ділянки, визначається таким же чином, як і активне навантаження за тими ж формулами.;

L_i - довжина i -тої ділянки;

U - лінійна напруга.

Активна складова напруги визначається:

$$\Delta U_a \% = \Delta U_{\text{дон}} \% - \Delta U_p \% , \quad (9.6)$$

де $\Delta U_{\text{дон}} \%$ - допустима втрата напруги в лінії,

$$\Delta U_{\text{дон}} \% = \delta U_{\text{напруга}}^{(100)} - (-5)\% ; \quad (9.7)$$

$\Delta U_p \%$ - реактивна складова напруги.

На магістральній частині лінії 0,4 кВ переріз проводу приймається 50 мм^2 , лінії 10 кВ – не менше 70 мм^2 (згідно ПУЕ).

Визначення перерізу проводів за умовою мінімальних витрат провідникового матеріалу.

Навантаження лінії, яка має декількох споживачів по мірі віддаленості від джерел живлення зменшується.

Тому застосування на такій лінії проводів одного перерізу навіть якщо і приносить практичні зручності, але не завжди економічно вигідні.

Бо тоді провід на початку лінії буде перевантажений, а в кінці – недовантажений, що призведе в першому випадку до підвищення втрат, а в другому – до перевитрат кольорового металу.

Таким чином, необхідно знати як повинні зменшуватися величини перерізів у міру віддалення джерела живлення, щоб не перевищити величину і забезпечити максимальну економію провідникового матеріалу.

Розглянемо ЛЕП із двома навантаженнями(рис. 9.1).

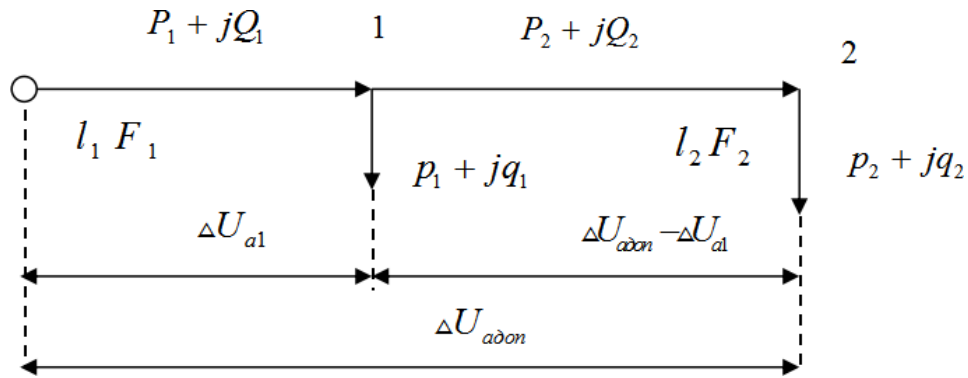


Рисунок 9.1 – ЛЭП з двома навантаженнями.

У наведеній мережі відомими є:

- потужності навантажень у вузлах;
- довжини ділянок;
- допустима втрата напруги.

Необхідно визначити переріз проводів на ділянках з умов $V \rightarrow \min..$

Потужності ділянок мережі визначаються за I законом Кірхгофа, починаючи від кінцевої точки (точки 2):

$$P_2 + jQ_2 = P_{н2} + jQ_{н2};$$

$$P_1 + jQ_1 = P_{н1} + jQ_{н1} + P_2 + jQ_2 = P_{н1} + jQ_{н1} + P_{н2} + jQ_{н2}.$$

Задавшись x_{0cp} , розрахуємо втрату напруги в реактивних опорах:

$$\Delta U_p = \frac{x_{0cp}}{U_{ном}} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_i \cdot l_i$$

і частку втрати напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{допа} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p.$$

Припустимо, що нам відома величина втрати напруги в активному опорі 1-ї ділянки $\Delta U_{допа1}$. Тоді величина втрати напруги в активному опорі 2-ї ділянки становитиме:

$$\Delta U_{допа2} = \Delta U_{доп} - \Delta U_{допа1}.$$

У цьому випадку перерізи на ділянках дорівнюватимуть:

$$F_1 = \frac{P_1 \cdot l_1}{\gamma \cdot U_{ном} \cdot \Delta U_{допа1}} \quad \text{та} \quad F_2 = \frac{P_2 \cdot l_2}{\gamma \cdot U_{ном} \cdot (\Delta U_{доп} - \Delta U_{допа1})}.$$

Витрата провідникового матеріалу в мережі на фазу становитиме:

$$V = F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2 = \frac{P_1 \cdot l^2}{\gamma \cdot U_{ном} \cdot \Delta U_{допа1}} + \frac{P_2 \cdot l^2}{\gamma \cdot U_{ном} \cdot (\Delta U_{доп} - \Delta U_{допа1})}.$$

У цій формулі всі величини відомі, крім $\Delta U_{\text{доп а 1}}$. Для визначення мінімуму витрати провідникового матеріалу необхідно взяти приватну похідну за невідомою величиною та прирівняти її до нуля:

$$\frac{\partial V}{\partial \Delta U_{\text{доп а 1}}} = -\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2} = 0.$$

Отримаємо рівність:

$$\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}.$$

Помножимо та розділимо ліву частину рівності на P_1 , а праву частину – на P_2 . Отримаємо вираз:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}.$$

Помножимо обидві частини рівності на $\frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}}$. Отримуємо:

$$\frac{1}{F_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{F_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}. \quad (9.8)$$

У цій формулі вирази

$$\frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} \quad \text{та} \quad \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}$$

є квадратами пере-

різів ділянок ЛЕП.

Формулу (9.8) можна представити так:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} \quad \text{або} \quad \frac{F_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{F_2}{\sqrt{P_2}}.$$

Таким чином, ми отримали умову, за дотримання якої при розрахунку перерізів ділянок ЛЕП, втрата напруги не перевищить допустимої величини при мінімальному витраті провідникового матеріалу.

Цей висновок можна поширити на будь-яку кількість ділянок ЛЕП.

Величина $k_p = \frac{F}{\sqrt{P}}$ є постійною для заданої ЛЕП і визначається за до-

пустимою втратою напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{F_i}}{F_i} \cdot \sqrt{P_i} \cdot l_i = \frac{1}{k_p} \cdot \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i \Rightarrow$$

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

Знаючи величину k_p , визначають переріз кожної ділянки ЛЕП:

$$F_i = k_p \cdot \sqrt{P_i}$$

Перерізи проводів округляють до найближчих стандартних і перевіряють за втратою напруги та нагрівання.

Якщо перерізи не задовольняють допустиму втрату напруги, то збільшують перерізи на тих ділянках, величина втрати напруги на яких найбільша.

Тому, при розрахунку на мінімум витрати металу допустима втрати напруги на n -ій ділянці радіальної розгалуженої мережі визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{доп.н}} = \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{l_n \cdot \sqrt{P_n}}{\sum_1^n l_i \cdot \sqrt{P_i}} = \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{l_n \cdot \sqrt{I_n}}{\sum_1^n l_i \cdot \sqrt{I_i}}, \quad (9.9)$$

а при розрахунку складної або розгалуженої мережі – за формулою:

$$\Delta U_{\text{доп.н}} = \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{M_n}{\sum_1^n M_i}, \quad (9.10)$$

де $\Delta U_{\text{доп.н}}$ - допустима втрата напруги на n -ій ділянці мережі, В;

$\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимі максимальні втрати напруги в мережі, В;

M - моменти, які дорівнюють: $M_{nl} = I_n \cdot l_n$ або $M_{nS} = S_n \cdot l_n$

I_n - струм на ділянці мережі;

l_n - довжина ділянки, км;

S_n - потужність на ділянці мережі, кВА.

Якщо відома допустима втрата напруги по ділянкам, можна визначити переріз проводів за формулою (9.5) або методом підбору по фіктивному значенню опору:

$$z_{\text{ф.розр}} = \frac{\Delta U_{\text{доп.н}}}{M_n} \quad (9.11)$$

Значення $z_{\text{ф.розр}}$ для стандартних перерізів проводів знаходять на ос-

нові відповідних їм табличних значень r_0 і x_0 [1, дод.1, дод.15] і $\cos\varphi$ навантажень:

$$z_{ф.табл.} = \sqrt{3}(r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \quad (9.12)$$

Переріз вибирають за умовою: $z_{ф.табл.} \leq z_{ф.розр.}$

Вибрані цим методом перерізи проводів не забезпечують мінімальних втрат потужності.

Вибір перерізу за умовою мінімальних втрат потужності ΔS_{min} .

Перерізи проводів, вибрані за умовою мінімуму витрати провідникового матеріалу, не забезпечують мінімальних втрат потужності.

Знайдемо переріз проводів, які відповідають умові $\Delta P \rightarrow \min$.

Для ЛЕП, що наведена на рис. 9.1 втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{ном}^2} \cdot R_1 + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} \cdot R_2 = \frac{S_1^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_2}{\gamma \cdot F_2} \quad (9.13)$$

Позначимо обсяг провідникового матеріалу однієї фази по всій ЛЕП через V , на першій ділянці – V_1 .

Тоді величини перерізів ділянок дорівнюватимуть:

$$F = \frac{V_1}{l_1} \quad \text{та} \quad F = \frac{V - V_1}{l_2}$$

Підставимо ці вирази у формулу (9.13) і отримаємо:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1} + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)}$$

У цій формулі всі величини відомі, крім V_1 . Для визначення мінімуму втрат активної потужності необхідно взяти частинну похідну за невідомою величиною та прирівняти її до нуля:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial V_1} = -\frac{S_1^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2} = 0$$

Отримаємо рівність:

$$\frac{S_1^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} = \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2}$$

Скоротимо отриманий вираз на $\gamma \cdot U_{ном}^2$:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{(V - V_1)^2} \quad (9.14)$$

Так як $V_1 = F_1 \cdot l_1$, а $V - V_1 = F_2 \cdot l_2$, то формулу (11.3) можна переписати наступним чином:

$$\frac{S^2 \cdot l^2}{F_1^2 \cdot l^2} = \frac{S^2 \cdot l^2}{F_2^2 \cdot l^2} \Rightarrow \frac{S^2}{F_1^2} = \frac{S^2}{F_2^2} \Rightarrow \frac{S}{F_1} = \frac{S}{F_2}.$$

Виразимо потужності ділянок через струми та номінальну напругу ЛЕП:

$$\frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_1}{F_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_2}{F_2} \Rightarrow \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2}.$$

Відношення струму до перерізу називається **густиною струму** (А/мм²).

Таким чином, отримано умову, при виконанні якої при виборі перерізів втрати активної потужності будуть найменшими:

$$j_{\Delta P} = \text{const.}$$

Значення густини струму $j_{\Delta P}$ визначається за допустимою частиною втрат напруги в активних опорах:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{доп а}} &= \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i \cdot l_i}{F_i} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot j_{\Delta P}}{\gamma} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i \quad \Rightarrow \quad j_{\Delta P} = \frac{\gamma \cdot U_{\text{доп а}}}{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i}. \end{aligned}$$

Перерізи на ділянках розраховуються за струмами ділянок:

$$F_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}},$$

$$\text{де } I_i = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

Перерізи проводів округляють до найближчих стандартних і перевіряють за втратою напруги та нагрівання.

Якщо перерізи не задовольняють допустиму втрату напруги, то збільшують перерізи на тих ділянках, величина втрати напруги на яких найбільша.

Послідовність розрахунку така, як і в попередніх методах :

- 1) задаються середнім значенням χ_0 ;
- 2) визначають ΔU_r і $\Delta U_{\text{адон}}$;
- 3) визначають $j_{\Delta P}$;
- 4) визначають F для кожної ділянки, які округляють і при необхідності проводять перевірочні розрахунки.

Визначення перерізу проводів за допустимою втратою напруги може бути застосовано до ліній місцевої мережі, які неможливо розрахувати методом економічної густини струму і в тих випадках, коли густина струму в них перевищує економічну.

Етапи розрахунку за різних умов

Вибір перерізів за допустимою втратою напруги виконується за таким алгоритмом:

1. Задаються значенням x_{0cp} у вказаних діапазонах його зміни.
2. Обчислюють частку втрати напруги в реактивних опорах ΔU_p .
3. Обчислюють допустиму втрату напруги в іменованих одиницях:

$$\Delta U_{доп[кВ]} = \frac{\Delta U_{доп[\%]}}{100} \cdot U_{ном}.$$

4. Обчислюють допустиму частку втрат напруги в активних опорах $\Delta U_{допа}$.

5. Розраховують переріз проводу, виходячи із заданої умови.

5.1 сталість перерізів усім ділянках: $F = \dots$;

5.2 мінімальна витрата провідникового матеріалу: $kp = \dots \rightarrow F = \dots$;

5.3 мінімальні втрати активної потужності: $= \dots \rightarrow F = \dots$

6. Перерізи проводів округляють до найближчих стандартних і перевіряють за втратою напруги (загальна формула):

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i + Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i)}{U_{ном}} \leq \Delta U_{доп}$$

7. Якщо перерізи не задовольняють допустиму втрату напруги, то збільшують перерізи на тих ділянках, величина втрати напруги на яких найбільша. Перевірку повторюють.

8. Остаточню обраний переріз перевіряють по нагріванню: $I \leq I_{доп}$.

Питання для самоперевірки

1. Основні методи розрахунку вибору перерізів проводів.
2. Визначення перерізу проводів трифазних ліній на магістральній частині.
3. Визначення реактивної складової втрати напруги до віддаленого споживача
4. Визначення перерізу проводів за умовою мінімальних витрат провідникового матеріалу.
5. Вибір перерізу за умовою мінімальних витрат потужності ΔS_{min} .
6. Залежність вартості ліній електропередачі від площі перерізу проводів
7. Економічно доцільний переріз $F_{ек}$, $мм^2$ та його визначення.
8. Які проводи не підлягають перевірці за економічною густиною струму.
9. Послідовність вибору перерізу проводів за економічними інтервалами.

ЛЕКЦІЯ № 10. РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ В МЕРЕЖІ 0,38 КВ З РІВНОМІРНИМ ТА НЕРІВНОМІРНИМ РОЗПОДІЛОМ НАВАНТАЖЕННЯ.

- 1. Загальні правила розрахунку трифазних електричних мереж з нерівномірним навантаженням фаз**
- 2. Умови вибору перерізу проводу у нульовому проводі.**
- 3. Найменше значення втрат напруги буде за рівномірного розподілу навантаження між фазами.**
- 4. Загальний порядок розрахунку електромереж з нерівномірним навантаженням**

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Гончар М. І., Попадченко С. А., Котляр О. А. Електропостачання сільського господарства. І частина. / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр - Навчальний посібник.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства/ І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

Загальні правила розрахунку трифазних електричних мереж з нерівномірним навантаженням фаз

Якщо споживачі отримують живлення від розподільної мережі високої напруги (6, 10, 20 кВ), а їх потужності невеликі, то для зменшення витрати провідникового металу можна використовувати *змішану* трифазно- однофазну систему розподілу електроенергії.

За змішаної системи розподілу до потужних споживачів електроенергія підводиться трифазними лініями, а до малопотужних – однофазними відгалуженнями.

Первинна обмотка вмикається на лінійну напругу (наприклад, 10 кВ), а від вторинної відходять три проводи. Напруга між крайніми виводами становить 440 В, а між крайнім і середнім – 220 В.

Тому до такої однофазної (трипровідної) мережі низької напруги можна вмикати як світильники та побутові прилади, так і трифазні асинхронні електродвигуни.

Змішана система забезпечує економію металу, проте застосування однофазних трансформаторів майже завжди спричинює нерівномірність навантаження фаз. Нерівномірність навантаження різних фаз виникає і в мережах низької напруги, які живляться від трифазних трансформаторів.

Система 380/220 В – єдина система низької напруги, що використовується в сільській місцевості. Усі побутові прилади й освітлення вмикають на фазну напругу 220 В.

Відповідно до цього електричну мережу низької напруги виконують чотирипровідною. Вмикання однофазних споживачів зумовлює нерівномірне навантаження фаз.

Розрахунки трифазних мереж з нерівномірним навантаженням фаз значно складніші, ніж мереж з рівномірним навантаженням.

Оскільки для різних фаз навантаження різне, різною буде і втрата напруги різних фаз або між різними фазами.

Під час спорудження трифазних ліній, незалежно від навантажень, для всіх фаз вибирають проводи одного перерізу, тому їх опори здебільшого однакові (крім сталевих проводів, опори яких залежать від струму).

Для чотирипровідної мережі низької напруги струм у нульовому проводі за симетричного навантаження наближається до нуля, тому переріз нульового проводу можна вибирати меншим, але не менш як 50% перерізу фазного проводу. За неповнофазних відгалужень переріз нульового проводу беруть рівним фазному.

У разі з'єднання однофазних споживачів трикутником (рис. 10.1), якщо струми навантаження i_1, i_2, i_3 неоднакові, втрати напруги між різними фазами будуть різними.

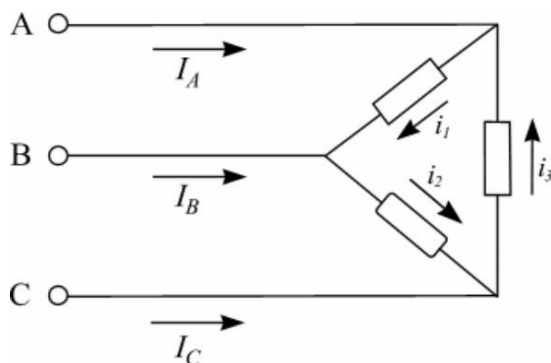


Рисунок 10.1. - Вмикання однофазних споживачів на нелінійну напругу

Як відомо, активна складова втрати напруги визначається активними струмами в активних опорах, а реактивна складова – реактивними струмами в реактивних опорах.

Активна складова втрати напруги:

$$\Delta U'_{AB} = [2i_{a1} + 0,5(i_{a2} + i_{a3})] \cdot r, \quad (10.1)$$

а реактивна складова:

$$\Delta U''_{AB} = [2i_{p1} + 0,5(i_{p2} + i_{p3})] \cdot x. \quad (10.2)$$

Між фазами A і B втрата напруги визначається струмом i_1 , який проходить проводами фази A і фази B (тому в рівняннях, наведених вище, його подвоюють), і струмами інших фаз (i_2, i_3), що проходять лише по проводах однієї з фаз.

Суму струмів, які проходять проводами лише однієї з фаз (по A або B), множать на 0,5.

Активні і реактивні складові цих струмів віднесені до напруг U_{BC} і U_{CA} , які в просторі відносно U_{AB} зсунуті відповідно на 120 і 240° .

Проекція струмів на напругу U_{AB} в два рази менша від їх значення $\left(\begin{matrix} \cos 120 = \frac{1}{2}, \cos 240 = \frac{1}{2} \\ \frac{1}{2} \end{matrix} \right)$. Повна міжфазна втрата напруги:

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}. \quad (10.3)$$

Втрату напруги між іншими фазами визначають аналогічно.

Втрата напруги буде найменшою за рівномірного розподілу навантаження між фазами.

Розглянемо це твердження на прикладі.

Нехай на одній з двох однакових ліній навантаження P між фазами розподілено симетрично, а на другій – нерівномірно.

Припустимо, що всі споживачі мають однаковий коефіцієнт потужності, тоді:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = i_1 \cdot U \cdot \cos \varphi + i_2 \cdot U \cdot \cos \varphi + i_3 \cdot U \cdot \cos \varphi$$

$$\text{звідки: } i_1 + i_2 + i_3 = \sqrt{3} \cdot I.$$

За симетричного навантаження втрата напруги:

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

Алгебраїчна сума всіх лінійних втрат напруги буде в 3 рази більшою:

$$\sum U = 3\Delta U = 3\sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi).$$

Алгебраїчна сума втрат напруги за нерівномірного навантаження фаз:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AB} + \Delta U_{BC} + \Delta U_{CA} &= [2i_1 + 0,5(i_2 + i_3) + 2i_2 + 0,5(i_1 + i_3) + 2i_3 + \\ &+ 0,5(i_1 + i_2)] \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) = 3(i_1 + i_2 + i_3) \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) = \\ &= 3\sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) = \sum \Delta U. \end{aligned}$$

Отже, **для трифазної лінії сума втрат напруги між фазами для певного навантаження є сталою величиною і не залежить від розподілу потужності між фазами.**

Зрозуміло, що за незмінної загальної суми найменше значення всі три складові матимуть за умови, що вони рівні між собою.

Тому рівномірне навантаження фаз забезпечує не лише однакові втрати напруги, а й мінімальне значення цих втрат. У мережах низької напруги однофазні споживачі вмикають на фазну напругу.

Оскільки мережі низької напруги виконують чотирипровідними, за нерівномірного навантаження фаз визначають фазну втрату напруги (однофазні споживачі вмикають зіркою).

Втрата напруги кожної фази складається з втрат напруги в проводах цієї фази і в нульовому проводі.

При цьому в нульовому проводі проходять струми всіх трьох фаз. Для визначення втрати напруги в нульовому проводі, віднесеної до певної фази, треба для струмів інших фаз, як і під час розгляду рівнянь (10.1) і (10.2), вибрати проекцію цих струмів на цю фазну напругу.

Активна складова втрати напруги фази UA (рис. 10.2) становить:

$$\Delta U'_{A0} = I_{a1} \cdot r + [I_{a1} - 0,5(I_{a2} + I_{a3})]r_H, \quad (10.4)$$

а реактивна:

$$\Delta U''_{A0} = I_{p1} \cdot x + [I_{p1} - 0,5(I_{p2} + I_{p3})]x_H, \quad (10.5)$$

де r і x – відповідно активний та індуктивний опори фазних проводів; r_H і x_H – активний і індуктивний опори нульового проводу.

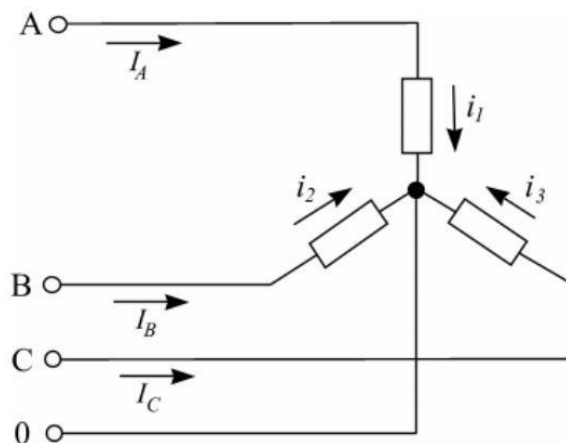


Рисунок 10. 2. - Вмикання однофазних споживачів на фазну напругу.

Аналогічні рівняння можна записати для втрат напруги фази B і фази C .

Отже, якщо споживачі до електромережі приєднано трикутником, то втрата напруги визначається за рівняннями (10.1) і (10.2), а якщо зіркою – то за рівняннями (10.4) і (10.5).

Загальний порядок розрахунку електромереж з нерівномірним навантаженням у разі вмикання як трикутником, так і зіркою, такий:

- 1) за можливості рівномірно розподіляють навантаження між фазами;
- 2) за допомогою рівнянь для розрахунку електромереж з симетричним навантаженням визначають потрібні перерізи проводів електромережі;
- 3) за рівняннями (10.1), (10.2) і (10.4), (10.5) обчислюють міжфазні або фазні втрати напруги для заданого навантаження і вибраних проводів.

Якщо дійсні втрати напруги перевищують допустимі значення або значно різняться між собою, то слід перерозподілити навантаження між фазами і повторити розрахунок заново.

Як було зазначено вище, *розраховуючи електромережі з нерівномірним навантаженням фаз, перерізи проводів вибирають за формулами для розрахунку мереж із симетричним навантаженням.*

Найпоширеніші варіанти магістралей і відгалужень у мережах напругою до 1000 В:

- а) чотирипровідна магістраль (три фази і нуль);
- б) відгалуження від двох фаз (дві фази і нуль);
- в) відгалуження від однієї фази (одна фаза і нуль).

Як відомо, в цих електромережах за $\cos\phi \geq 0,95$ і в деяких інших випадках можна нехтувати індуктивним опором проводів. Завдяки цьому розрахунки спрощуються, відпадає потреба в обчисленні реактивної складової втрати напруги.

Фазні втрати напруги в чотирипровідній мережі становитимуть:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{A_0} &= I_1 \cdot r + [I_1 - 0,5(I_{a2} + I_{a3})]r_H \\ \Delta U_{A_0} &= I_1 \cdot r + [I_1 - 0,5(I_{a2} + I_{a3})]r_H \\ \Delta U_{A_0} &= I \cdot r + [I - 0,5(I_{a2} + I_{a3})]r_H \end{aligned} \right\} \quad (10.6)$$

Якщо навантаження обох фаз однакове, то втрата напруги в двофазному відгалуженні:

$$\Delta U_{\phi} = 1,5 \sum I \cdot r, \quad (10.6)$$

Вибравши рівномірне навантаження фаз двофазного відгалуження і підставивши в рівняння (10. 6) $r = \frac{l}{\gamma \cdot F}$ матимемо рівняння для визначення перерізу проводів двофазного відгалуження:

$$F = \frac{150 \sum M}{\gamma \cdot U_{\phi} \cdot \Delta U} \quad (10. 7)$$

або

$$F = \frac{150 \sum P \cdot l}{\gamma \cdot U_{\phi}^2 \cdot \Delta U}, \quad (10. 8)$$

де ΔU виражено у відсотках.

Для однофазного відгалуження (два проводи) переріз проводів:

$$F = \frac{200 \sum M}{\gamma \cdot U_{\phi} \cdot \Delta U} \quad (10.9)$$

або

$$F = \frac{200 \sum P \cdot l}{\gamma \cdot U_{\phi}^2 \cdot \Delta U}, \quad (10.10)$$

де ΔU виражено у відсотках.

Для спрощення розрахунку користуються розрахунковими кривими.

Крім розглянутих схем, у сільських електромережах широко застосовується п'ятипровідна система (рис. 10.3).

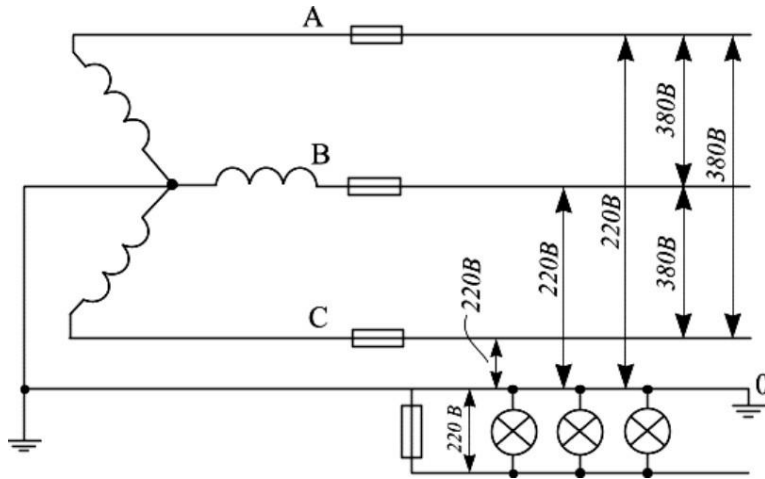


Рисунок 10. 3 - Схема електричної мережі з ліхтарним проводом.

До п'ятого (ліхтарного) проводу, що має свій запобіжник і рубильник або автомат, приєднують усі світильники вуличного освітлення.

Між трьома фазами навантаження розподіляють рівномірно з урахуванням вуличного освітлення, що забезпечує симетричне навантаження трансформатора.

Переріз основного проводу фази, до якої приєднаний ліхтарний провід, можна було б вибрати дещо меншим від перерізу проводів інших фаз, проте для зручності монтажу і експлуатації всі фазні проводи вибирають одного перерізу.

Основні фазні проводи вибирають за рівнянням симетричного трифазного навантаження, а переріз ліхтарного проводу визначають з рівнянь (10.9) або (10.10).

При цьому навантаження, рівномірно розподілене за довжиною магістралі, замінюють рівнодіючим, приєднаним у середині лінії.

ЛЕКЦІЯ 11. РОЗРАХУНОК ЛІНІЙ З ДВОХСТОРОННІМ ЖИВЛЕННЯМ.

- 1. Електричні схеми мереж за конфігурацією.**
- 2. Радіально розгалужені мережі**
- 3. Умовно замкнені мережі**
- 4. Кільцеві мережі**
- 5. Прості замкнуті мережі**
- 6. Магістральна лінія**
- 7. Складні замкнені мережі**
- 8. Переваги і недоліки різних видів мереж**
- 9. Теоретичні положення розрахунку ліній з двохстороннім живленням.**
- 10. Точка струморозподілу**

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.

Електричні мережі повинні забезпечити надійне електропостачання всіх трьох груп споживачів за вимогами до надійності, забезпечити необхідну якість електроенергії бути безпечними для людей і тварин та відповідати вимогам економічності.

Споживачі сільської місцевості, в більшості, мають невелику потужність та розосередження на великій території. Тому для передачі і розподілу електроенергії використовується значна кількість різного виду ліній за їх конфігурацією.

За конфігурацією електричної схеми с мережі діляться на кілька груп: радіальні (рис. 11.1, а), радіально резервовані, радіально розгалужені(рис.11.

1, б); петльові мережі, замкнені та інші види.

Якщо від лінії живиться один або кілька послідовно розташованих споживачів, то мережу називають радіальною.

Якщо радіальна мережа має відгалуження, то називається **радіально розгалуженою**.

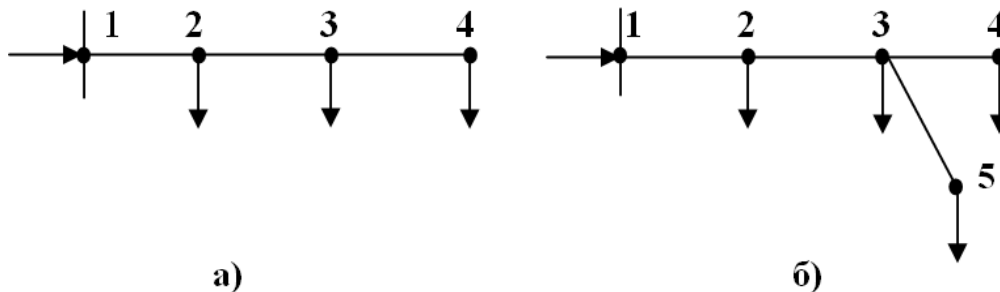


Рисунок 11. 1 – Приклади розімкнених мереж:

а) нерозгалужена; б) радіально розгалужена

Радіально або радіально розгалужена мережі можуть мати резервне живлення через такі ж самі лінії. В такій конфігурації лінії називаються радіальними резервованими розімкнутими або їх називають скорочено умовно замкненими.

Якщо лінія підключена з двох кінців до одного і того ж джерела струму, то вона називається кільцевою.

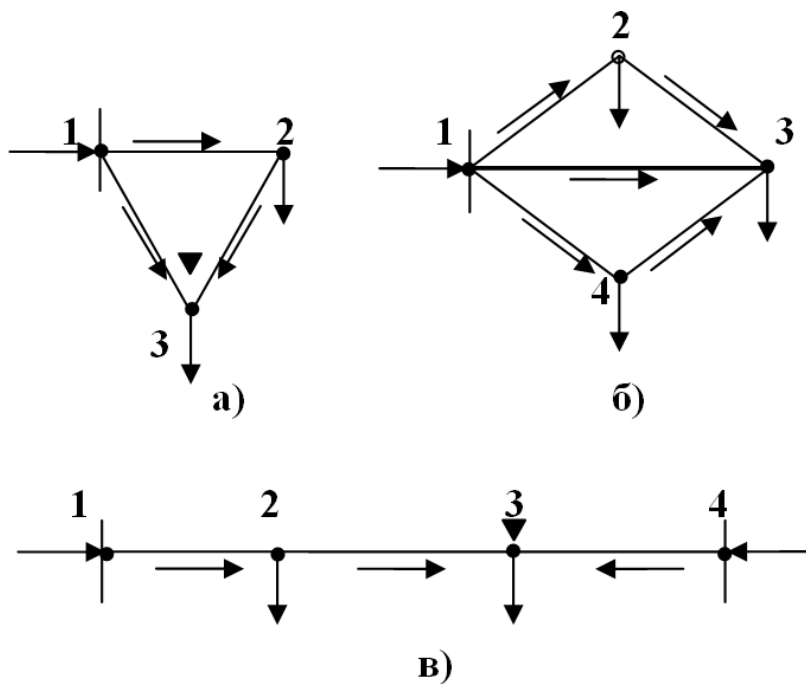


Рисунок 11. 2 – Приклади простих замкнених мереж:

а) – трикутник; б) – складно замкнена лінія; с) – лінія з двостороннім живленням.

Замкнутими електричними мережами називають мережі, в яких електроенергія споживачам може подаватися не менше ніж з двох сторін.

До простих замкнутих мереж відносяться мережі, що складаються з одного контуру (рис. 11. 2, б) або представляють собою розімкнену лінію, що живиться з двох кінців (рис. 11. 2, в). У цих мережах кожен вузол навантаження отримує живлення по двох лініях.

Частина ліній, по яким забезпечується резервне живлення, називається магістральною частиною ліній (магістраллю), а всі інші лінії, приєднані до магістралі, називаються відгалуженнями.

Якщо в мережі будуть проведені додаткові внутрішні лінії А-2, А-3 і А-4 (рис. 11. 3), то точки 2 ... 4 отримують живлення з трьох сторін і їх називають вузловими або вузлами, а мережа з вузловими точками - складною замкненою. У цій мережі при обриві лінії на будь-якій з ділянок електропостачання всіх споживачів більш надійне, ніж в простій замкнутої мережі.

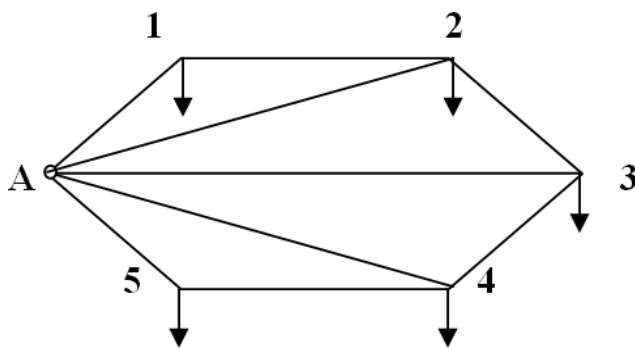


Рисунок 11. 3 – Схема складної замкненої мережі з одним джерелом живлення.

Мережа, зображена на рис. 4 забезпечена джерелом живлення А.

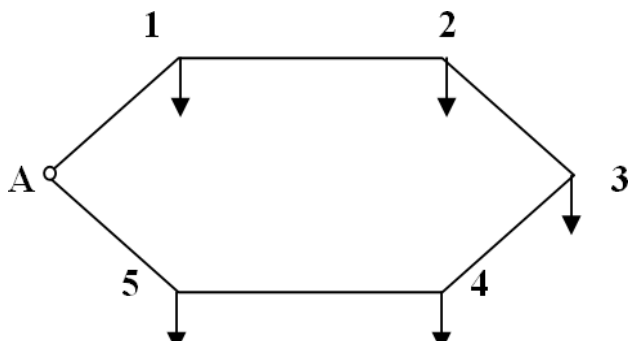


Рисунок 11. 4 – Схема простої замкненої мережі з одним джерелом живлення.

При виході його з ладу припиняється електропостачання всіх споживачів цих мереж. Для підвищення його надійності потрібно збільшити число джерел живлення в мережі.

Для розімкнених нерезервованих мереж характерні довгострокові перерви електропостачання споживачів, викликані втратами часу на пошук пошкодження.

В резервованих мережах вимикання пошкодженої ділянки оперативно можна виконати або автоматично дистанційно діючими пристроями, або приєднати значну частину усіх споживачів до резервного джерела живлення. Більш надійними є замкнені мережі.

До більш складних замкнених мереж відносяться мережі, що містять кілька контурів.

Причому в контури можуть входити лінії як однієї (рисунок 11. 5), так і декількох номінальних напруг (рисунок 11. 6).

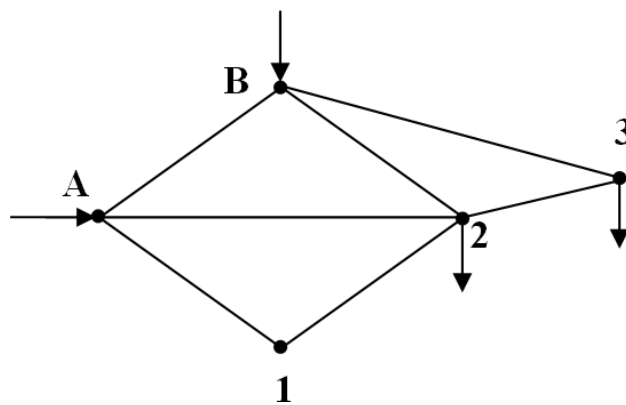


Рисунок 11. 5 – Складно замкнена мережа однієї номінальної напруги.

У складній замкненій мережі (рис. 11. 6) є вузол, з яким пов'язані три гілки і більш. Складна замкнена мережа містить два і більше контури з декількома джерелами живлення і забезпечує найбільш високу надійність електропостачання.

Недоліки замкнених мереж полягають в значно більшій вартості і втраті матеріалів.

Крім того, захист замкнених мереж від коротких замикань складніше, ніж захист радіальних. Цим і пояснюється, що замкнені мережі в сільському господарстві застосовують недостатньо. Їх використовують у вигляді ліній з двостороннім живленням (рис. 11. 2, в), які служать лініями зв'язку сільських підстанцій і іноді електростанцій, що працюють спільно в електричних системах.

Елементи схем заміщення містять активні і пасивні елементи.

Пасивні елементи поділяють на поздовжні і поперечні.

Поперечні пасивні елементи - це гілки, включені між вузлами схеми і нейтраллю або землею. Поперечні пасивні елементи відповідності проведених ліній на землю, реакторів і конденсаторів, включеним на землю.

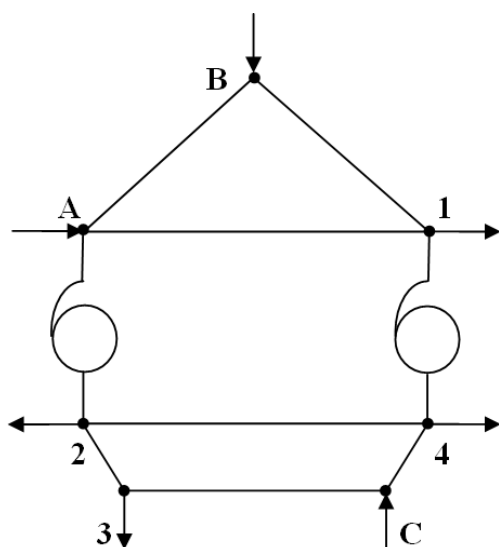


Рисунок 11. 6 – Складна замкнена мережа декількох номінальних напруг.

У деяких схемах заміщення втрати в сталі трансформаторів представляють, як поперечні провідності.

Поздовжні пасивні гілки - це гілки, що з'єднують всі вузли, крім вузла з напругою рівною нулю, тобто поздовжні гілки не з'єднані з нейтраллю або землею. Поздовжні гілки включають активні і індуктивні опори ліній електропередач, обмоток трансформаторів і ємності пристроїв поздовжньої компенсації.

До активних елементів схеми заміщення мережі відносять джерела ЕРС і струму. Джерела ЕРС в розрахунках електричних систем використовуються рідко, частіше застосовуються джерела струму.

При роботі мереж розглядаються усталені нормальні і аварійні режими. У розрахунках усталених режимів пасивні нелінійні елементи зазвичай не враховують, і повздовжня схема заміщення розглядається як лінійна. Але нелінійність джерел живлення враховують.

До основних переваг замкнутих мереж відносяться більш висока надійність електропостачання споживачів і підвищена економічність через менші втрати активної потужності.

Недоліком є ускладнення їх експлуатації, а також подорожчання через велику кількість ліній в складнозамкнутих мережах.

Розрахунки режимів замкнутих електричних мереж значно складніші, ніж розімкнених.

У розімкнених мережах потужності на окремих ділянках знаходять простим послідовним підсумовуванням навантажень і втрати потужності.

У замкнутих мережах розподіл потужностей по гілках схеми не очевидний і залежить від довжин і перерізів проводів ділянок, величин навантажень вузлів і режимів напруг джерел живлення.

Тому для розрахунку замкнутих мереж застосовують спеціальні методи.

Як і для розімкнених мереж, електричні розрахунки замкнутих мереж виконують, як правило, для найбільш характерних нормальних сталих режимів найбільших і найменших навантажень.

Крім того, при аналізі замкнутих мереж додатково потрібне проведення розрахунків післяаварійних режимів при відключенні окремих елементів мережі. Це пов'язано з тим, що відключення ділянки замкнутої мережі може викликати істотну зміну режиму напруг і потоків потужності, які можуть виявитися неприпустимими.

Більшість практичних розрахунків замкнутих мереж виконують на персональному комп'ютері (ПК).

З одного боку, це пояснюється великими складнощами розрахунків через розгалуженості реальних мереж, що містять велику кількість контурів, вузлів і ділянок мережі.

З іншого боку, для таких розрахунків створені досить ефективні алгоритми і програми на ПК.

Освоєння методів розрахунку замкнутих мереж необхідно для розуміння фізичної сутності процесів, пов'язаних з режимами електричної мережі, і умов, при яких проводяться розрахунки на ПК.

Лінія з двостороннім живленням є окремим випадком простої (одноконтурної) замкнутої мережі.

У вигляді такої лінії може бути представлена одноконтурна мережа, якщо її джерело живлення подумки розділити на два, тоді напруги обох вузлів, що живлять, будуть рівні за модулем і по фазі.

Поєднання надійності і економічності та якості електроенергії забезпечується правильністю вибору схеми електропостачання.

При розрахунку ліній з двохстороннім живленням задають такі режими роботи електромереж:

- нормальний режим, відповідно до якого проектується мережа;
- післяаварійний режим, який настає після вимкнення якого-небудь елемента мережі або джерела струму.

Розрахунок складних замкнутих мереж проводять у такій послідовності:

- визначають магістраль, для якої вибирають однорідні проводи стандартного перерізу;
- послідовним звертанням схеми складної замкнутої мережі перетворюють її у лінію з двохстороннім живленням;
- в лінії з двохстороннім живленням знаходять потужність або струм, що витікають із джерел живлення, визначають розподіл їх по магістралі та знаходять точку струморозподілу;
- обчислюють втрату напруги до точки струморозподілу в нормальному режимі;
- обчислюють втрату напруги в після аварійних режимах (живлення від одного джерела струму) і якщо втрата напруги перевищує допустиму, то приймають рішення: змінюють переріз проводу; використовують лінійні засоби регулювання напруги.

Розглянемо деякі теоретичні положення розрахунку ліній з двохстороннім живленням.

Припустимо, що в лінії, рис. 11. 7, точка 1 живиться від джерела «А», а точка 3 – від джерела «В».

Точку 2, яка живиться від обох джерел, називають точкою струмоподілу і позначають на схемі трикутником.

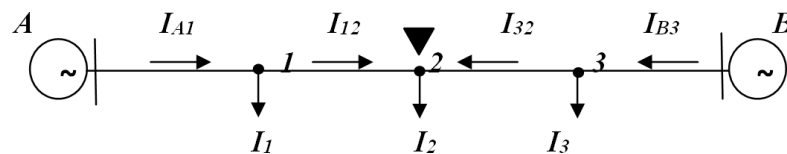


Рисунок 11. 7 – Принципова схема лінії з двостороннім живленням

Позначимо струми навантаження i_1, i_2, i_3 , а струми, що проходять по ділянках магістральної частини $I_{A1}, I_{12}, I_{32}, I_{B3}$.

Сума струмів, що витікають із джерел живлення, дорівнює сумі струмів навантаження:

$$I_{A1} + I_{B3} = i_1 + i_2 + i_3, \quad (11.1)$$

Напруги джерел живлення можуть бути як рівними $U_A = U_B$, так і нерівними $U_A \neq U_B$.

Для струмів, що виходять із джерела А та В, згідно [1,2] запишемо:

$$I_{A1} = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}Z_{AB}} + \frac{\sum_k^k i_k Z_{K-B}}{Z_{AB}}; \quad (11.2)$$

$$I_{B3} = \frac{U_B - U_A}{\sqrt{3}Z_{AB}} + \frac{\sum_k i_k Z_{K-A}}{Z_{AB}}, \quad (11.3)$$

де U_A, U_B - лінійна напруга на шинах джерел струму;

Z_{K-B}, Z_{K-A} - опори ділянок в напрямках від джерела B до k та від джерела A до k - і точки (вузла);

Z_{AB} - повний опір лінії від джерела A до B .

Якщо $i_1 = i_2 = i_3 = 0$, а $U_A \neq U_B$, то в лінії буде протікати зрівнювальний струм, обумовлений різницею напруг і зсувом фаз між ними:

$$I_{3p} = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}Z_{AB}}. \quad (11.4)$$

За умови, що $U_A = U_B$ із джерела витікають лише струми навантаження, які називаються лінійними навантажувальними струмами:

$$I_{A1} = \frac{\sum_k i_k Z_{K-B}}{Z_{AB}}; \quad I_{B3} = \frac{\sum_k i_k Z_{K-A}}{Z_{AB}}. \quad (11.5)$$

За умовами, що провід однакового перерізу та рівний коефіцієнт потужності споживачів, струми та потужності джерел живлення ($U_A = U_B$) визначають за формулами:

- струми:

$$I_{A1} = \frac{\sum_k i_k l_{K-B}}{L_{AB}}; \quad I_{B3} = \frac{\sum_k i_k l_{A-K}}{L_{AB}}; \quad (11.6)$$

- повні потужності:

$$S_{A1} = \frac{\sum_k S_k l_{K-B}}{L_{AB}}; \quad S_{B3} = \frac{\sum_k S_k l_{A-K}}{L_{AB}}, \quad (11.7)$$

де l_k - довжина ділянки від джерела B до K від джерела A до k -ї точки;

L_{AB} - довжина магістральної частини лінії.

Якщо коефіцієнти потужності навантажень не рівні, то визначають окремо активні і реактивні потужності джерел за формулами:

$$P_{A1} = \frac{\sum_k P_k l_{K-B}}{L_{AB}}; \quad Q_{A-1} = \frac{\sum_k q_k l_{A-K}}{L_{AB}}; \quad (11.8)$$

$$P_{B3} = \frac{\sum_k P_k l_{K-A}}{L_{AB}}; \quad Q_{B3} = \frac{\sum_k q_k l_{A-K}}{L_{AB}}. \quad (11.9)$$

Отже, в лініях з двостороннім живленням спочатку визначають струм або потужність, що витікає з джерел, а потім струми (потужності), що протікають по окремих ділянках лінії.

Точка, в якій струм або потужність змінюють свій знак на протилежний, є точкою струморозподілу.

Якщо задані потужності навантажень, то потоки потужності на головних ділянках лінії з двостороннім живленням в разі, коли $U_A > U_B$, визначаються виразами:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_i \underline{S}_i \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{U}_A^* - \underline{U}_B^*}{\underline{Z}_{AB}^*} \cdot U_{ном}; \quad (11.10)$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\sum_i \underline{S}_i \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{U}_B^* - \underline{U}_A^*}{\underline{Z}_{AB}^*} \cdot U_{ном}; \quad (11.11)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга електричної мережі;

\underline{S}_i - потужність i -го навантаження, МВА;

\underline{Z}_{AB} - повний опір електропередачі від точки А до точки В (пов'язане значення), Ом;

$\underline{U}_B, \underline{U}_A$ - напруга джерела живлення (пов'язане значення), В.

Якщо задані струми навантажень, то за відповідними виразами визначаються струми головних ділянок:

$$\underline{I}_{A1} = \frac{\sum_i \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{U}_A^* - \underline{U}_B^*}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}^*} \cdot U_{ном}; \quad (11.12)$$

$$\underline{I}_{B3} = \frac{\sum_i \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{U}_B^* - \underline{U}_A^*}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}^*} \cdot U_{ном}, \quad (11.13)$$

де \underline{I}_i - струм i -го навантаження, А.

Другі доданки в цих виразах визначають так званий зрівнювальний струм, викликаний різницею напруг джерел живлення або зсувом їх по фазі.

У разі, якщо напруги живильних вузлів електричної мережі виявляються рівними по модулю і фазі, то рівняння (11.10) і (11.11) набувають такого вигляду:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_i \underline{S}_i \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad \underline{S}_{B3} = \frac{\sum_i \underline{S}_i \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad (11.14)$$

$$\underline{I}_{A1} = \frac{\sum_i^* I_i \cdot \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}; \quad \underline{I}_{B3} = \frac{\sum_i^* I_i \cdot \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (11.15)$$

Струми інших ділянок визначаються за першим законом Кірхгофа.

Вузол, до якого потужність підтікає з двох сторін, називається точкою поточкорозподілу (або точкою струморозподілу).

Точки поточкорозподілу по активній і реактивній потужності можуть не збігатися.

Точку поточкорозподілу по активній потужності зазвичай позначають у вигляді \blacktriangledown , а по реактивній потужності $-\nabla$.

Після визначення точки поточкорозподілу кільцева мережа для подальшого розрахунку може бути умовно розділена на дві розімкнуті лінії. Розрахунок потоків потужності, а також розподіл напруг в цих лініях виконується так само, як і для звичайних розімкнутих мереж.

У післяаварійних режимах, коли відключається одне з джерел живлення, розподіл струмів і потоків потужності повністю змінюється.

Розглянемо приклад (рис. 11. 8).

Споживачі живляться від електричних ліній напругою 10 кВ з двостороннім живленням.

Вихідні дані показані на рисунку 11.8.

Напруга $U_A=U_B$.

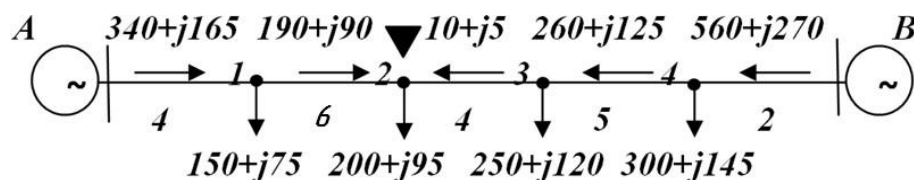


Рисунок 11.8 – Розрахункова схема лінії.

Потужність, що в нормальному режимі виходить з джерела A , буде:

$$P_A = \frac{\sum_1^k P_k l_{K-B}}{L_{AB}} = \frac{150 \cdot 17 + 200 \cdot 11 + 250 \cdot 7 + 300 \cdot 2}{21} = 340 \text{ кВт}$$

$$Q_A = \frac{\sum_1^k q_k l_{K-B}}{L_{AB}} = \frac{75 \cdot 17 + 95 \cdot 11 + 120 \cdot 7 + 145 \cdot 2}{21} = 165 \text{ кВАр.}$$

Аналогічно визначається потужність, яка виходить із джерела B . Розподіл потужностей в магістралі наведено на рис. 11.8.

В точці, де потужність змінює свій знак на протилежний, знаходиться точка струморозподілу.

Значну допомогу веденню досліджень режимів ліній з двостороннім живленням надають машини фізичного моделювання та комп'ютерні програми з моделювання електричних процесів в мережах.

Питання для самоперевірки:

1. Види електричних мереж.
2. Переваги та недоліки режимів роботи радіальних і замкнутих мереж.
3. Методи визначення точки струмоподілу ліній двостороннього живлення.
4. Що значить зрівнювальний струм і за яких умов він може протікати в лінії?
5. Що таке замкнута електрична мережа? Чим відрізняється проста замкнута мережа від складно замкнутої?
6. Яка мета використання лінії з двостороннім живленням? Назвіть переваги таких ліній і їх недоліки.
7. У якому порядку проводиться розрахунок поточкорозподілу в мережі з двостороннім живленням при різних напругах джерел?
10. Як здійснюється розрахунок поточкорозподілу в радіально магістральних мережах?
11. Які режими роботи електромереж задають при розрахунку ліній з двостороннім живленням?
12. За якої умови знаходження точки струмоподілу здійснюється через потужність?

ЛЕКЦІЯ № 12. ДОПУСТИМА ТЕМПЕРАТУРА НАГРІВАННЯ СТРУМОПРОВОДУ. ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОГО СТРУМУ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ.

1. Вимоги ПУЕ .
2. Нормативні температури нагріву та навколишнього середовища .
3. Умови вибору .
4. Фізичні явища при проходженні струму по провіднику.
5. Поправочний коефіцієнт.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
3. Гончар М. І. Електропостачання сільського господарства. І частина: навчальний посібник. / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, О. А. Котляр – Харків: «Лідер», 2013 – 244 с.
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
5. Притака І. П., Мозирський Б. В. „Електропостачання сільського господарства „ – Київ, „Урожай”, 1995 р. -333 с.

Провідники будь-якого призначення повинні задовольняти вимоги допустимого нагріву з урахуванням як нормальних, так і післяаварійних режимів, режимів періоду ремонту, можливих нерівномірно розподілених струмів в лініях, секційних шинах і т. д.

Проходження електричного струму по провіднику визиває виділення теплової енергії, яка визначається за законом Джоуля – Ленца:

$$Q = kI^2 \cdot R \cdot t \quad (12.1)$$

При перевірці на нагрів приймається тридцятихвилинний максимум струму, найбільший із середніх напівгодинних струмів даного елемента мережі.

- | | |
|-----------------------------|--|
| 1. Нормальний режим | $I_{p.max} \geq I_i, \quad t_p \Rightarrow \infty$ |
| 2. Режим перевантаження | $I_{p.max} \leq I_i, \quad t_p \leq 30хв$ |
| 3. Режим аварійний(к. з.) | $I_{p.max} \approx I_i, \quad t_p \Rightarrow 0$ |

Для усіх внутрішніх провідок без винятку і кабельних ліній (за ПУЕ – розділ виконання) установлюють наступні нормативні температури Q_{don} :

1. Допустима температура для неізольованих провідів

$$Q_{don} = + 70 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2. Для провідів з гумовою ізоляцією, полівенілхлоридних шнурів, кабелів

$$Q_{don} = + 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3. Для кабелів напругою до 35 кВ

U_n , кВ	До 3	6	10	20 і 35
Q_{don} , $^\circ\text{C}$	+ 80	+ 65	+ 60	+ 50

Розрахункові температури навколишнього середовища приймають:

Повітря $Q_{н.с.} = + 25 \text{ } ^\circ\text{C}$;

Землі на рівні 0,7...0,8 м - $+15 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Внаслідок різниці температур провідника і навколишнього середовища частина теплоти буде віддаватись в навколишнє середовище. Чим більше різниця, тим більше теплоти віддається.

Теплота, яка віддається з поверхні провідника в навколишнє середовище:

$$Q_{н.с.} = c \cdot S \cdot (t - t_0) \tau , \quad (12.2)$$

де c – коефіцієнт тепловіддачі поверхні проводу, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{ } ^\circ\text{C})$;

S – площа поверхні проводу, $S = \pi dl$;

t - температура поверхні проводу, $^\circ\text{C}$;

t_0 - температура навколишнього середовища , $^\circ\text{C}$;

τ - час втрат, с.

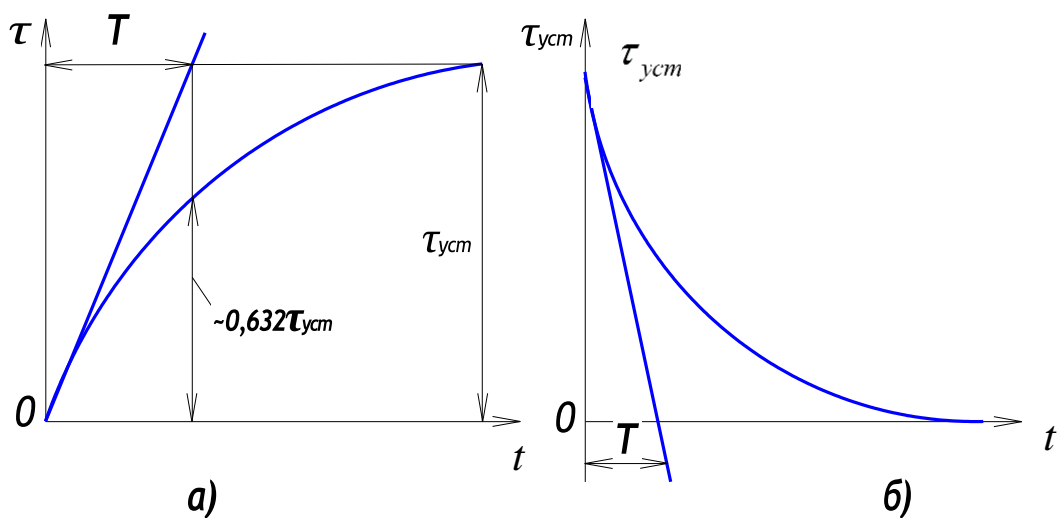


Рисунок 12.1 - Криві нагрівання (а) і охолодження (б).

Якщо провести дотичну до кривої нагрівання(або охолодження) , то перетин її з горизонтальною лінією, проведеною через усталену температуру нагрівання τ , визначить сталу часу T (залежить від роду проводки, матеріалу і перерізу і визначається експериментально).

Через деякий час ці температури зрівнюються, $\tau_{н.с.} = \tau_{\text{провідника}}$ настає тепла рівновага, **усталений режим**.

Тоді цей стан можна записати у вигляді рівності:

$$I^2 \cdot R \cdot t = \alpha_k \cdot \pi \cdot d \cdot l \cdot \tau_H \cdot t, \quad (12.3)$$

де α_k - коефіцієнт тепловіддачі конвекцією, $Вт/м^2 \cdot ^\circ C$;

$$R = \frac{1}{\gamma \cdot F} = \frac{4l}{\pi \cdot d^2 \cdot \gamma} \text{ - опір проводу.}$$

Як відомо, закон зміни температури провідника при проходженні струму представлений показовою функцією (крива 1 - нагрівання):

$$\tau - \tau_0 = (\tau_{\max} - \tau_0)(1 - e^{-\frac{t}{T}}) \quad (12.4)$$

Закон зниження температури провідника після того, як зникне струм навантаження (крива 2 – охолодження):

$$\tau - \tau_0 = (\tau_{\max} - \tau_0)e^{-\frac{t}{T}} \quad (12.5)$$

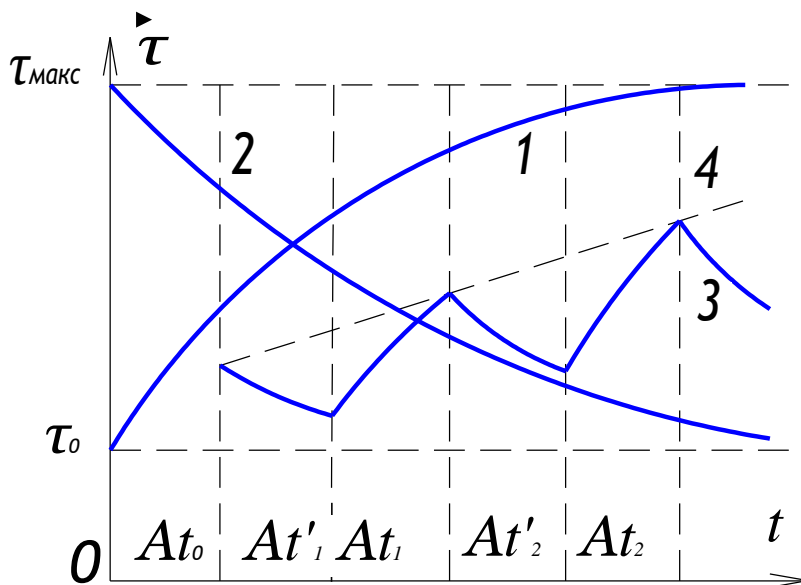


Рисунок 12. 2 - Криві нагрівання і охолодження проводу.

При роботі лінії з перервами (повторно – короткочасному) і інтервалами включення Δt_0 , Δt_1 , Δt_2 і відключення $\Delta t'_1$, $\Delta t'_2$ і т. д. відключення

установки (ламана лінія 3 на рис.12.2) підвищення температури провідника буде характеризуватись кривою 4 рис.12.2.

У цьому випадку температура нагрівання провідника буде значно менше, звідси слідує, що **гранично допустимий струм буде більше, ніж при безперервному навантаженні.**

Якщо в рівняння (12.3) підставити значення опору, то;

$$I^2 = \frac{\alpha_k \cdot \pi^2 \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot \tau_H}{4}, \quad (12.6)$$

звідки

$$I = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha_k \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot \tau_H} \quad (12.7)$$

Рівняння $I = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha_k \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot \tau_H}$ (12.7) дає можливість визначити допустимий струм, що спричиняє певне перегрівання проводу τ_H .

На практиці користуються таблицями, складеними за експериментальними даними – переріз струмопровідної жили / допустимий струм.

Якщо умови відрізняються від тих, для яких складені таблиці, то для нових умов допустимий струм для того самого проводу

$$I'_{\text{доп}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha_k \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot \tau'_H}.$$

Поділивши рівняння одне на одне дістанемо :

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\tau'_H / \tau_H}. \quad (12.8)$$

Вираз τ'_H / τ_H називають **поправочним коефіцієнтом на нові температурні умови.**

$$\text{Отже, } I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t,$$

де k_t - поправочний коефіцієнт на нові температурні умови з таблиці [3, таб.6].

Якщо з якихось умов змінюється температура навколишнього середовища, то потрібно внести поправку на вибір перерізу проводу.

Для проводів з різних матеріалів однакового перерізу при однаковій температурі перегрівання аналогічно можна записати:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\gamma' / \gamma}. \quad (12.9)$$

Основні вимоги до вибору за допустимим нагріванням:

За тривалим робочим навантаженням(вибираючи переріз проводів і кабелів, що захищаються автоматами або тепловими реле магнітних пускачів, як і підчас захисту запобіжниками):

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{p.max}}{k}, \quad (12.10)$$

де k – поправочний коефіцієнт на умови прокладання проводу чи кабелю (поправочний температурний коефіцієнт, коефіцієнт на кількість прокладених в одній траншеї кабелів тощо);

$$I_{p.max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad \text{- робочий максимальний струм;}$$

P - активна потужність, кВт;

$\cos\varphi$

- коефіцієнт потужності.

Плавка вставка запобіжника захищає одночасно споживача і провідник, тому вибираючи переріз провідника треба забезпечити **узгодженість з вибраною плавкою вставкою запобіжника:**

$$I_{доп.} \geq \frac{k_{доп.} \cdot I_{в.}}{k} \quad (12.11)$$

де $k_{доп.}$ – кратність допустимого тривалого струму провідника відносно номінального струму плавкої вставки [3, табл. 2.8].

За допустимою температурою нагрівання:

$$Q_{доп.нагр.} \leq Q_{доп.ізол.} \quad (12.12)$$

Розрахунок і вибір перерізу самоутримних ізолюваних проводів

Загальні положення

Задачу підтримки технічного стану на сучасному рівні неможливо вирішити без застосування на ПЛ нових, досконаліших конструкцій і технологій.

У світовій практиці будівництва електромереж в останні десятиріччя широке поширення набули повітряні лінії з ізолюваними проводами (ПЛІ).

Відповідно до діючого ПУЕ на ПЛ до 1 кВ рекомендовано вибирати самоутримні ізолювані проводи (СП).

СП називається пристрій, призначений для передачі електроенергії по ізолюваних, скручених в джгут проводах, розташованих на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою вузлів кріплення, крюків, кронштейнів і арматури до опор, стін будівель і споруд.

При виборі перерізу СП необхідно враховувати наступні основні положення:

1. На магістральних ділянках ПЛІ і відгалуженнях від ПЛІ необхідно застосовувати трифазні СП. Кількість додаткових жил СП визначаються проектом.
2. На відгалуженнях від ПЛІ до вводу в будівлю (споруду) необхідно

застосовувати СІП з ізольованою нульовою жилою.

3. На магістральних ділянках ПЛЛ і відгалуженнях від ПЛЛ, де застосовані СІП з однією несучою (нульовою) жилою, її переріз повинен бути не менше:

- у районах з розрахунковою стінкою ожеледі:

а) до 10 мм - 25 мм²

б) 15 мм і більш – 35 мм².

4. Магістраль ПЛЛ, як правило, виконується СІП одного перерізу. Переріз жил СІП на магістралі визначається електричним розрахунком, але, як правило, повинно бути не менше 50 мм².

5. При економічному обґрунтуванні допускається виконувати магістраль СІП декількома перерізами.

6. На відгалуженнях до вводу в будівлі і споруди, залежно від кількості фаз (одно- або трифазні) і величини електричного навантаження, застосовуються дво- або чотирижильні СІП. Переріз жил СІП не повинен бути менше 16 мм². Довжина відгалуження повинна бути не більш 25 м.

7. При проходженні ПЛЛ по території шкіл, дитячих будинків, техучилищ, оздоровчих таборів, дошкільних дитячих установ (ясель, садків, комбінатів) сумарний переріз утримуючих жил СІП повинний бути не менше 50 мм².

8. Для забезпечення нормальної роботи електроприймачів, нормованого рівня електробезпеки і захисту від атмосферних перенапруг на ПЛЛ в електричних мережах з глухозаземленою нейтраллю, повинні бути заземлюючі пристрої, призначені для:

- повторного заземлення нульової жили СІП;
- захисту від атмосферних перенапруг;
- заземлення електроустановки, встановленої на опорах ПЛЛ;
- заземлення розрядників або обмежувачів перенапруг.

Питання для самоперевірки

1. Залежність вартості ліній електропередачі від площі перерізу проводів
2. Економічно доцільний переріз $F_{ек}$, мм² та його визначення.
3. Які проводи не підлягають перевірці за економічною густиною струму.
4. Послідовність вибору перерізу проводів за економічними інтервалами.

Приклад рішення задачі:

За допустимим тривалим струмом вибрати плавкі вставки запобіжників, теплові і електромагнітні розчіплювачі автоматичних вимикачів, переріз проводів та струмопровідних жил кабелів в лініях 0,38 кВ.

Схема розподільної мережі, наведена на рис.3.

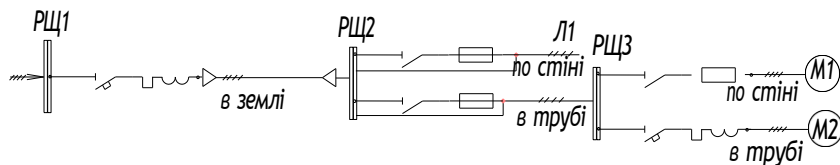


Рисунок 3 – розподільна мережа напругою 0,38 кВ.

Вихідні дані:

На ділянці *РЩ1-РЩ2* коефіцієнт одночасності $\kappa_o=0,9$. Лінію *Л1* потрібно захищати від струмів короткого замикання і перевантаження. Лінія до двигуна *М1* працює в приміщенні з температурою $40\text{ }^\circ\text{C}$. Для інших навантажень розрахункова температура таблична згідно ПУЕ в землі $15\text{ }^\circ\text{C}$, в повітрі $25\text{ }^\circ\text{C}$.

Відомості про навантаження споживачів:

лінія – 8 кВт;

двигун *М1* – $P=3$ кВт, коефіцієнт завантаження, $\kappa_z=0,9$,

кратність пускового струму, $\kappa_i=6,5$,

к. к. д. $\eta=0,85$,

коефіцієнт навантаження, $\cos\varphi=0,85$;

двигун *М2* - $P=15$ кВт, $\kappa_i=6$, $\eta=0,88$, $\cos\varphi=0,9$.

Пуск двигунів легкий, до 10 секунд. Розв'язання задач доцільно вести за алгоритмом, наведеним у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 з даними розрахункових і прийнятих величин та відомості про електропроводку являє собою паспорт електричної мережі.

Розв'язання:

Лінія РЩ 1 - 2 – освітлювальне навантаження.

Робочий максимальний струм

$$I_{p.max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{8}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 1} = 12,6 \text{ А}.$$

Приймаємо запобіжник без наповнювача типу ПР-2 з номінальним струмом запобіжника 60 А, напруга 380 В. Лінія повинна захищатись від к. з. і перевантаження.

Розрахунковий струм плавкої вставки:

$$I_{p.n.v.} = \kappa_n \cdot I_{p.max} = 1 \cdot 12,6 = 12,6 \text{ А}.$$

Приймаємо стандартну плавку вставку на струм $I_{n.v.}=15$ А.

Розрахунковий допустимий струм нагрівання:

$$I_{p.d.n.} = 1,25 \cdot I_{n.v.} = 1,25 \cdot 15 = 18,75 \text{ А}.$$

За струмом 18,75 вибираємо провід марки АПВ з перерізом $2,5 \text{ мм}^2$ з допустимим табличним струмом при відкритому прокладанні $I_{d.m.}=24$ А.

Поправочний температурний коефіцієнт на температуру 40°C , $k_t = 0,85$.

Допустимий розрахунковий струм вибору перерізу з урахуванням поправочного коефіцієнта на температуру:

$$I_{\text{д.р.м.}} = I_{\text{р.д.}} / k_t = 18,75 / 0,85 = 22\text{A} < 24\text{A}.$$

Таким чином, вибраний переріз провoda $2,5\text{ мм}^2$ задовольняє всі вимоги допустимого нагрівання і захисту електропроводки від к. з. і перевантаження.

Лінія РЩЗ – двигун М1.

Номинальний струм двигуна потужністю 3 кВт

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{30}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 6,3\text{A}.$$

Струм максимальний (пусковий),

$$I_n = k_i \cdot I_n = 6,5 \cdot 6,3 = 41\text{A}.$$

Робочий струм, $I_{\text{р.макс}} = k_3 \cdot I_n = 0,9 \cdot 6,3 = 5,67\text{A}$.

Приймаємо запобіжник типу ПР-2-60 А з номінальним струмом плавкої вставки

$$I_{\text{р.п.в.}} = \frac{I_n}{\alpha} = \frac{41}{2,5} = 16,4\text{A} \quad I_{\text{н.п.в.}} = 20\text{A}.$$

Вибираємо переріз провoda за умовою захисту лінії від коротких замикань

$$I_{\text{д.р.}} \geq 0,33 \cdot I_{\text{н.п.в.}} = 0,33 \cdot 20 = 6,6\text{A}.$$

За струмом $6,6\text{A}$ вибираємо провід марки АПВ перерізом 2 мм^2 за допустимим струмом 21A .

Лінія РЩЗ – двигун М2.

Номинальний струм двигуна потужністю 15 кВт

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{15}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,88} = 28,8\text{A}.$$

Струм пусковий $I_n = k_i \cdot I_n = 6 \cdot 28,8 = 172,8\text{A}$.

Робочий струм, $I_{\text{р.макс}} = k_3 \cdot I_n = 1 \cdot 28,8 = 28,8\text{A}$.

Приймаємо автоматичний вимикач типу ВА88-32, $U = 400\text{В}$, $I_a = 160\text{A}$, $I_{\text{м.р.}} = 32\text{A}$, $I_{\text{е.р.}} = 320\text{A}$, $I_{\text{макс}} = 35\text{кА}$.

Розрахунковий допустимий струм провідників:

$$\text{а) } I_{\text{д.р.}} \geq I_{\text{р.макс}}, \text{ б) } I'_{\text{д.р.}} = 0,22 \cdot I_{\text{м.р.}} = 0,22 \cdot 32 = 7,04\text{A}.$$

Переріз провoda вибираємо за струмом $28,8\text{A}$ для трьох одножильних провoda, прокладених в одній трубі. $I_{\text{д.м.}} = 32\text{A}$, $F = 6\text{ мм}^2$. Вибираємо провід АПРТО-1 (3х6). Розрахункові дані заносимо в таблицю 2.1.

Лінія РЩ2 - РЩЗ.

Визначимо робочий максимальний струм

$$I_{p.max} = \kappa_o \cdot \sum_1^{n-1} I_{i.p.max} = 1(I_{M1} + I_{M2}) = 5,67 + 28,8 = 34,47 A$$

Визначаємо максимальний струм ділянки

$$I_{max} = I_{n.max} + \sum_1^{n-1} I_{p.max} = 172,8 + 5,67 = 178,5 A$$

Струм плавкої вставки за робочим максимальним струмом

$$I_{p.n.в.} = \kappa_n \cdot I_{p.max} = 1,25 \cdot 34,47 = 43 A$$

Струм плавкої вставки за максимальним струмом ділянки

$$I'_{p.n.в.} = \frac{I_{max}}{\alpha} = \frac{178,5}{2,5} = 71,4 A$$

Приймаємо запобіжник типу ПР-2, струм запобіжника 200 A, струм плавкої вставки 80 A.

Вибираємо переріз проводу за струмом 34,47 A.

Розрахунковий струм відносно захисту від к. з.:

$$I_{\partial.p.} = 0,33 \cdot I_{n.в.} = 0,33 \cdot 80 = 26,4 A.$$

Допустимий табличний струм нагрівання перерізу чотирьох одножильних проводів, прокладених в одній трубі 37 A – 8(10) мм² виконаних з алюмінію.

Лінія РЩ1 – РЩ2.

Визначимо робочий максимальний струм

$$I_{p.max} = \kappa_o \cdot \sum_1^{n-1} I_{i.p.max} = 0,9(I_L + I_{M1} + I_{M2}) = 0,9(12,6 + 5,67 + 28,8) = 42,3$$

Максимальний струм ділянки

$$I_{max} = I_{n.max} + \sum_1^{n-1} I_{p.max} = 172,8 + 0,9(12,6 + 5,67) = 189,2 A.$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу АЗ714Б, $U_a = 660V$,

$I_a = 63 A$, уставка напівпровідникового розчіплювача $I_{m.p.(n)} = 63 A$, устав-

ки по струму к. з. кратні $I_{n.тр.} - 5$.

Розрахунковий струм спрацювання теплового розчіплювача:

$$I_{т.р.} = \kappa_n \cdot I_{p.max} = 1,25 \cdot 42,3 = 52,8 A.$$

Розрахунковий струм електромагнітного розчіплювача:

$$I_{ел.р.} > I_{max}, I_{ел.р.} = k \cdot I_{т.р.} = 5 \cdot 63 = 315 A.$$

За формулою:

$$I'_{\partial.p.} = 0,8 \cdot I_{т.р.} = 0,8 \cdot 63 = 50,4 A.$$

За формулою:

$$I''_{\partial.p.} = 0,22 \cdot I_{ел.р.} = 0,22 \cdot 315 = 69,3 A.$$

Вибираємо переріз чотирьохжильного кабелю, який прокладений в землі зі струмом $69,3 \text{ А}$, $I_{о.т.} = 90 \text{ А}$, переріз – 16 мм^2 , марка кабелю ААБл.

Таблиця 12.1 – Відомості про перерізи проводів, жил кабелів та апаратів захисту.

№ п/п	Назва лінії	Символ параметра, одиниці виміру	Назва (символ) лінії					
			РЦ2-Л1	РЦ3-М1	РЦ3-М2	РЦ2-РЦ3	РЦ1-РЦ2	
1	Робочий максимальний струм	$I_{р.макс.}, \text{ А}$	12,6	5,67	28,8	34,5	42,36	
2	Номінальний струм двигуна	$I_{н.}, \text{ А}$	----	6,3	28,8	----	----	
3	Пусковий струм	$I_{п.}, \text{ А}$	----	41	172,8	----	----	
4	Максимальний стум ділянки	$I_{р.макс.}, \text{ А}$	----	----	----	178,5	189,2	
5	Розрахунковий струм захисту	плавкої вставки	$I_{п.в.р.}, \text{ А}$	12,6	16,4		71,4	
		теплового розчіплювача	$I_{т.р.а.}, \text{ А}$			32		63
6	Тип запобіжника	$I_{з.}, \text{ А}$	ПР-2160	ПР2-60	----	ПР2-100		
7	Номінальний струм плавкої вставки запобіжника	$I_{н.п.в.}, \text{ А}$	15	20	----	80		
8	Тип автоматичного вимикача				ВА-88		A37145	
9	Номінальний струм автомата	$I_{н.п.}, \text{ А}$	----	----	160	----	100	
10	Вид захисту	Від К.З.		К.З.	К.З.	К.З.	К.З.	
		Від К.З. і перевантаження		К.З. і перевант-я	----	----	----	----
11	Струм уставки теплового розч.	$I_{т.р.}, \text{ А}$	----		32		63	
12	Струм уставки ел.-магн. розч.	$I_{ел.р.}, \text{ А}$	----		320		120	

№ п/п	Назва лінії	Символ параметра, одиниці виміру	Назва (символ) лінії				
			РЦ2-Л1	РЦ3-М1	РЦ3-М2	РЦ2-РЦ3	РЦ1-РЦ2
14	Поправковий коефіцієнт	K_t	0,85	1	1	1	1
15	Розрахунковий струм вибору перерізу	$I_{р.доп.}, \text{ А}$	22	6,6	28,8	34,5	70
16	Спосіб прокладки проводу, кабелю		відкритий	відкр. по стіні	в трубі	в трубі	в землі
17	Допустимий струм нагрівання, табличний	$I_{доп.}, \text{ А}$	24	21	32	37	0
18	Переріз проводу, жил кабелю	$F_{м.}, \text{ мм}^2$	2,5	2	6	8(10)	16
19	Марка проводу		АПВ	АПВ	АПРТО	АПРТО	----
20	Марка кабелю		----	----	----	----	ААБл

ЛЕКЦІЯ 13. ВТРАТИ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ ЗМІННОГО СТРУМУ. ВЕКТОРНА ДІАГРАМА ЛІНІЇ ТРИФАЗНОГО СТРУМУ З НАВАНТАЖЕННЯМ У КІНЦІ.

1. Схеми і діаграма для однієї фази з навантаженням у кінці.
2. Основні терміни.

3. Основні способи регулювання напруги .

4. Додаткові засоби регулювання напруги.

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.

Розглянемо лінію трифазного змінного струму з навантаженням на кінці. Будемо вважати, що навантаження на всіх трьох фазах лінії однакова.

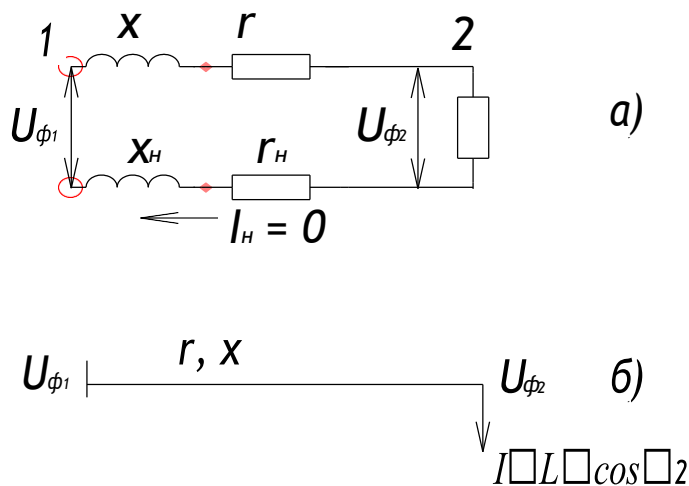


Рисунок 13. 1 - Одна фаза лінії трифазного струму з симетричним навантаженням в кінці:

а) розвернута лінія; б) однолінійна схема.

У цьому випадку трифазну мережу можна зобразити у вигляді однієї лінії і вести розрахунки для фазних напруг і струмів, а потім перейти до їх лінійних значень.

де $\dot{U}_{\phi 1}$, $\dot{U}_{\phi 2}$ - фазні напруги на початку і в кінці лінії;

\dot{i} - струм навантаження;

$\cos\varphi_2$ - коефіцієнт потужності навантаження;

z, x - активні і індуктивні опори лінії.

Побудуємо векторну діаграму для однієї фази лінії.

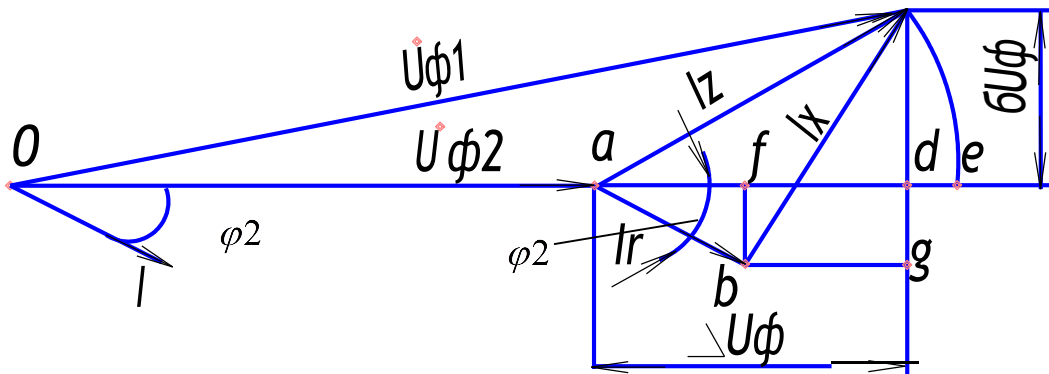


Рисунок 13. 2 - Векторна діаграма для однієї фази трифазної лінії з навантаженням на кінці.

Відкладемо вектор $\dot{U}_{\varphi 2}$ в кінці лінії. Під кутом φ_2 до нього відкладемо вектор \dot{I} . Вектор спаду напруги в активному опорі I_r (ab) відкладаємо в кінці вектора $\dot{U}_{\varphi 2}$ паралельно вектору струму. Вектор спаду напруги в індуктивному опорі I_x (bc) проводимо під прямим кутом до вектора I_r .

Тоді вектор ac – спад напруги у повному опорі лінії Iz .

З'єднавши точку 0 з точкою c отримаємо напругу на початку лінії.

Отже, спадом напруги називається геометрична різниця між напругою на початку і в кінці лінії.

$$\overline{ac} = \overline{0c} - \overline{0a} = \dot{U}_{\varphi 1} - \dot{U}_{\varphi 2} = \dot{I} \cdot z$$

Алгебраїчну різницю напруг на початку і в кінці лінії називають втратою напруги.

$$ae = 0c - 0a = 0e - 0a = \dot{U}_{\varphi 1} - \dot{U}_{\varphi 2}$$

Для споживача має значення абсолютне значення U .

Тому, в електричних мережах змінного струму напругою не вище 35 кВ завжди враховують втрати напруги і використовують її значення у всіх розрахункових формулах.

$$\text{Спад напруги } \dot{I} \cdot z = ac = \sqrt{(ad)^2 + (cd)^2} .$$

Відрізок cd називають поперечною складовою спаду напруги (δU_{φ}), а відрізок ad – поздовжньою складовою спаду напруги (ΔU_{φ}).

З побудови рисунку випливає, що

$$\Delta U_{\phi} = ad = af + fd = af + bg = Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2.$$

$$\delta U_{\phi} = cd = cg - dg = cg - bf = Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2.$$

Втрата напруги:

$$ae = \dot{U}_{\phi_1} - \dot{U}_{\phi_2} = \sqrt{(\dot{U}_{\phi_2} + U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2} - \dot{U}_{\phi_2} = \sqrt{(\dot{U}_{\phi_2} + Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2)^2 + (Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2)^2} - U_{\phi a}.$$

За цією формулою можна точно визначити втрату напруги в лінії.

Але ця формула складна і незручна для розрахунків.

Тому для практичних цілей втрату напруги прирівнюють до поздовжньої складової спаду напруги:

$$ae = \dot{U}_{\phi_1} - \dot{U}_{\phi_2} \approx ad = \Delta U_{\phi}.$$

В звичайних умовах помилка від такого припущення не перевищує 5%.

Лінійна втрата напруги при цьому дорівнює, якщо $\varphi_2 = \varphi_1$:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3}(Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi) = \sqrt{3}(I_a r + I_p x),$$

де I_a - активна складова струму;

I_p - реактивна складова струму.

В свою чергу, поперечна складова лінійного спаду напруги:

$$\delta U = \sqrt{3} \delta U_{\phi} = \sqrt{3}(Ix \cos \varphi - Ir \sin \varphi) = \sqrt{3}(I_a x + I_p r).$$

Якщо навантаження задано у вигляді потужностей, тоді:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_H}; I = \frac{P}{\sqrt{3}U_H}; I = \frac{Q}{\sqrt{3}U_H}.$$

Тому після підстановок:

Лінійна втрата напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_H} r \cos \varphi + \frac{S}{\sqrt{3}U_H} x \sin \varphi \right) = \frac{S}{U_H} (r \cos \varphi + x \sin \varphi);$$

Поздовжня складова спаду напруги :

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_H} r + \frac{Q}{\sqrt{3}U_H} x \right) = \frac{Pr + Qx}{U_H};$$

Поперечна складова спаду напруги :

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_H} x - \frac{Q}{\sqrt{3}U_H} r \right) = \frac{Px - Qr}{U_H}.$$

Якщо лінія має декілька навантажень :

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \sum (iR \cos \varphi + iX \sin \varphi),$$

де I – лінійні струми;

i - струми навантажень;

R, x – опори окремих ділянок лінії;

R, X – опори ділянок від навантаження до початку лінії.

Окремі випадки.

Формула може бути спрощена:

1. Якщо всі навантаження мають однаковий $\cos\varphi$, а лінія виконана проводом одного і того ж перерізу і матеріалу. Тоді $r = r_0 l$ і $x = x_0 l$,

де x_0, r_0 - опори 1 км лінії.

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \sum I \cdot l.$$

2. Мережа виконана, як і в попередньому випадку, але індуктивний опір малий і ним можна знехтувати, допускаючи помилку до 5% у наступних випадках:

а) при розрахунку ПЛ, якщо $\cos\varphi$ навантаження близький до 1, тобто $\cos\varphi \geq 0,95$;

б) в мережах закритих приміщень, виконаних шнуром або проводом в трубах;

в) в лініях до електродвигунів, виконаних проводами на роликах, при перерізах проводів менше 6 мм^2 ;

г) в кабельних мережах напругою до 10 кВ при перерізах жил до 35 мм^2 і $\cos\varphi$ навантаження не нижче 0,95.

Якщо $x \approx 0$, то

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \cos\varphi \sum I \cdot l = \frac{\sqrt{3} \cos\varphi}{\gamma F} \sum I \cdot l.$$

3. Мережа виконана, як і у випадку 1, але всі навантаження чисто активні, тобто

$\cos\varphi = 1$:

$$I r_0 \cos\varphi = I r_0; I x_0 \sin\varphi = 0.$$

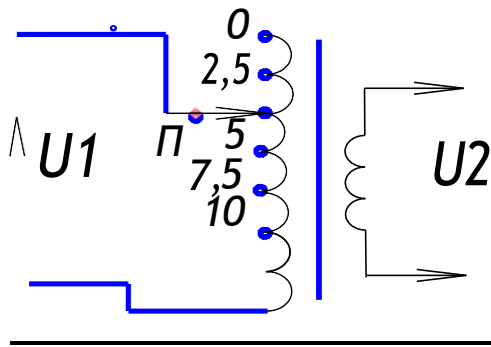
$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum I \cdot l = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I \cdot l.,$$

де γ - питома провідність матеріалу проводу.

Регулювання напруги в електричних мережах здійснюється такими способами:

1. Зустрічне регулювання (зі збільшенням навантаження збільшується напруга, зі зменшенням – зменшується в межах допустимого відхилення напруги). Зустрічне регулювання рекомендується використовувати в тих випадках, коли графіки навантажень в більшості співпадають.

2. Режим стабілізації. Якщо графіки навантажень не співпадають – доцільно застосовувати режим стабілізації (рівень напруги підтримується на рівні $+5\% U_H$ як при максимальному, так і при мінімальному навантаженні).



$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2};$$

$$U_2 = \frac{U_1 \cdot w_2}{w_1};$$

Зустрічне регулювання і режим стабілізації здійснюються за допомогою трансформаторів типу **ТМН з РПН** (силовий трифазний масляний з регулюванням під навантаженням), здійснюється автоматичне регулювання без вимкнення трансформатора під навантаженням.

3. Переключення без збудження (ПБЗ – переключення у відключеному стані від мережі).

Улаштування ПБЗ дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації в межах $\pm 5\%$ з трьома відгалуженнями зі сторони нульової точки або в межах $\pm 2 \times 2,5\%$ з шістьма відгалуженнями в середині обмотки.

ТМ з ПБЗ (силовий трифазний масляний з перемиканням без збудження).

Вибір відповідного коефіцієнта трансформації з ПБЗ дещо поліпшує режим напруги в мережі, але істотно не змінює діапазону коливання напруги, оскільки відгалуження часто міняти не можна.

Додатковими засобами по регулюванню U можуть бути :

- споживчі трансформатори типу ТМН з РПН;
- вольтододаткові трансформатори, які встановлені в мережі;
- поздовжня ємнісна компенсація за умови, що $\cos\phi$ буде низьким;
- поперечна ємнісна компенсація
- регулювання напруги синхронними компенсаторами.

Питання для самоперевірки:

1. Векторна діаграма для однієї фази трифазної лінії з навантаженням на кінці.
2. Спад, втрата напруги
3. Поздовжня складова спаду напруги.
4. Поперечна складова спаду напруги
5. Зустрічне регулювання
6. Режим стабілізації
7. Переключення без збудження (ПБЗ)
8. Методи рішення задач з визначення допустимих втрат напруги.
9. Побудова епюри залежності відхилення напруги від втрат напруги.

ЛЕКЦІЯ 14. ПОЗДОВЖНЯ ЄМНІСНА КОМПЕНСАЦІЯ. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.

- 1. Компенсуючі пристрої**
- 2. Цілі використання компенсуючих пристроїв.**

3. **Схема включення поздовжньої компенсації.**
2. **Побудова діаграми при поздовжній компенсації.**
3. **Основні формули визначення потужності і опорів конденсаторних установок.**
4. **Область застосування**

ЛІТЕРАТУРА:

2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.

На відміну від активної потужності, реактивна потужність може генеруватися не тільки генераторами електростанцій, але й улаштуваннями, які називаються компенсуючими (КУ). Ці улаштування розташовують у безпосередній близькості від споживачів.

До них відносяться: синхронні компенсатори (СК); батареї конденсаторів (БК); статичні джерела реактивної потужності (СТК або ДРП). Досвід експлуатації показує, що при номінальному навантаженні генератори ЕС виробляють близько 60% необхідної реактивної потужності, 20% генерується ЛЕП високої напруги, 20% виробляють компенсуючі улаштування.

Вироблення 1 кВАр реактивної потужності на ЕС коштує у кілька разів дешевше, ніж її вироблення за допомогою КУ.

Але техніко-економічні розрахунки показують, що більшість реактивної потужності повинна вироблятися КУ. Це пояснюється використанням потужних генераторів з відносно високим $\cos\phi$, зростанням протяжності і напруги передачі. Тому знижується економічність вироблення реактивної потужності генераторами ЕС.

Компенсація реактивної потужності застосовується для таких цілей:

- для виконання балансу реактивної потужності;
- для зниження втрат потужності та електроенергії;
- для регулювання напруги.

При використанні КУ необхідно враховувати обмеження їхньої потужності за технічними та режимними вимогами. Потужність КУ має повинна мати: □

- необхідний резерв потужності у вузлах навантаження;
- наявність реактивної потужності на ЕС;
- допустиме відхилення напруги на шинах споживачів;
- пропускну здатність ЛЄП.

Для зменшення перетікань реактивної потужності за ЛЄП та трансформаторами КУ повинні розміщуватися поблизу місць споживання реактивної потужності.

При цьому елементи мережі розвантажуються за реактивною потужністю. Це призводить до зменшення втрат потужності та напруги.

Поздовжня компенсація застосовується для зменшення реактивного опору ЛЄП.

Компенсація забезпечується послідовним включенням у розтин ЛЄП ємнісного опору у вигляді конденсаторів, який за знаком протилежний індуктивності, ($x_L - x_C$).

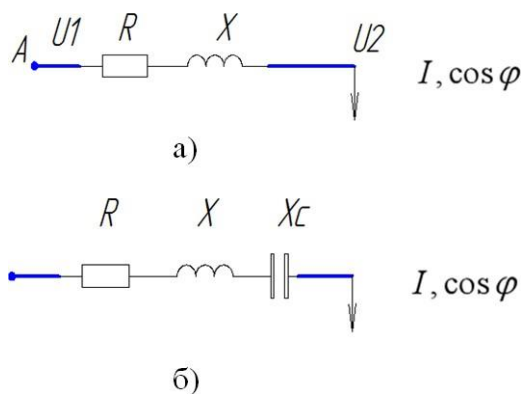


Рисунок 14.1.- Схеми мережі трифазного струму:
а) без компенсації; б) з поздовжньою компенсацією.

Поздовжня складова спаду напругу:

$$\Delta U_{\phi} = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi) ;$$

Поперечна складова спаду напругу:

$$\delta U_{\phi} = I(X \cos \varphi - R \sin \varphi).$$

При заданому векторі фазної напруги у споживача $U_{2\phi}$ напруга на початку лінії визначається вектором $U_{1\phi}$.

Якщо в лінію ввімкнути послідовно конденсатори з реактивним опором x_c , то спад напруги в реактивному опорі складе $I(x - x_c)$.

Складові спаду напруги будуть дорівнювати:

$$\Delta U'_{\phi} = I [R \cos \varphi + (X - X_c) \sin \varphi];$$

$$\delta U'_{\phi} = I [(X - X_c) \cos \varphi - R \sin \varphi].$$

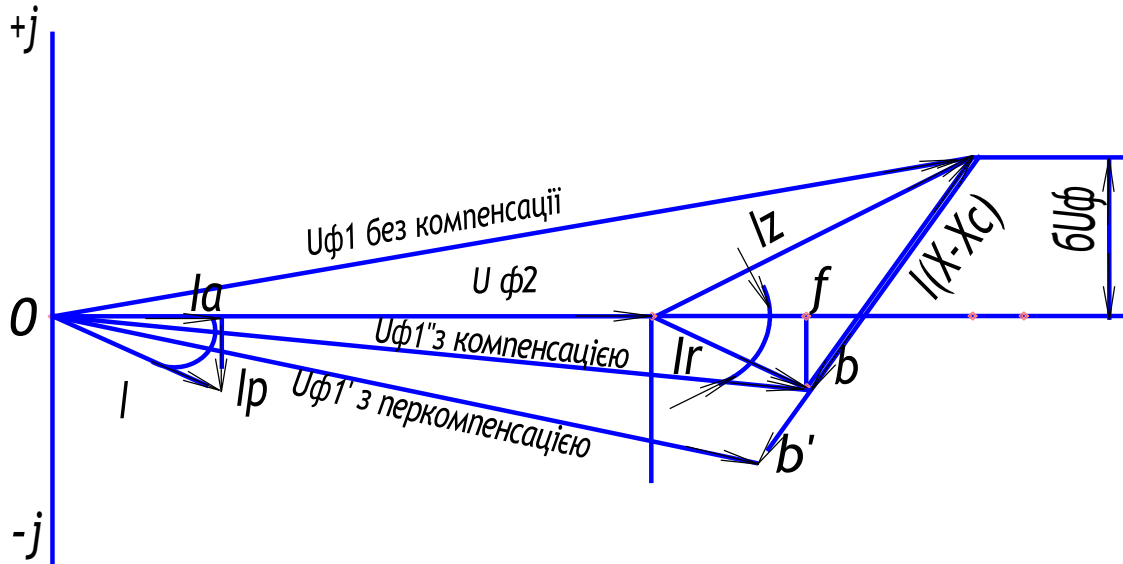


Рисунок 14. 2 - Векторна діаграма ліній з поздовжньою компенсацією.

Напруга на джерелі живлення при цьому буде рівна вектору $U_{1\phi}$, який визначається за умови $x_c < x$. Його величина в порівнянні з початковою зменшилась.

Якщо підібрати $x_c = x$ (забезпечити повну компенсацію), то спад напруги буде визначатись тільки активним опором лінії R і складові цього спаду становлять:

$$\Delta U_{\phi} = IR \cos \varphi ; \quad \delta U_{\phi} = -IR \sin \varphi .$$

Але нажалі існує режим перекомпенсації. В цьому випадку напруга на джерелі живлення повинна дорівнювати вектору U''_{ϕ} (точка b'). Можна визначити таке значення x_c , при якому $U_{1\phi} \approx U_{2\phi}$, тобто втрата напруги має значення, яке близьке до нуля.

Так як втрату напруги U в місцевих мережах ми визначаємо за поздовжньою складовою спаду напруги, то цій умові відповідає вираз :

$$U''_{\phi} = I [R \cos \varphi + (X - X_c) \sin \varphi] = 0 ,$$

тобто $R \cos \varphi = (x_c - x) \sin \varphi \Rightarrow X_c = X + R \operatorname{ctg} \varphi .$

За допомогою цієї формули можна вибрати опір установки поздовжньої компенсації у тих випадках, коли бажають досягти мінімальних втрат.

Переваги пристроїв ПК:

- автоматичне та безінерційне регулювання напруги;
- відсутність рухомих частин робить установки простими та надійними в експлуатації;
- при однаковому регульовальному ефекті потужність БК, обраної тільки для регулювання напруги, менша, ніж при поперечній компенсації.

Недоліки:

- можливі резонансні явища, що викликають гойдання роторів двигунів, миготіння ламп розжарювання;
- збільшення струмів короткого замикання;
- при коротких замиканнях виникає небезпека появи на конденсаторах високої напруги. Тому для шунтування БК при коротких замиканнях застосовують швидкодіючі розрядники.

Потужність конденсаторів визначають за формулою:

$$Q_c = 3I^2 X_c,$$

де I – найбільший робочий струм лінії.

Струм конденсаторів вибирають за каталожними даними (конденсатори для поздовжньої компенсації).

Правильність вибору перевіряють по In .

На практиці потужність поздовжньої компенсації можна розрахувати, базуючись на бажаному рівні U в мережі при перерізах проводів, які визначені за економічною густиною струму j .

Розглянемо випадок, коли попередніми розрахунками мережі встановлено, що втрати напруги попередньо вибраних проводів за економічною густиною струму ΔU перевищують $\Delta U_{дон}$.

Ввімкнемо компенсацію.

Нехтуємо втратою потужності в конденсаторах, так як мала.

$$P = \sqrt{3}U' I \cos\varphi' = \sqrt{3}U'' I \cos\varphi ;$$

$$U' \cos\varphi' = U'' \cos\varphi ;$$

$$\cos\varphi' = \frac{U''}{U'} \cos\varphi .$$

$$tg\varphi' = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi'}}{\cos\varphi'} = \frac{\sqrt{(U')^2 - (U'')^2 \cos^2 \varphi}}{U'' \cos\varphi} .$$

Потужність конденсаторної батареї

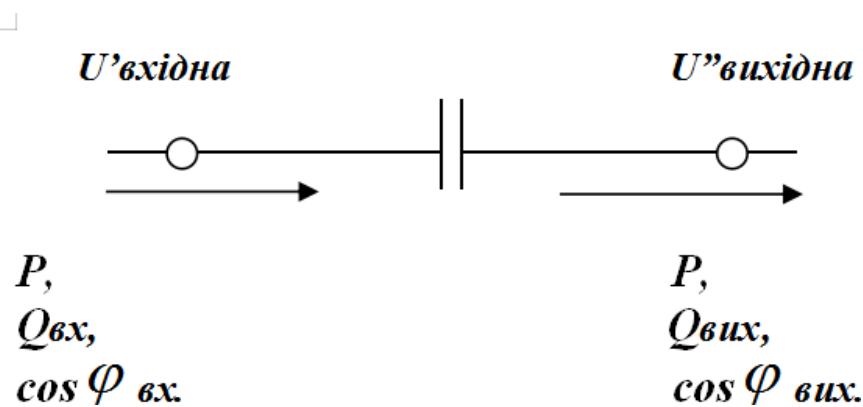


Рисунок 14. 3 - Схема вмикання поздовжньої компенсації.

Потужність конденсаторної батареї

$$Q_c = Q'' - Q' = P(\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi').$$

Кінцева формула визначення потужності конденсаторної батареї:

$$Q_c = \frac{P}{\cos\varphi} \left[\sin\varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - \cos^2\varphi} \right].$$

В мережах з декількома навантаженнями місце установки поздовжньої компенсації вибирають так, щоб скомпенсувати ΔU в найбільш завантаженій ділянці мережі, в той же час забезпечити $\Delta U_{\text{дон}}$ у всіх інших точках і не перевищити верхніх допустимих меж в точках, близьких до конденсаторів і нижніх меж в найбільш віддалених точках.

Поздовжню компенсацію застосовують в розподільних мережах високої U для зниження відхилень U , які викликані змінним навантаженням. Найбільш ефективна компенсація в перевантажених радіальних лініях з великою реактивністю і з навантаженнями, які мають низький $\cos\varphi$. Основна перевага – автоматичне і безінерційне регулювання напруги.

При однаковому регулюючому ефекті, потужність конденсаторів в 4-5 разів менше, ніж потужність звичайної конденсаторної батареї попередньої компенсації, яка вибрана тільки для регулювання напруги.

На рис.4 наведена для прикладу схема установки поздовжньої компенсації, де $Л1-Л2$ – лін; C – конденсатор; $РШ$ – шунтуючий роз'єднувач, який служить для виводу конденсаторів із роботи; P і P – роз'єднувачі для відключення конденсаторів на ремонт; Pp – швидкодіючий розрядник з струмообмежуючим резистором для захисту від перенапруг при надструмах; $ТН$ – тра-

трансформатор напруги, який служить для виміру напруги і для розрядки конденсаторів при знятті напруги.

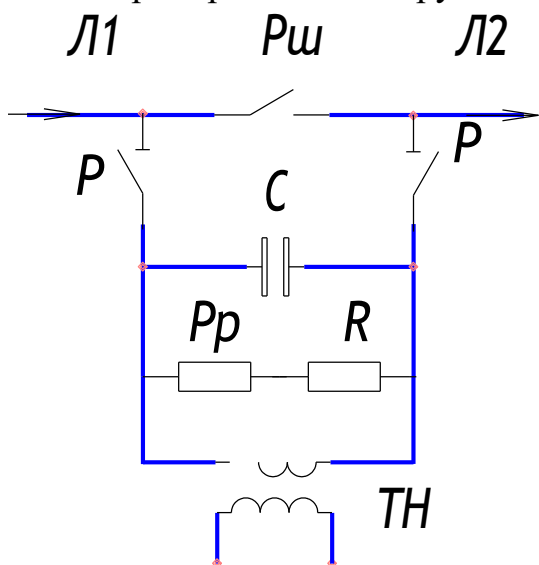


Рисунок 14. 4 - Схема установки поздовжньої компенсації.

Поперечна компенсація

Поперечна компенсація застосовується для зменшення перетікання реактивної потужності в мережі. Батареї конденсаторів у разі підключають на шини 6-10 кВ підстанцій паралельно навантаженню.

Це призводить до зменшення втрат потужності та напруги по всій мережі до точки підключення БК.



Рисунок 14.5 – Схема паралельного приєднання БК в мережу.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q_L - Q_C) \cdot X}{U_n}$$

Зменшення втрати напруги при компенсації реактивної потужності визначаються за формулою:

$$\Delta U_p = \sqrt{3} \cdot I_C \cdot X, \text{ В.}$$

де I_a, I_L, I_C - струми активної, індуктивної і ємнісної складової загального струму, який протікає в лінії, А;

ΔU – втрата напруги, В;

U_H – лінійна напруга мережі, В;

P, Q_L, Q_C - активна, індуктивна і ємнісна потужність, яка протікає в мережі, Вт, Вар;

R, X - активний і індуктивний опір лінії електропередавання, Ом.

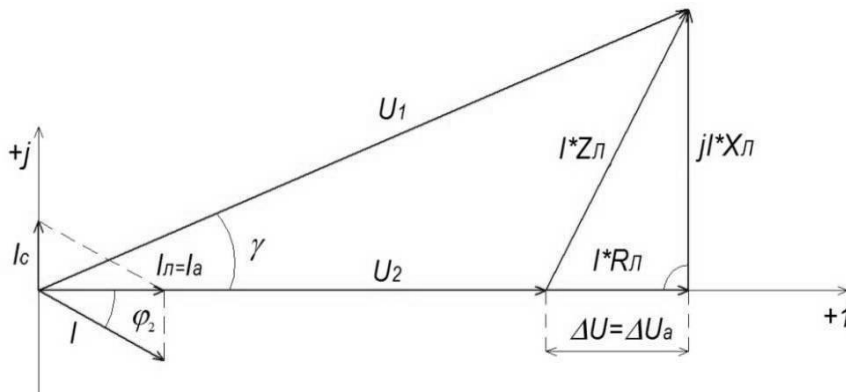


Рисунок 14.6 – Векторна діаграма струмів та напруг при повній компенсації реактивної потужності навантаження.

Паралельне вмикання конденсаторів ефективно використовується в лініях з метою підвищення коефіцієнта потужності в межах до 0,95. Необхідну потужність компенсуючого устаткування (Q_{KB}) для установки в мережі визначають за формулою:

$$Q_{KB} = Q_1 - Q_2 = P(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_K), \text{ Вар};$$

де $Q_1 = P \cdot \operatorname{tg}\varphi_1$ - розрахункова реактивна потужність навантаження до компенсації, Вар;

Питання для самоперевірки:

1. Векторна діаграма ліній з поздовжньою компенсацією.
 2. Формула для вибору опору установки поздовжньої компенсації з метою досягнення мінімальних втрат.
 3. Кінцева формула визначення потужності конденсаторної батареї.
 4. Область застосування поздовжньої компенсації.
- Порівняння поздовжньої і поперечної компенсації.

ЛЕКЦІЯ 15. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.

1. Призначення регулювання напруги

2. Регулятори напруги
3. Регулювання напруги на електростанціях. Зустрічне регулювання.
4. ПБЗ
5. Типи перемикаючих пристроїв за конструктивним виконанням
6. Ступені регулювання трансформаторів
7. Регулювання напруги за допомогою лінійних регуляторів
8. Табличний метод

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Коваленко О. І Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.

Регулювання напруги в сільських електричних мережах покращує режим напруги у споживачів, підвищуючи при цьому якість електричної енергії, що поставляється споживачам. Регулювання напруги також підвищує допустиму втрату напруги в мережі до межі, яка визначається економічною доцільністю, що веде до зниження витрат металу на проводи.

Напругу в сільських електричних мережах, на сьогодні, можна підтримувати за допомогою мережевих регуляторів напруги різних типів, перемиканням відгалужень трансформаторів, включенням в мережу конденсаторів (паралельно або послідовно).

Мережеві регулятори напруги призначені для регулювання напруги в будь-яких точках мережі. Чим ближче регулятор до споживача тим ефективніше регулювання напруги.

В якості регуляторів застосовують трансформатори або автотрансформатори зі зміною коефіцієнту трансформації під навантаженням (рисунок 15.4). Відгалуження обмотки для регулювання виконують з високої сторони (так як у знижувального трансформатора з високої сторони менші струми).

Перемикач відгалужень виконують таким чином, щоб забезпечити перемикання без розриву кола. Керування регуляторами здійснюється автоматично. В якості первинного перетворювача (датчика) напруги застосовується реле напруги. Для відстроювання від короткочасних змін напруги в мережі і для зменшення кількості перемикань протягом доби передбачається витримка часу яку забезпечує реле часу. Перемикання відгалужень здійснюється електродвигуном постійного струму.

Методи регулювання напруги

Регулюванням напруги називають процес зміни рівнів напруги в характерних точках електричної системи за допомогою спеціальних технічних засобів.

Регулювання напруги забезпечує компенсацію втрати в мережах, підтримування напруги у споживача при необхідних техніко-економічних показниках.

Регулювання напруги на електростанціях.

На електростанціях регулювання напруги здійснюється на генераторах і підвищуючих трансформаторах. Зміна напруги генераторів можливо за рахунок регулювання струму збудження. Не змінюючи активну потужність генератора напруга можна змінювати в межах 5%. Підвищення напруги на 5% понад номінальний супроводжується збільшенням втрат в сталі і підвищенням її нагрівання. При зниженні напруги до $0,95U_{ном}$ номінальний струм статора зростає на 5% і відповідно збільшується нагрів обмотки. На кожному ступені трансформації втрачається приблизно 5-10% напруги. Тому регулювального діапазону генераторів недостатньо, щоб підтримувати необхідний рівень напруги в мережі.

Крім того, важко узгодити вимоги до регулювання напруги у близьких і віддалених електроприймачів. Тому генератори електростанцій є допоміжним засобом регулювання напруги.

Як єдиний засіб регулювання генератори застосовуються тільки для найпростішої системи: електростанція – нерозподілене навантаження.

У цьому випадку на шинах електростанцій здійснюється **зустрічне регулювання напруги.**

Зміною струму збудження підвищують напругу в години максимального навантаження і знижують в період мінімального навантаження.

Підвищуючі трансформатори на електростанціях теж є допоміжним засобом регулювання напруги.

Трансформатори потужністю до 250 МВА напругою 110 і 220 кВ мають пристрій регулювання напруги типу ПБЗ (перемикання без збудження, тобто з відключенням від мережі). Пристрій має межу регулювання напруги

2x2,5%. Підвищуючі трансформатори більшої потужності випускаються без пристроїв ПБЗ.

Для регулювання напруги трансформаторами підстанцій передбачена можливість змінювати коефіцієнт трансформації в межах 10 - 20%.

За конструктивним виконанням розрізняють два типи перемикаючих пристроїв:

- з регулюванням без збудження (ПБЗ), тобто для зміни коефіцієнта трансформації трансформатор відключають від мережі;

-з регулюванням напруги під навантаженням (РПН)[4, 5].

В даний час найбільш поширені трансформатори 10/0,4 кВ з ручним перемиканням виводів відгалужень при знятому навантаженні і вимкненій напрузі (з ПБЗ). При цьому на обмотці вищої напруги трансформаторів передбачені відгалуження, що забезпечують наступні ступені регулювання: -5; -2,5; 0; + 2,5 і + 5%.

При холостому ході знижуючих трансформаторів номінальній ступені регулювання (0%) відповідає постійна надбавка напруги на вторинній стороні, яка дорівнює +5%. Сумарно на кожній з п'яти ступенів регулювання будуть відповідно наступні надбавки напруги: **0; +2,5; +5; +7,5; +10%**[2].

В якості підвищувальних трансформаторів, як правило, використовують звичайні знижувальні трансформатори, але включаються навпаки, тобто вторинна обмотка знижувального трансформатора для підвищувального стає первинною, а відгалуження, що переключають знаходяться на вторинній стороні трансформатора. В результаті цього для підвищувального трансформатора номінальна ступінь 0% відповідає надбавці -5%, інші ж ступені напруги набувають протилежних знаків. Вибір відповідних відгалужень на трансформаторах здійснюють як в процесі проектування, так і при експлуатації сільських електричних мереж. Потрібне відгалуження, а значить, і відповідну надбавку вибирають, виходячи з рівня напруги на шинах вищої напруги підстанції в режимі мінімальних і максимальних навантажень[3].

Трансформатори з ПБЗ (переключення без збудження)

Схема обмотки такого трансформатора наведена на рис. 15. 1.Для перемикання регулювальних відгалужень трансформатор відключається від мережі, круговий перемикач переводиться в потрібне положення і трансформатор включається в мережу[2, 7].

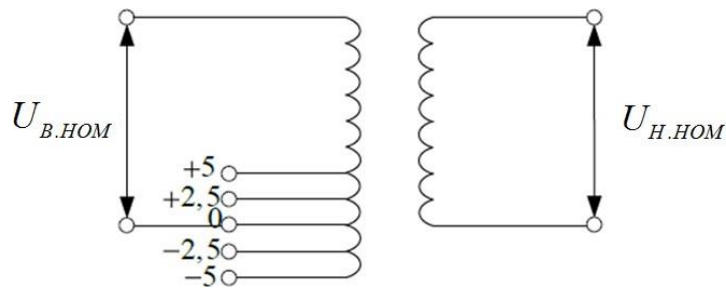


Рисунок 15. 1 - Схема обмоток трансформатора с ПБЗ.

У зв'язку з необхідністю відключення трансформатора, а значить і навантаження, від мережі, перемикання анцапф здійснюються рідко, тільки при сезонних змінах навантаження. Тому при змінах навантаження протягом доби доводиться працювати з незмінним коефіцієнтом трансформації, що може привести до зниження напруги на шинах споживачів в режимах максимальних навантажень і до їх підвищення в мінімальних режимах і відповідно до порушення вимог ДСТУ на якість електроенергії.

Знижуючі трансформатори з ПБЗ можуть бути встановлені тільки на тих підстанціях, навантаження яких в максимальних і мінімальних режимах такі, що вдається підтримувати допустимі державним стандартом рівні напруг за допомогою централізованого регулювання напруги в електричній мережі.

Крім того, трансформатори з ПБЗ використовуються в якості підвищувальних трансформаторів на електростанціях в блоці з синхронними генераторами, де регулювання напруги виконується на шинах генераторів за допомогою систем автоматичного регулювання напруги[2].

Пристрій РПН дорожче пристрою ПБЗ. Вартість пристрою мало залежить від потужності трансформатора. Тому відносно подорожчання трансформатора з РПН буде значно більшим для трансформаторів меншої потужності. У зв'язку з цим трансформатори напругою 6 - 20 кВ здебільшого виконуються з ПБЗ, а трансформатори напругою вище 35 кВ з РПН.

Пристрій РПН, як правило, встановлюють на обмотці вищої напруги з наступних причин:

- на стороні вищої напруги менші струми, тому пристрій має менші габарити;
- обмотка вищої напруги має більшу кількість витків, тому точність регулювання вище;
- за конструктивним виконанням обмотка вищої напруги є зовнішньою (магнітопровід - обмотка нижчої напруги - обмотка вищої напруги). Тому ревізію пристрою РПН виконувати простіше;

– пристрій РПН розташовують в нейтралі вищої обмотки.

Обмотки вищої напруги з'єднуються в зірку, а обмотки нижчої напруги з'єднуються в трикутник.

Трифазне регулювання простіше виконати на обмотках, з'єднаних в зірку. У трансформаторів напругою 110 кВ потужністю 2,5 МВА та напругою 150 кВ потужністю 4 МВА пристрій РПН розташований на обмотці нижчої напруги. Трансформатори мають різну кількість відгалужень і різні ступені регулювання пристрою РПН [2].

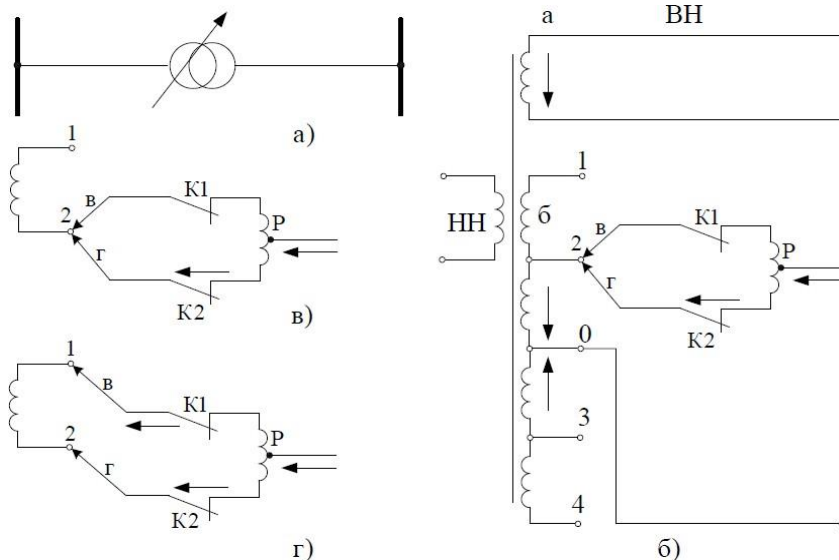


Рисунок 15. 2 - Трансформатор з РПН:

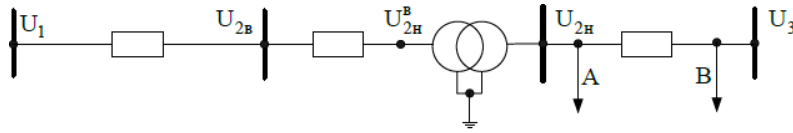
а - умовне позначення; б - схема обмоток трансформатора з РПН;
в, г - перемикання відгалужень.

Пристрої РПН і системи автоматичного регулювання, що керують ними характеризуються: величиною напруги ступеня регулювання; зоною нечутливості; витримкою часу спрацьовування; точністю регулювання[7].

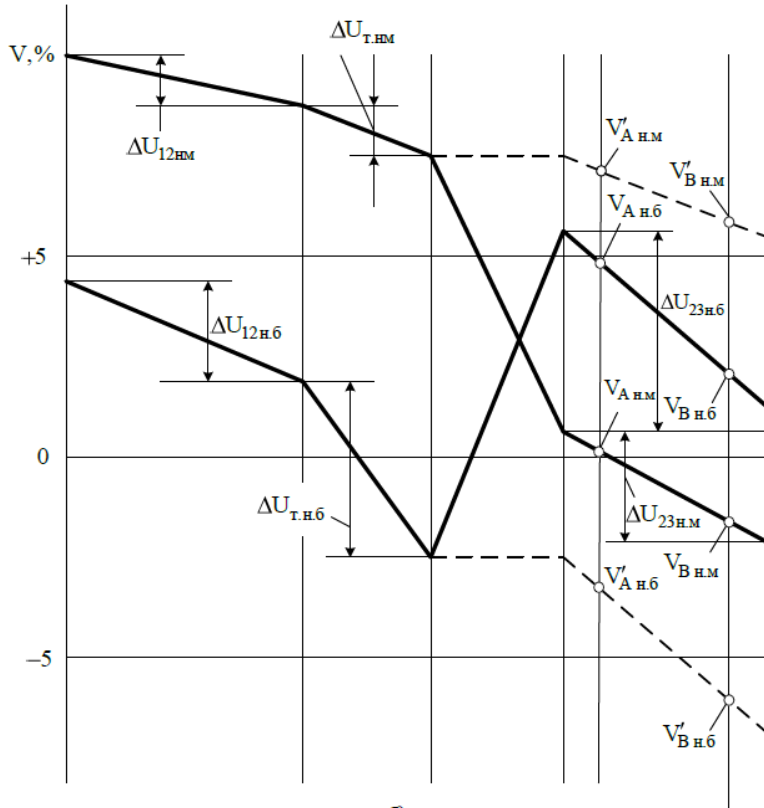
Ступенем регулювання називається напруга між сусідніми відгалуженнями. Його виражають у відсотках до номінальної напруги тієї обмотки, яка має регулювальні відгалуження. **Зоною нечутливості** називається деякий діапазон зміни напруги, при якому не відбувається спрацьовування регулюючої апаратури. Зона нечутливості регулятора повинна бути трохи більше ступеня регулювання: інакше регулятор буде працювати нестабільно. **Витримка часу** регулятора служить для запобігання його роботи при короткочасних змінах напруги. Зона нечутливості і витримка часу регулятора визначають **точність регулювання**[2, 7].

Зустрічне регулювання напруги

Для докладного розгляду зустрічного регулювання напруги використовуємо схему заміщення, показану на рис. 15. 3, а, де трансформатор



а)



б)

Рисунок 15. 3 - Зустрічне регулювання напруги:

а - схема заміщення; б - епюри напруг, де U_1 - напруга на шинах центру живлення; U_{2B} - напруга на шинах первинної напруги (ВН) районної підстанції; U_{2H}^B - напруга на шинах вторинної напруги (НН) районної підстанції; U_3 - напруга у споживачів.

представлений як два елементи - опір трансформатора і ідеальний трансформатор[3, 4, 7]. Напруга на шинах ВН районної підстанції $U_{2B} = U_1 - U_{12}$.

Напруги на шинах ВН і НН відрізняються на величину втрат напруги в трансформаторі ΔU_T , і, крім того в ідеальному трансформаторі напруга знижується відповідно до коефіцієнта трансформації, що необхідно враховувати при виборі регульовального відгалуження.

На рис.15. 3, б представлені графіки зміни напруги для двох режимів: найменших і найбільших навантажень. При цьому по осі ординат відкладені значення відхилень напруги у відсотках від номінального. Відсоткові відхилення мають на увазі для всіх V і U на полі цього рисунку.

З рис.15.3, б (штрихові лінії) видно, що якщо $k_T = 1$, то в режимі найменших навантажень напруги у споживачів будуть вищі, а в режимі найбільших навантажень - нижче допустимого значення (тобто відхилення U більше допустимих).

При цьому приймачі електроенергії, приєднані до мережі НН (наприклад, в точках А і В), будуть працювати в неприпустимих умовах. Змінюючи коефіцієнт трансформації трансформатора районної підстанції k_T , змінюємо U_{2H} , тобто регулюємо напругу (суцільна лінія на рис. 15.3, б) [2].

При цьому приймачі електроенергії, приєднані до мережі НН (наприклад, в точках А і В), будуть працювати в неприпустимих умовах. Змінюючи коефіцієнт трансформації трансформатора районної підстанції k_T , змінюємо U_{2H} , тобто регулюємо напругу (суцільна лінія на рис. 15. 3, б) [2].

Для визначення відхилень і втрат напруги при проектуванні мереж використовують різні методи:

- аналітичні, за формулами (6) і (7);
- за допомогою створення таблиць відхилення напруги [2, 7];
- графоаналітичні за допомогою побудови епюри залежності [4, 5]:

$$\delta U_{0,38} = f(\Delta U_{10}), \text{ (рис. 1.3);}$$

- фізико-математичне моделювання мережі, аналогово- математичне та інші.

При роз'язанні задачі аналітичним або графоаналітичним методами приймаються деякі допущення.

Так, в силових трансформаторах $10/0,4$ кВ втрати напруги **приймають для режиму максимального навантаження 4% втрат напруги, а для режиму мінімального навантаження – 1 %.**

Допустима підсумкова втрата напруги для розподільних мереж 10 і $0,38$ кВ визначається за формулою:

$$\Delta U_{\Delta\Sigma} = \Delta U_{\Delta 10} + \Delta U_{\Delta 0,38}, \text{ \%}; \quad (15. 1)$$

Величину $\Delta U_{\Delta\Sigma}$ приймають незмінною.

При розподілі величин допустимих втрат напруги в лініях 10 і $0,38$ кВ рекомендується [10], щоб у мережі 10 кВ втрата напруги складала $(0,65 - 0,6) \Delta U_{\Delta\Sigma}$. Проаналізуємо деякі рекомендовані в літературі [5, 6, 10] методи рішення задач з визначення допустимих втрат напруги: табличний, графоаналітичний та фізичного моделювання.

Регулювання напруги за допомогою лінійних регуляторів

Лінійні регулятори (ЛР) призначені для створення в мережі додаткової ЕРС. Ця додаткова ЕРС складається з вектором напруги мережі та змінює його. У такий спосіб виконується регулювання напруги мережі. Лінійні регуля-

тори використовуються в мережі, якщо регульовального діапазону пристрою РПН силового трансформатора не вистачає для забезпечення необхідного рівня напруги мережі. Вони також застосовуються при реконструкції мережі, якщо там встановлені трансформатори без РПН. Лінійні регулятори можуть включатися послідовно обмотці силового трансформатора (рис. 15.4 а) і на лініях електропередач, що відходять (рис. 15.4 б).

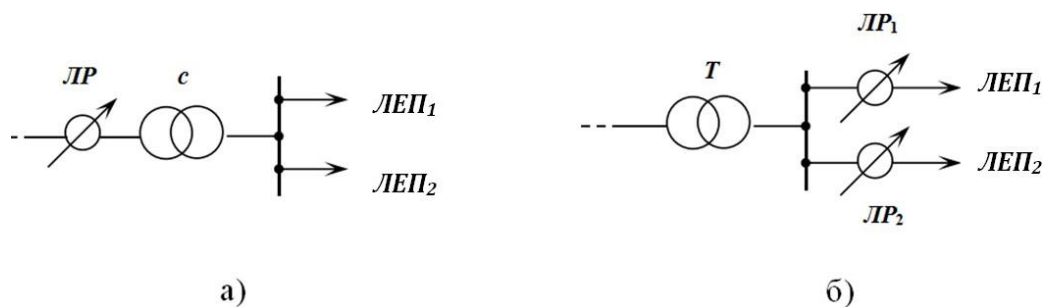


Рисунок 15.4 – Пристрій ЛР в мережі.

Схема лінійного регулятора представлена рис. 15.5. Лінійний регулятор складається з двох трансформаторів: живильного трансформатора 1 і послідовного трансформатора 2. Первинна обмотка 3 живильного трансформатора є живильною. Вона може бути включена і на фазу А – 0 та на лінійну напругу (А – В, А – С). Вторинна обмотка 4 живильного трансформатора має такий самий перемикаючий пристрій 5 як і трансформатор з РПН. Один кінець первинної обмотки 6 послідовного трансформатора приєднаний до середньої точки вторинної обмотки живильного трансформатора. Інший до перемикаючого пристрою.

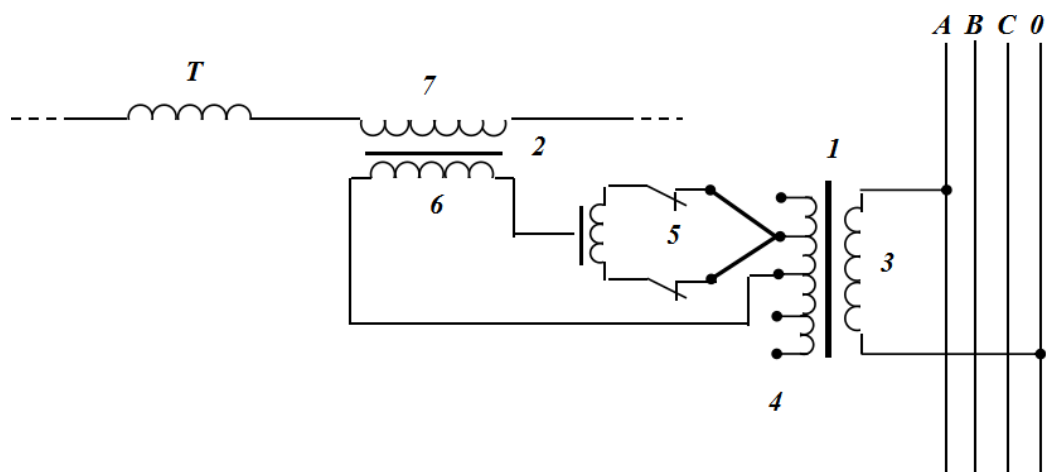


Рисунок 15.5 – Схема лінійного регулятора.

Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора послідовно з'єднана з обмоткою вищої напруги силового трансформатора. Додаткова ЕРС в обмотці 7 складається з ЕРС силового трансформатора та змінює її.

Табличний метод.

Величину допустимої втрати напруги визначають за допомогою створення таблиці відхилень та втрат напруги за наступною послідовністю:

- креслять принципову електричну схему мережі, наприклад наведену на рис. 4;
- використовуючи формули (6), (7) створюють таблицю відхилення та втрат напруги в елементах мережі (табл. 1).

Таблиця 1 - Відхилення напруги в мережі при живленні від шин 10 (6) кВ РТП.

Елемент установки, найменування величин формул (6 і 7)	Позначення величин	Відхилення напруги, допустима величина втрат напруги, %			
		Найближ- ча ТП		Найвідда- леніша ТП	
		Навантаження, %			
		25	100	25	100
Відхилення напруг, на шинах 10 кВ	$\delta U_{цжс}$	5	3	5	3
Втрата напруги в лінії 10кВ	$\Delta U_{0,10}$	0	0	-1,5	-6
Трансформатор 10/0,4 кВ: втрати напруги, надбавка напруги	ΔU_m	-1	-4	-1	-4
	δE_m	0	0	+2,5	+2,5
Відхилення напруги на шинах 0,38 кВ	$\delta U_{0,38}$	+4	-1	+5	-4,5
Допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ	$\Delta U_{0,38}$		-4		-0,5
Відхилення напруги на затискачах електроприймачів	$\delta U_{ет}$	+4	-5	+5	-5

Розрахунок виконують для двох споживчих трансформаторних підстанцій, ближньої до джерела живлення, що встановлена як джерело власних потреб на районній трансформаторній підстанції, і віддаленої, що встановлена в кінці розподільної мережі. Наприклад, для мережі, на шинах 10 кВ РТП рівні напруг при мінімальному і максимальному навантаженні відповідно 10,5 кВ і 10,3 кВ. За рівняннями (6) і (7) складемо таблицю 1. Згідно даних таблиці 1 допустимі сумарні втрати напруги мережі 10 і 0,38 кВ дорівнюють 6,5 % [3, 6].

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{10} + \Delta U_{0,38} = 6 + 0,5 = 6,5 \% .$$

З метою раціонального розподілу сумарних втрат напруги в лініях 10 і 0,38 кВ для віддаленого ТП, розподіляємо їх в співвідношенні 60 та 40 %. Розрахункові допустимі втрати напруги за цих умов: $\Delta U_{0,10} = 0,6 \cdot 6,5 = 3,8 \%$, $\Delta U_{\text{дон},0,38} = 2,7 \%$. Визначивши допустимі величини втрати напруги можна визначити допустиму довжину лінії, наприклад, переріз проводу $const$, $\cos\phi = const$, маємо:

$$l_{\text{д}} = 10 \Delta U_{\text{д}} \% \cdot U_{\text{н}}^2 / \sum_1 S_{\text{ір}} \cdot z_{\phi}, \text{ км} \quad (15.2)$$

де $S_{\text{ір}}$ - розрахункове навантаження, кВА ;

$z_{\phi} = r_0 \cdot \cos\phi + x_0 \cdot \sin\phi$ - повний опір лінії, Ом/км .

Графоаналітичний метод.

При виконанні табличного методу не має наочності і присутня невизначеність відхилень напруги та допустимої втрати напруги в лініях 0,38 кВ проміжних ТП, підключених до лінії 10 кВ. Для визначення допустимої втрати напруги в лініях 0,38 кВ i -го ТП і раціонального розподілення допустимих втрат напруги будується еюра залежності відхилення напруг від втрат напруги в розподільній лінії, $\delta U_{0,38} = f(\Delta U_{10})$.

На рис.15.3 наведена еюра зміни відхилення напруги.

Питання для самоперевірки

1. Назвіть нормативні величини регульованих надбавок напруги споживчих силових трансформаторів 10/0,4кВ та 110(35)/10 кВ.
2. Яким чином здійснюється зустрічне регулювання напруги та стабілізація напруги. За допомогою якого типу трансформаторів?
3. Регулювання напруги на електростанціях.
4. Призначення лінійних регуляторів
5. з чого складається лінійний регулятор
6. Принцип дії ПБЗ

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Курс лекцій (I частина)

ПОПАДЧЕНКО Світлана Анатоліївна

Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.

Ум. друк. арк. _.

Наклад ___пр.

ДБТУ

61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44

