



**І.Л. Лебединський
В.І. Романовський
Т.М. Завгородня**

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ





Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет

І. Л. Лебединський,
В. І. Романовський,
Т. М. Загородня

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ

Конспект лекцій

Суми
Сумський державний університет
2018

Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі:
І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. –
Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

Кафедра електроенергетики

Лекція 1

Тема. Загальна характеристика систем передачі й розподілу електричної енергії

План

1. Основні поняття, терміни та визначення.

1.1. Основні поняття, терміни та визначення

Практично вся електрична енергія виробляється, передається й доставляється споживачам спеціально створеними об'єднаннями, які називають електроенергетичними системами.

Із техніко-економічних міркувань усі електростанції, що розміщені в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги.

Об'єднання відрізняється спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової і електричної енергій. Воно називається енергетичною системою. Іншими словами, енергетична система – це сукупність усіх ланок ланцюга одержання, перетворення, розподілу й використання теплової та електричної енергій.

Енергосистеми, розміщені у різних економічних районах, пов'язані між собою лініями електропередач високої напруги. Це забезпечує взаємний обмін потужностями і дає такі переваги:

- 1) зниження сумарного максимуму;
- 2) зменшення сумарного резерву потужності (10 – 20 % від сумарної потужності);
- 3) підвищення надійності та якості енергопостачання;
- 4) підвищення економічності використання енергоресурсів;
- 5) поліпшення використання потужності ЕС (можна будувати потужні агрегати);
- 6) полегшення роботи систем під час сезонних змін навантаження, під час ремонту та аварій.

Але в об'єднаних системах ускладнюється релейний захист, автоматика та управління режимами.

Схематично енергетична система показана на рисунку 1.1.

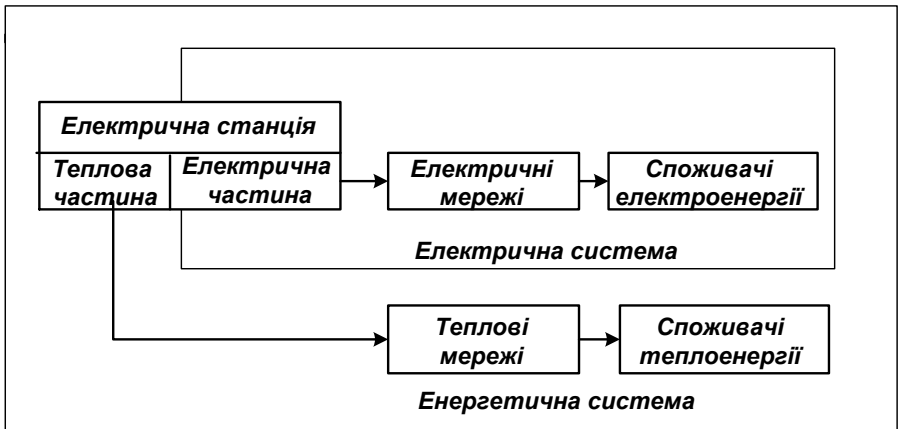


Рисунок 1.1 – Умове позначення енергетичної та електричної систем

Електрична або електроенергетична система є частиною енергетичної системи. З неї видаляють теплові мережі й теплові споживачі.

Електрична система – це складний об’єкт. Складність обумовлена низкою специфічних особливостей:

1) постійний збіг за часом процесу вироблення, передачі й споживання електроенергії;

2) безперервність процесу вироблення, передачі й споживання електроенергії та необхідність у зв’язку з цим безперервного контролю за цим процесом. Процес передачі електроенергії за ланцюгом «генератор – електроприймач» можливий лише за умови надійного електричного та магнітного зв’язку за всією довжиною цього ланцюга;

3) підвищена небезпека електричного струму для довкілля і обслуговуючого персоналу;

4) швидке проходження процесів, пов’язаних із відмовою різних елементів основного технологічного ланцюжка;

5) різноманітність функціональних систем і пристроїв, що здійснюють технологію виробництва електроенергії;

управління, регулювання та контроль. Необхідність їх постійної та чіткої взаємодії;

6) віддаленість енергетичних об'єктів один від одного;

7) залежність режимів роботи електричних систем від різних випадкових факторів (погодні умови, режим роботи енергосистеми, споживачів);

8) значний обсяг робіт із ремонтно-експлуатаційного обслуговування великої кількості різноманітного обладнання.

Виробництво електричної енергії концентрується переважно на великих електростанціях, що працюють спільно (паралельно).

Центри споживання електричної енергії (промислові підприємства, міста, сільські райони тощо) віддалені від її джерел на десятки, сотні й тисячі кілометрів і розподілені на значній території.

Для характеристики системи передачі й розподілу електричної енергії (ЕЕ) і всієї структури «генерація – передача – споживання» введемо деякі поняття, терміни і визначення.

Розвинена електрична мережа як за складом електроустановок, так і за функціональним призначенням, утворює систему передачі й розподілу електроенергії (рис. 1.2.).

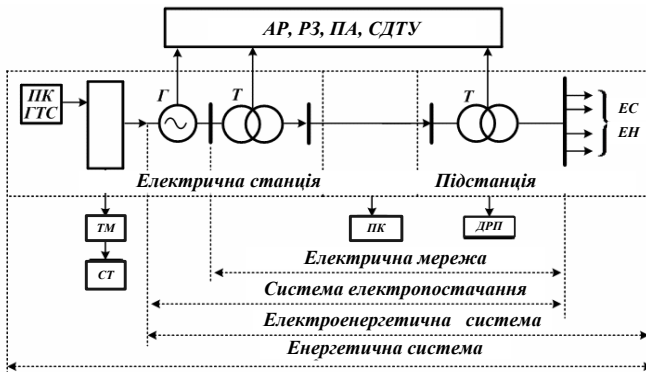


Рисунок 1.2 – Взаємозв'язок об'єктів, що забезпечують виробництво, передачу, розподіл і споживання електричної та теплової енергій

Енергетична система (енергосистема) – об'єднання електростанцій, електричних і теплових мереж (ТМ) і ряду установок і пристроїв, що служать для:

- виробництва;
- передачі;
- розподілу;
- споживання електричної й теплової енергії.

Установки й пристрої:

- джерела енергії – парові котли (ПК) або гідротехнічні споруди (ГТС);
- генератори (Г);
- навантаження – споживачі електричні (СЕ) й теплові (СТ) тощо.

Елементами системи передачі та розподілу ЕЕ є:

- лінії електропередачі різних конструкцій і напруг (ЛЕП);
- пристрої поздовжньої і поперечної компенсації (КП) параметрів ЛЕП (установки поздовжньої компенсації і шунтувальні реактори);
- трансформаторні підстанції (силові трансформатори (Т) та автотрансформатори);
- вимикачі;
- роз'єднувачі;
- контрольно-вимірювальні прилади тощо;
- джерела реактивної потужності (ДРП) (конденсаторні батареї, синхронні й статичні тиристорні компенсатори) ;
- пристрої захисту та автоматики, тобто автоматичні регулятори (АР);
- пристрої релейного захисту (РЗ);
- пристрої протиаварійної автоматики (ПА);
- засоби диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ).

Електроенергетична система – сукупність електричної частини електричних станцій та електричних мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму у безперервному процесі виробництва, перетворення й розподілу електричної енергії за загального управління цим режимом.

Система електропостачання – сукупність усіх електроустановок, призначених для забезпечення споживачів електричною енергією.

Електрична мережа призначена для передачі ЕЕ від електростанції до місць споживання й розподілу її між споживачами, що включає в себе:

- претворювальні підстанції;
- розподільні пристрої;
- пункти перемикання;
- лінії електропередачі, що їх з'єднують.

Електрична станція – енергоустановка, призначена для виробництва електричної енергії, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії й необхідне допоміжне обладнання.

Залежно від джерела енергії основні електричні станції поділяють на:

- теплові (газ, мазут, вугілля);
- атомні (ядерне паливо);
- гідравлічні (вода).

Лінія електропередачі (ЛЕП) – електроустановка, призначена для передачі електричної енергії на відстань із можливим проміжним відбором.

ЛЕП складається з:

- проводів;
- кабелів;
- ізолювальних елементів;
- несучих конструкцій.

Лінії виконують:

- повітряними;
- кабельними;
- у вигляді струмопроводів на промислових підприємствах та електростанціях;
- у вигляді внутрішніх проводок у будівлях і спорудах.

Електроустановки, приймання і розподіл електроенергії в яких виконується на одному рівні напруги, тобто без

трансформації, називаються *розподільними* або пунктами перемикачів.

Підстанція – електроустановка, призначена для:

- приймання;
- перетворення (трансформації);
- розподілу електроенергії, що складається з:
 - трансформаторів (автотрансформаторів) та інших перетворювачів ЕЕ;
 - пристроїв управління;
 - розподільних пристроїв;
 - допоміжних пристроїв.

Залежно від призначення підстанції бувають трансформаторними або перетворювальними – випрямними, двигун-генераторними і т. д.

Так як передача електроенергії економічно вигідна лише за ЛЕП високої напруги, то енергія, яка виробляється на ЕС, перетворюється в енергію високої напруги за допомогою трансформаторів ЕС.

Підстанція може бути підвищувальною, якщо перетворення величини напруги змінного струму здійснюється з нижчої напруги на вищу (підстанції електростанцій), і понижувальною – у разі трансформації вищої напруги на нижчу (підстанції підприємств, міст та ін.).

Електроустановка – сукупність апаратів, машин, устаткування і споруд, призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу чи споживання ЕЕ.

Електроустановки (ЕУ) поділяють за класами напруги:

- до 1 000 В (низьковольтні ЕУ);
- вище 1 000 В (високовольтні ЕУ).

Розподільний пристрій (РП) – електроустановка, що входить до складу будь-якої підстанції і призначена для:

- приймання;
- розподілу електроенергії на одній напрузі.

РП містять:

- комутаційні апарати;
- пристрої управління;

- пристрої захисту;
- пристрої вимірювання;
- допоміжні споруди.

Поряд із підстанціями електрична енергія може розподілятися на розподільчих пунктах – пристроях, призначених для приймання й розподілу ЕЕ на одній напрузі (без трансформації) і не входять до складу підстанції.

Споживач ЕЕ, електроприймач (ЕП) – апарат, агрегат, механізм (електродвигун, перетворювач, світильник і ін.), що споживає або перетворює ЕЕ в інші види енергії.

Із позиції структурної ієрархії системи передачі і розподілу ЕЕ до споживачів може бути віднесена сукупність електричних навантажень (ЕН) (будинки, селище, завод і т. д.), які одержують електроживлення з шин підстанцій тієї чи іншої напруги.

У ряді випадків як споживачі розглядають підстанції, від яких здійснюється електропостачання житлового району, промислового підприємства та інших об'єктів.

Центр, **джерело електроживлення** – джерело ЕЕ, на збірних шинах (затискачах) якого здійснюється автоматичне регулювання режиму напруги. Поряд з електростанціями це шини підстанцій із трансформаторами, оснащеними:

- регуляторами напруги під навантаженням (РПН);
- регульованими джерелами реактивної потужності;
- лінійними регуляторами та ін.

Запитання для самоперевірки

1. Чому необхідно передавати (транспортувати) електроенергію?
2. Які елементи входять до системи передачі й розподілу електроенергії?
3. Що спільного в поняттях «електропередача» і «електрична мережа» і чим вони відрізняються?
4. Чим відрізняються поняття «система електропостачання» та «електроенергетична система»?
5. Яким вимогам повинна задовольняти система передачі й розподілу ЕЕ?

6. Яка роль трансформаторів?
7. Яка класифікація ліній електропередачі змінного струму?
8. Які лінії складають системи передачі й розподілу ЕЕ?
9. Для чого необхідні автоматичні пристрої на всіх об'єктах систем передачі й розподілу ЕЕ?
10. У чому умовність поділу систем передачі і розподілу ЕЕ за номінальною напругою?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі. Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 2

Тема. Загальна характеристика систем передачі й розподілу електричної енергії (продовження)

План

1. Вимоги до електричних мереж.
2. Властивості електроенергії.
3. Номінальні напруги.

2.1. Вимоги до електричних мереж

Є п'ять основних вимог до електричних мереж.

2.1.1. Надійність електропостачання споживачів

Надійним вважається електропостачання, за якого у разі аварійних пошкоджень елементів електричної мережі живлення відновлюється впродовж часу, необхідного для виробництва ручних перемикачів без виконання ремонту пошкодженого елемента. **Безперебійним** вважають електропостачання, якщо за аварійних пошкоджень живлення електроприймача не порушується або відбувається перерва в подачі електроенергії на час роботи автоматичних пристроїв (1 – 3 с).

Згідно з діючими Правилами налаштування електроустановок (ПНЕ) усі електроприймачі за необхідним ступенем надійності поділяють на три категорії.

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити за собою:

- небезпеку для життя людей, значної шкоди народному господарству, пошкодження дорогого основного обладнання;
- масовий брак продукції;
- розлад складного технологічного процесу;
- порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

До споживачів I категорії надійності належать:

- 1) шахти;
- 2) залізниці;
- 3) доменні та електролізні цехи;

- 4) метро;
- 5) стадіони;
- 6) міські споживачі загальним навантаженням понад 10 МВ · А.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення, і перерва їх електропостачання при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Серед споживачів I категорії надійності виділяють особливу групу електроприймачів. До неї відносять електроприймачі, для яких безперебійне електропостачання необхідне для безаварійного зупинення виробництва, пов'язаного з можливістю виникнення пожеж, вибухів, загибелі людей. Для них необхідно передбачити три незалежних джерела живлення. Це – операційні лікарень, хімічне виробництво. Перерва в електропостачанні споживачів I категорії надійності допускається на час автоматичного перемикання на резервне живлення.

Для електроприймачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить:

- 1 – до масового недовідпущення продукції;
- 2 – масових простоїв:
 - а – робочих;
 - б – механізмів;
 - в – промислового транспорту;
- 3 – порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

До споживачів II категорії надійності відносять:

- 1) великі магазини;

- 2) підприємства легкої промисловості;
- 3) будівлі висотою понад 5 поверхів;
- 4) багатоквартирні будинки з електроплитами;
- 5) навчальні заклади;
- 6) групи споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1 000 кВ · А.

Електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємно резервувальних джерел живлення.

Електроприймачі III категорії — всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

До них належать:

- 1) усі невідповідальні споживачі;
- 2) невеликі житлові селища;
- 3) будівлі до п'яти поверхів.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують 1 доби.

2.1.2. Якість електричної енергії

Кожен споживач повинен забезпечуватися якісною електроенергією. Для характеристики якості електроенергії застосовують спеціальні показники якості, що установлені державним стандартом (ГОСТ 13109–97).

До показників якості електроенергії належать:

- відхилення частоти від номінального значення;
- відхилення напруги від номінального значення;
- коефіцієнти несиметрії й несинусоїдальності трифазової системи напруг та ін.

2.1.3. Економічність споруди та експлуатації

Під час проектування електричної мережі необхідно зрівняти кошти, вкладені на спорудження мережі, і витрати, які

будуть йти на її експлуатацію. Для цього використовують спеціальні критерії, наприклад, повні витрати на спорудження й експлуатацію впродовж економічного терміну служби мережі.

2.1.4. Безпека

Для забезпечення безпеки персоналу енергосистем та інших осіб згідно з ПНЕ застосовують:

- заземлення;
- огорожі;
- сигналізацію;
- охорону;
- спеціальний одяг та інші пристосування.

Провід підвішують високо над землею, в деяких випадках замість ВЛ споруджують КЛ.

2.1.5. Можливість подальшого розвитку

Унаслідок зміни навантажень споживачів, а також появи нових споживачів, електрична мережа знаходиться в стані розвитку, модернізації та реконструкції. Добудовуються, замінюються, реконструюються електростанції, лінії, підстанції, встановлюються нові системи управління. Необхідно так проектувати електричну мережу, щоб вона давала можливість подальшого розширення і розвитку.

2.2. Властивості електроенергії

Та величезна роль, яку відіграє електроенергія в нашому житті зумовлюють такі її властивості:

- 1) легкість передачі на великі відстані порівняно з іншими видами енергії;
- 2) можливість перетворень в інші види енергій із високим ККД незалежно від її кількості. Тому немає необхідності в її зберіганні;
- 3) електроенергія проявляється у вигляді потоку, який розділити на частини легше, ніж інші енергетичні потоки (вугілля, нафтопродукти);

4) споживання електроенергії може плавно змінюватися від нуля до максимуму залежно від ходу самого процесу виробництва або навантаження робочого механізму;

5) можливість значної концентрації потужності при виробництві електроенергії;

6) потік електроенергії можна уявити безперервним або періодичним у вигляді синусоїди. Таке уявлення найзручніше для інформаційних потоків. Тому ЛЕП часто використовують і для передачі інформації;

7) електроенергія є найбільш чистим видом енергії і найменше забруднює довкілля;

8) орієнтація на використання трифазового струму надала використання електроенергії однорідність.

2.3. Номінальні напруги

Вироблення, передача і споживання електроенергії виконується за різної напруги:

- генерація за напруги до 30 кВ;
- передача – за напруги 35 кВ і вище;
- споживання – сотні й тисячі вольт.

Номінальною напругою елементів електричної мережі (електроприймачі, генератори, трансформатори) називається та напруга, на якій ці елементи мають найбільш доцільні технічні та економічні характеристики.

Номінальні напруги встановлюються державним стандартом.

Нижче в таблиці 2.1 подано номінальні напруги (до 1 000 В) для джерел і перетворювачів, мережі й електроприймачів.

Таблиця 2.1 – Номінальні напруги (до 1 000 В) змінного трифазового струму

Джерела і перетворювачі	42	230	400	690
Мережі й електроприймачі	40	220	380	660

Далі у таблиці 2.2 подано номінальні напруги (понад 1 000 В) для джерел і перетворювачів, мережі й електроприймачів.

Номінальні напруги джерел (генератори і СК) за умовами компенсації втрат напруги в мережі, що живиться, взяті на 5 % вище від номінальних напруг мережі.

Таблиця 2.2 – Номінальні напруги (понад 1 000 В) змінного трифазового струму

Мережа й приймач	Генератор і СК	Трансформатор й автотрансформатор				Найбільше робоче наванта- ження
		без РПН		із РПН		
		Обмотка		Обмотка		
		первинна	вторинна	первинна	вторинна	
(3)	(3,15)	(3 і 3,15)	(3,15 і 3,3)	—	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11	12,0
20	21	20	22	20; 21	22	24,0
35	—	35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110	—	—	121	110; 115	115; 121	126
(150)	—	—	(165)	(158)	(158)	(172)
220	—	—	242	220; 230	230; 242	252
330	—	330	347	330	330	363
500	—	500	525	500	—	525
750	—	750	787	750	—	787
1150	—	—	—	1150	—	1200

Первинні обмотки трансформаторів є приймачами електроенергії. Тому для підвищувальних трансформаторів їх номінальні напруги дорівнюють номінальній напрузі генераторів; для понижувальних трансформаторів – номінальній напрузі мережі або на 5 % вище. Вторинні обмотки трансформаторів живлять подальшу мережу. Щоб компенсувати втрату напруги в трансформаторах, їх номінальна напруга вища за номінальні напруги мережі на 5–10 %.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою електроприймачів, які від неї живляться. Насправді електроприймачі працюють за напруги, що відрізняється від номінальної напруги через втрати напруги. Згідно Закону про якість електричної енергії, за нормального режиму роботи мережі напруга, що підводиться до електроприймачів не повинна відрізнятися від номінальної більше ніж на $\pm 5\%$. Тобто напруга U_1 не повинна перевищувати номінальну більше ніж на 5% . Напруга U_2 не повинна бути нижчою більше ніж на 5% (див. рис. 2.1). Номінальна напруга мережі дорівнює її середньому значенню:
$$U_{ном} = \frac{U_1 + U_2}{2}.$$

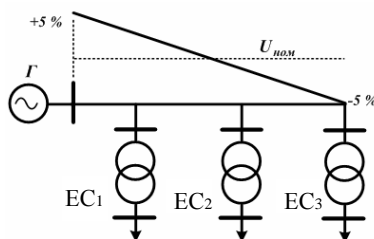


Рисунок 2.1 – Визначення номінальної напруги мережі

Запитання для самоперевірки

1. Які елементи входять у систему передачі й розподілу електроенергії?
2. Яким вимогам повинна задовольняти система передачі і розподілу ЕЕ?
3. Які є основні вимоги до електричних мереж?
4. Які можливі етапи розвитку системи передачі ЕЕ?
5. Якими властивостями характеризується електроенергія?
6. Що таке номінальна напруга?

7. Який номінальний ряд напруг електричних мереж?
8. Чому напруга у вузлах мережі постійно змінюється, а не залишається постійною?
9. Що потрібно зробити для того, щоб компенсувати падіння напруги в мережі живлення?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 3

Тема. Напруги та класифікація електричних мереж

План

1. Область використання номінальних напруг.

2. Класифікація електричних мереж.

3.1. Область використання номінальних напруг

Напруги 3, 20 і 150 кВ вважають неперспективним і не рекомендують для мереж, що заново проектується.

У мережі до 1 000 В найбільшого поширення набула напруга 380 В. Використовують для живлення:

- освітлювального навантаження всередині і поза приміщеннями;
- для живлення дрібномотормого навантаження промислових підприємств.

Напругу 660 В застосовують у заводських мережах для живлення електросилового навантаження.

Напругу 6 і 10 кВ використовують для розподільчих мереж у міській та сільській місцевостях.

Напруги 35 і 110 кВ набули найбільшого поширення. Напругу 35 кВ використовують у розподільних мережах. Напруга 110 кВ виконує дві функції:

1) живить великі центри споживання енергії, тобто виступає у ролі системоутворювального. Особливо це стосується старих енергосистем;

2) живить підстанції невеликої потужності напругою 110/10 кВ у зонах обслуговування споживачів 10 кВ, тобто виступає у ролі розподільного.

Напругу 220 кВ застосовують в енергосистемах із вищою напругою (500 кВ) за значного зростання навантажень як найбільш перспективну щодо напруги 110 кВ.

Напруги 330 кВ і вище відіграють роль системоутворювальних напруг.

3.2. Класифікація електричних мереж

Електричні мережі класифікують за:

- 1) родом струму;
- 2) номінальною напругою;
- 3) конструктивним виконанням;
- 4) розміщенням;
- 5) конфігурацією;
- 6) ступенем резервування;
- 7) виконуваними функціями;
- 8) характером споживачів;
- 9) призначенням у схемі електропостачання;
- 10) режимом роботи нейтралі.

3.2.1. Рід струму

За родом струму розрізняють мережі змінного і постійного струму. Основного поширення набули мережі трифазового змінного струму.

Однофазовими виконують *внутрішньоквартирні* мережі. Їх виконують як відгалуження від трифазової мережі.

Мережі постійного струму використовують у промисловості (електричні печі, електролізні цехи) і для живлення міського електротранспорту.

Постійний струм використовують для передачі енергії на великі відстані. Але на постійному струмі працює лише ЛЕП: на початку й в кінці ЛЕП будують перетворювальні підстанції, на яких відбувається перетворення змінного струму в постійний і назад. Використання постійного струму забезпечує стійку паралельну роботу генераторів ЕС.

Постійний струм використовують для організації зв'язку електроенергетичних систем. При цьому відхилення частоти в кожній системі практично не відбивається на переданій потужності.

Існують *передачі пульсуючого струму*. У них електроенергія передається по загальній лінії одночасно

змінним і постійним струмом. У такій передачі збільшується пропускна здатність щодо ЛЕП змінного струму і полегшується відбір потужності порівняно з ЛЕП постійного струму.

3.2.2. Напруга

Згідно Державного стандарту мережі поділяють на мережі напругою до 1 000 В і мережі напругою вище 1 000 В.

У літературі зустрічається й такий розподіл мереж за напругою:

- 1) низька (220–660 В);
- 2) середня (6–35 кВ);
- 3) висока (110–220 кВ);
- 4) надвисока (330–750 кВ);
- 5) ультрависока (більше 1 000 кВ).

3.2.3. Конструктивне виконання

За конструктивним виконанням розрізняють:

- 1) повітряні мережі;
- 2) кабельні мережі;
- 3) проводки;
- 4) струмопроводи.

Струмопровід – це установка для передачі та розподілу електроенергії, що використовується на промислових підприємствах.

Складається з:

- неізолюваних провідників;
- ізолюваних провідників;
- ізоляторів;
- захисних оболонок;
- опорних конструкцій.

Електропроводки призначені для виконання мереж у будинках.

3.2.4. Розміщення мережі

За розміщенням мережі поділяють на *зовнішні* та *внутрішні*.

Зовнішні виконуються неізолюваними (голими) проводами і кабелями.

Внутрішні виконуються ізолюваними проводами.

3.2.5. Конфігурація мережі

За конфігурацією мережі поділяють на розімкнені (рис. 2.1) і замкнені (рис. 2.2).

Розімкнені мережі живляться від одного джерела живлення і передають електроенергію до споживачів лише в одному напрямку.

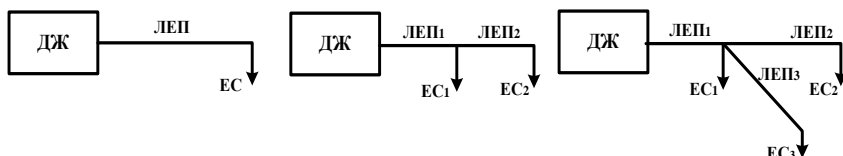


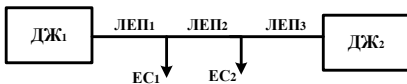
Рисунок 2.1 – Розімкнені мережі:

- а) радіальна; б) магістральна; в) магістральна з розгалуженням

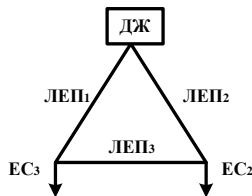
У замкнених мережах електроприймачі одержують щонайменше з двох боків. Розрізняють прості замкнені мережі і складнозамкнені мережі. Прості замкнені мережі мають один замкнений контур, складнозамкнені – декілька. До простих замкнених мереж відносять кільцеву мережу та мережу з двостороннім живленням.

За ступенем резервування мережі поділяють на *нерезервовані* та *резервовані*.

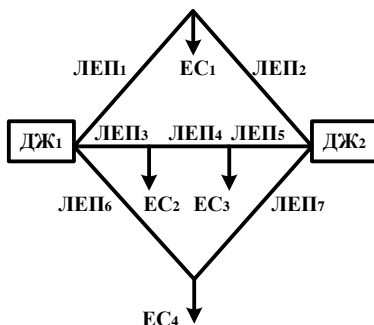
Замкнені мережі завжди резервовані, тому що при відімкненні будь-якої ЛЕП або будь-якого джерела живлення жоден із споживачів не втратить живлення.



а) з двостороннім живленням



б) кільцева



в) складнозамкнена

Рисунок 2.2 – Замкнені мережі

3.2.6. Ступінь резервування

Магістральні мережі, виконані одним ланцюгом, є нерезервованими, так як частина або всі споживачі втрачають живлення залежно від місця пошкодження і місць установки комутаційної апаратури. Магістральні мережі, виконані двома ланцюгами, є резервованими.

3.2.7. Виконувані функції

За виконуваними функціями розрізняють мережі:

- системоутворювальні;
- мережі живлення;
- розподільні.

Системоутворювальні мережі – це мережі напругою 330 кВ і вище. Виконують функцію формування енергосистем, об'єднуючи потужні ЕС і забезпечуючи їх функціонування як єдиного об'єкта управління. Ці мережі характеризуються великим радіусом охоплення, значними навантаженнями. Мережі виконують за складнозамкненими багатоконтурними схемами з декількома ВП.

Мережі живлення призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючої мережі і від шин 110–220 кВ ЕС до районних підстанцій. Мережі живлення зазвичай замкнені. Їх напруга – 110–220 кВ.

Розподільна мережа призначена для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчої напруги районних ПС безпосередньо до споживачів. Такі мережі виконують за розімкненими схемами.

Розрізняють розподільні мережі високої (понад 1 000 В) і низької напруг (до 1 000 В).

3.2.8. Характер споживачів

За характером споживачів мережі поділяють на:

- міські;
- промислові;
- сільські.

Міські мережі характеризуються високою щільністю електричних навантажень (до 12 МВ А/км²) і великою кількістю різномірних споживачів.

До промислових мереж відносять мережі промислових підприємств. Ці мережі поділяють на мережі зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Напруга залежить від близькості до ПМ живлення. Якщо вона розміщена поблизу підприємства, то напруга зовнішнього електропостачання становить 6–10 кВ, а внутрішнього – до 1 000 В. Якщо ПМ розташована далеко, то напруга зовнішнього електропостачання підвищується.

Для *промислових мереж* існує поняття «глибокого введення», коли висока напруга (220–330 кВ) заводиться на

територію заводу, минаючи додаткові трансформації. У цьому разі в схемі внутрішнього електропостачання використовується напруга 6–35 кВ.

Сільські мережі – мережі напругою 0,4–110 кВ. Вони призначені для живлення невеликих населених пунктів, сільськогосподарських підприємств. Відрізняються великою протяжністю і малою щільністю навантаження (до $15 \text{ кВ} \cdot \text{А/км}^2$). Сільські мережі виконуються, в основному, повітряними ЛЕП по розімкненим схемами.

3.2.9. Призначення в схемі електропостачання

За призначенням у схемі електропостачання мережі поділяють на місцеві та районні.

Місцеві мережі охоплюють площі радіусом до 30 км. Вони мають малу щільність навантаження і напругу до 35 кВ включно.

Це мережі:

- сільські;
- комунальні;
- фабрично-заводські;
- «глибокі вводи» напругою 110 кВ.

Районні мережі охоплюють великі райони і мають напругу 110 кВ і вище. За районними мережами здійснюється передача електроенергії від ЕС у місця її споживання.

До районних мереж належать:

- основні мережі системи;
- магістральні ЛЕП внутрішньосистемного зв'язку;
- міжсистемні зв'язки.

3.2.10. Режим роботи нейтралі

За режимом роботи нейтралі мережі поділяють на мережі з:

- ізолюваною нейтраллю;
- компенсованою нейтраллю;
- ефективно-заземленою нейтраллю;
- глухозаземленою нейтраллю.

Режим роботи нейтралі визначається способом з'єднання нейтралі з землею.

У мережах з ізолюованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку з землею.

У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасильну котушку.

У мережах з ефективно-заземленою нейтраллю – частина нейтралей трансформаторів заземлена, частина – розземлена (у нейтраль входять роз'єднувач і розрядник).

У мережах із глухозаземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею.

Вибір режиму роботи нейтралі в мережі до 1 000 В визначається безпекою робіт. У мережі вище 1 000 В – двома причинами:

- 1) вартістю ізоляції обладнання;
- 2) величиною струмів однофазового короткого замикання на землю.

Відповідно з Правилами налаштування електроустановок електроустановки до 1 000 В працюють або з глухозаземленою або з ізолюованою нейтраллю.

У першому випадку маємо чотирипровідну мережу. Замикання будь-якої фази на землю призводить до короткого замикання в мережі (струм ушкодження великий). Запобіжник пошкодженої фази перегорає, а дві здорові фази залишаються в роботі при фазовій напрузі.

У другому випадку маємо трипровідну мережу. У такій мережі замикання фази на землю не призводить до значного зростання струму у місці пошкодження, фаза не відключається. Фазові напруги непошкоджених фаз зростають до лінійних значень, тобто зростають у $\sqrt{3}$ раз.

В обох випадках ізоляція розраховується на лінійну напругу.

Мережі напругою 6–35 кВ вважаються мережами з малими струмами замикання на землю (до 500 А). Працюють такі мережі або з ізолюованою або з компенсованою нейтраллю.

У мережі з ізольованою нейтраллю при торканні фази землю напруга цієї фази стає такою, що дорівнює нулю, а на здорових фазах зростає до лінійного значення. Тому ізоляція повинна бути розрахована на лінійну напругу. Ємнісний струм в ушкодженій фазі дорівнює нулю, а в непошкоджених фазах збільшується в $\sqrt{3}$ раз. Сумарний ємнісний струм такий, що дорівнює $3 I_0$, буде проходити через місце замикання фази на землю і джерело живлення. Якщо величина цього струму в мережі 6–10 кВ перевищує 30 А, а в мережі 35 кВ–10 А, то в нейтраль трансформаторів необхідно ввімкнути дугогасильну котушку. Її індуктивний струм складається з ємнісного струму замикання на землю, який може бути компенсований частково або повністю.

Мережі 6–35 кВ не потребують негайного відключення і можуть працювати кілька годин. Але пошкодження можна виявити лише під час почергового відключення споживачів.

Мережі напругою 110 кВ і вище вважаються мережами з великими струмами замикання на землю (понад 500 А). Вони не можуть працювати з ізольованою нейтраллю, оскільки ізоляція у цьому разі повинна розраховуватися на лінійну напругу. А це дорого. Мережі працюють з заземленою нейтраллю. При цьому струм однофазового короткого замикання (к. з.) може перевищувати струм трифазового к. з. У цьому разі комутаційну апаратуру потрібно вибирати за більшим струмом, тобто однофазовим.

У місці пошкодження у таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься при відключенні пошкодження. Оскільки більшість к. з. є такими, що самоусуваються, то для перевірки лінія вмикається знову під дією АПВ. Якщо к. з. самоусунулася, то ЛЕП залишається в роботі, якщо немає, то ушкодження відключається знову. У перехідному режимі і при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги. Величина перенапруги впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити. Для цього заземлюють нейтралі обладнання. Проте чим більше

заземлених нейтралей, тим менша величина перенапруги, але тим більша величина струму однофазного к. з.

У мережах 110 кВ діють у такий спосіб. Частина нейтралей розземлюють, щоб величина струмів однофазного к. з. не перевищувала величину струмів трифазового к. з. Заземлюють нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на «тупікових» споживчих підстанціях. Напруга на непошкоджених фазах щодо землі в сталому режимі не повинна бути більшою за $0,8 U_{ном}$ (лінійного). Такі мережі називаються *мережами з ефективно-заземленою нейтраллю*.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухе заземлення нейтралі усіх трансформаторів. При цьому напруга на непошкоджених фазах щодо землі в сталому режимі не перевищує фазову. Комутаційна апаратура вибирається за більшим струмом к. з.

Запитання для самоперевірки

1. Яка класифікація електричних мереж за напругою, охопленням території, призначенням?
2. Назвіть режими нейтралей електричної мережі залежно від напруги?
3. Чому використовують глухозаземлену нейтраль у низьковольтних мережах?
4. Які недоліки глухозаземленої нейтралі?
5. Який час роботи непошкоджених фаз під підвищеною напругою для низьковольтної мережі з ізольованою нейтраллю?
6. Наскільки є небезпечним замикання на землю в низьковольтних мережах з ізольованою нейтраллю?
7. Як піде струм після замикання фази на землю у високовольтній мережі з ізольованою нейтраллю?
8. Якою буде напруга фаз після замикання фази на землю у високовольтній мережі з ізольованою нейтраллю?
9. До чого може призвести замикання фази на землю у високовольтній мережі з ізольованою нейтраллю?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 4

Тема. Основні відомості про конструкції опор повітряних ліній електропередач

План

1. Повітряні лінії електропередач.

4.1. Конструкція опор повітряних ліній електропередач (ПЛЕП)

Електричною повітряною лінією електропередачі називається пристрій для передачі електричної енергії по проводах, розміщених на відкритому повітрі й прикріплених за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів інженерних споруд.

Головні елементи повітряної ЛЕП:

- 1) проводи, які служать для передачі електроенергії;
- 2) грозозахисні підвісні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів). Їх монтують у верхній частині опор;
- 3) опори, що підтримують проводи та троси на певній висоті над поверхнею;
- 4) ізолятори, ізолюючі дроти від тіла опори;
- 5) арматура, за допомогою якої дроти закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорі.

За конструктивним виконанням розрізняють **одноланцюгові** та **дволанцюгові ЛЕП**. Під ланцюгом розуміють три дроти (трифазовий ланцюг) однієї ЛЕП.

Конструктивна частина ПЛЕП характеризується:

- типами опор;
- довжинами прольотів;
- габаритними розмірами;
- конструкцією фази;
- типами гірлянд ізоляторів.

За типом опори ПЛЕП поділяють на:

- проміжні,

– анкерні.

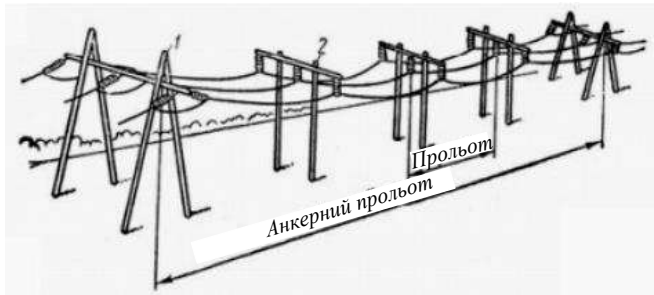


Рисунок 4.1 – Конструкційна схема однопровідної повітряної лінії:

1 – анкерна опора;

2 – проміжна опора

Проміжні та анкерні опори розрізняють способом підвішування проводів.

На проміжній опорі провід підвішується за допомогою підтримувальних гірлянд ізоляторів.

На анкерних опорах проводи закріплені жорстко і натягнуті до заданого натягу за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (див. рис. 4.2).

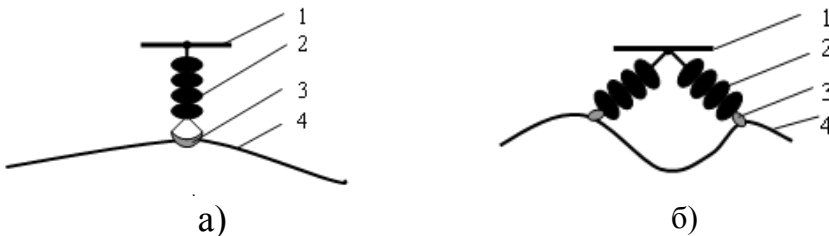


Рисунок 4.2 – Кріплення проводу у фазі на проміжній (а) і анкерній (б) опорах:

1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – затиск; 4 – провід

Проміжні опори найпростіші, служать для підтримування проводів на прямих ділянках лінії. Вони зустрічаються найчастіше; частка їх в середньому становить 80–90 % від

загального числа опор ПЛ. Провід до них кріплять за допомогою підтримуючих (підвісних) гірлянд ізоляторів або штирьових ізоляторів. Проміжні опори в нормальному режимі мають навантаження в основному від власної ваги проводів, тросів та ізоляторів, підвісні гірлянди ізоляторів звисають вертикально.

Анкерні опори, розраховані на поздовжні та поперечні складові тяжіння проводів (натяжні гірлянди ізоляторів розміщені горизонтально), відчують найбільші навантаження, тому вони значно складніші і дорожчі за проміжні; число їх на кожній лінії повинно бути мінімальним.

Анкерні опори встановлюють у місцях жорсткого кріплення проводів. Їх поділяють на:

- кінцеві;
- кутові;
- проміжні;
- спеціальні.

На кінцеві й кутові опори, що встановлюються у кінці або на повороті лінії, діє постійне тяжіння проводів і тросів: одностороннє або за рівнодіючим кутом повороту.

Проміжні анкерні, що встановлюють на протяжних прямих ділянках, також розраховуються на одностороннє тяжіння, яке може виникнути при обриві частини проводів, що розміщені в прольоті, що примикає до опори.

Спеціальні опори бувають таких типів:

- перехідні – для великих прольотів, що проходять через річки, ущелини;
- відгалужувальні – для виконання відгалужень від основної лінії;
- транспозиційні – для зміни порядку розміщення проводів на опорі.

За матеріалом опори розрізняють:

- дерев'яні (до 110 кВ);
- залізобетонні (35–330 кВ);
- металеві (35 кВ і вище).

Дерев'яні опори (рис. 4.3) виготовляють із сосни або модрина і застосовують на лініях напругою до 110 кВ у лісових районах у наш час все менше.

Такі опори прості у виготовленні, дешеві, зручні в транспортуванні. Основний їх недолік – недовговічність через гниття деревини, незважаючи на її оброблення антисептиком. Застосування залізобетонних пасинків (приставок) збільшує термін служби опор до 20–25 років.

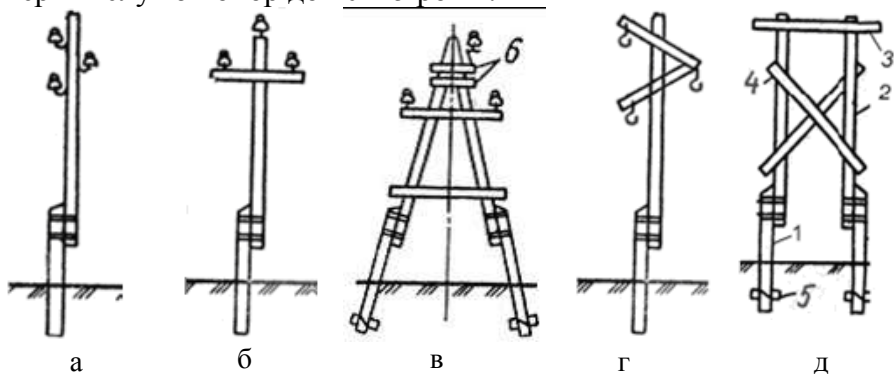


Рисунок 4.3 – Застосування дерев'яних опор і тип опори:

<i>а</i> – проміжна на 0,38 – 10 кВ	<i>б</i> – проміжна на 0,38 – 35 кВ	<i>в</i> – кутова проміжна на 6–35 кВ	<i>г</i> – проміжна на 35 кВ	<i>д</i> – проміжна вільностояча на 35–220 кВ
--	--	---	---------------------------------	---

Основними елементами опор є:

- пасинки (приставки) – 1;
- стійки – 2;
- траверси – 3;
- розкоси – 4;
- ригелі – 5;
- підтраверсні бруси – 6.

Залізобетонні опори (рис. 4.4) найбільш широко застосовуються на лініях напругою до 750 кВ. Вони можуть бути вільностоячими (проміжними) і з відтяжками (анкерні).

Залізобетонні опори довговічніші за дерев'яні, прості в експлуатації, дешевші за металеві.

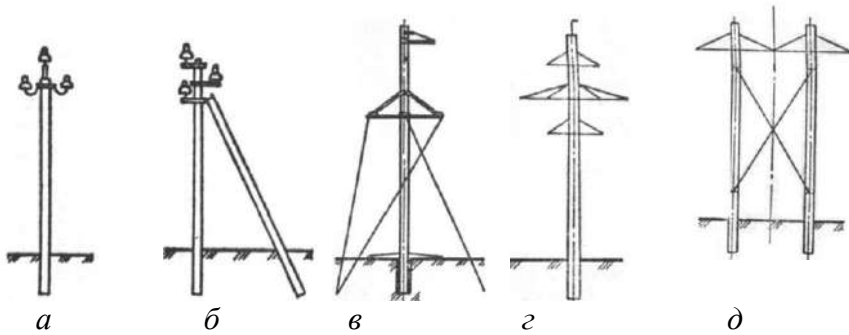


Рисунок 4.4 – Застосування залізобетонних опор і тип опори:

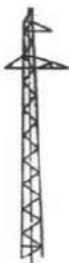
а – проміжна 6–10 кВ	б – кутова проміжна на 6–35 кВ	в – анкерно- кутова одноланцюго- ва на відтяжках на 35–220 кВ	г – проміжна дволанцю- гова на 110–220 кВ	д – проміжна одноланцюгова портальна на 330–500 кВ
----------------------------	--------------------------------------	--	---	---

Металеві (сталеві) опори (рис. 4.5) використовують на лініях напругою 35 кВ і вище.

Вони міцні та надійні, але досить металомісткі, займають велику площу, потребують для установлення споруди спеціальних залізобетонних фундаментів і в процесі експлуатації повинні бути пофарбовані для запобігання від корозії.

До основних елементів належать:

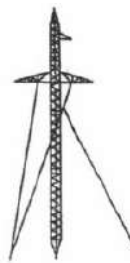
- стійки – 1,
- траверси – 2,
- тросостояки – 3,
- відтягнення – 4,
- фундамент – 5.



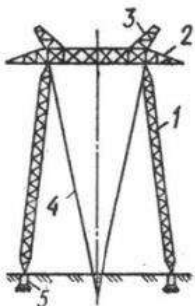
а – проміжна
одноланцюгова
баштового типу
на 35–330 кВ



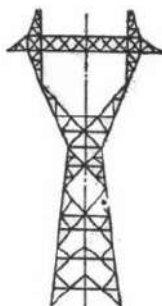
б – проміжна
дволанцюгова
баштового типу на
35–330 кВ



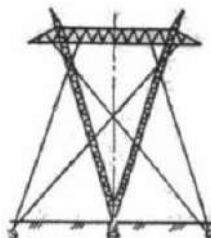
в – проміжна
одноланцюгова на
відтяжках на 110–
330 кВ



г – проміжна
портальна на
відтяжках на 330–
500 кВ



д – проміжна
вільностояча
(типу
«рюмка») на
500–750 кВ

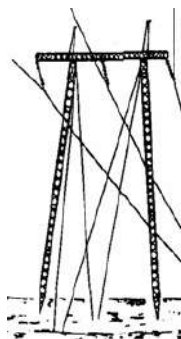


е – проміжна на
відтяжках типу
«набла» на 750 кВ

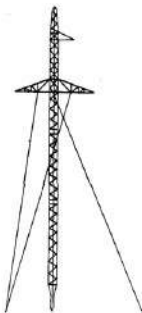
Рисунок 4.5 – Застосування металевих опор і тип опори



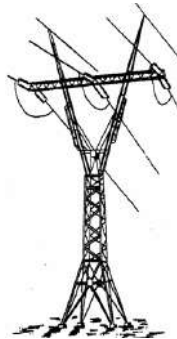
а) проміжна дволанцюгова залізобетонна одностоякова



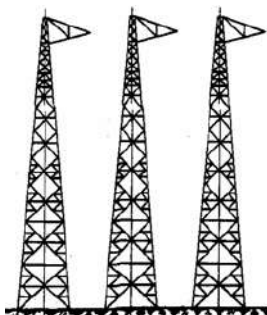
в) проміжна кутова портална з відтяжками



в) проміжна металева одностоякова з відтяжками

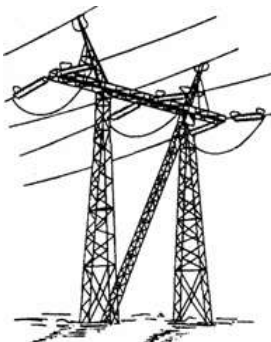


г) анкерна типу «рюмка»

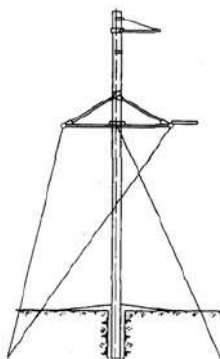


д) тристоякова анкерна

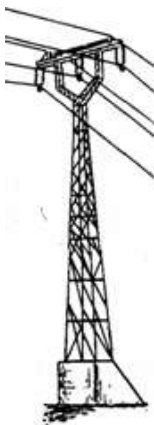
Рисунок 4.6 – Опори повітряних ліній



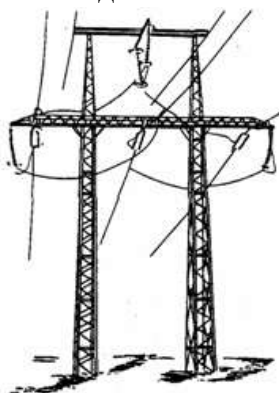
е) анкерна кутова металева



ж) анкерна кутова
одностоякова залізобетонна
з відтяжками



з) перехідна



і) транспозиційна

Рисунок 4.6, аркуш 2

Запитання для самоперевірки

1. Як класифікують лінії електропередачі за конструктивним виконанням?
2. Якими факторами визначається вибір типу ЛЕП?
3. Яким вимогам повинні задовольняти матеріали і конструкції ПЛ?
4. З яких основних конструктивних елементів складається ПЛ?

5. Які основні геометричні характеристики ПЛ і чим вони визначаються?
6. У чому полягає призначення опор?
7. Які є типи опор, що розрізняються за функціональним призначенням?
8. Які переваги і недоліки дерев'яних, залізобетонних та металевих опор?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 5

Тема. Основні відомості про конструкцію арматури повітряних ліній електропередач

План

1. Конструкція арматури повітряних ліній електропередач

5.1. Конструкція арматури повітряних ліній електропередач (ПЛЕП)

Ізолятори повітряних ліній призначені для ізоляції та кріплення дротів. Виготовляються вони з порцеляни або загартованого скла – матеріалів, що мають такі властивості:

- високу механічну міцність;
- електричну міцність;
- стійкі до атмосферних впливів.

Істотною перевагою скляних ізоляторів є те, що при пошкодженні загартоване скло розсипається. Це полегшує знаходження ушкоджених ізоляторів на лінії.

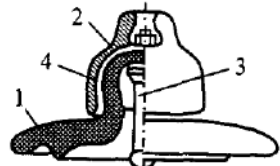
За конструкцією ізолятори поділяють на *штирьові* й *підвісні*.



а) штирьовий
6–10 кВ



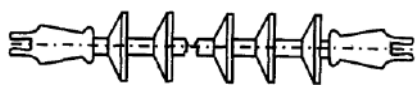
б) штирьовий
35 кВ



в) підвісний вище
35 кВ



г) підвісний стрижневий
полімерний



д) підвісний стрижневий
полімерний

Рисунок 5.1 – Ізолятори повітряних ліній

Штирьові ізолятори застосовують на лініях напругою до 1 кВ, 6–10 кВ і рідко 35 кВ (рис. 5.1 а, б). Вони кріпляться до опор за допомогою гаків або штирів.

Підвісні ізолятори (рис. 5.1 в) використовують на ПЛ напругою 35 кВ і вище. Вони містять:

- фарфорову або скляну ізолюючу частину – 1;
- шапку з ковкого чавуну – 2;
- металевий стрижень – 3;
- цементну зв'язку – 4.

Підвісні ізолятори збирають у гірлянди, які бувають *підтримувальними* (на проміжних опорах) і *натяжними* (на анкерних опорах). Число ізоляторів у гірлянді визначається напругою лінії:

- 35 кВ – 3–4 ізолятори,
- 110 кВ – 6–8.

Останнім часом почали застосовувати полімерні ізолятори (рис. 5.1 г, д). Вони являють собою стрижневий елемент зі склопластику, на якому розміщене захисне покриття з ребрами зі фторопласту або кремнійорганічної гуми. Лінійна арматура застосовується для кріплення проводів до ізоляторів, а ізоляторів до опор та поділяється на такі основні види:

- затискачі;
- зчіпну арматуру;
- з'єднувачі та ін.

Затискачі служать для закріплення проводів і тросів й прикріплення їх до гірлянд ізоляторів. Вони поділяються на підтримувальні, що підвішуються на проміжних опорах, і натяжні, що застосовуються на опорах анкерного типу (рис. 5.2 а, б, в).

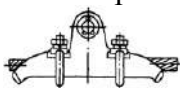
Зчіпна арматура призначена для підвіски гірлянд на опорах і з'єднання багатоланцюгових гірлянд одна з одною і містить:

- скоби;
- сережки;
- вушки;
- коромисла.

Скоба служить для приєднання гірлянди до траверсу опори.

Підтримувальну гірлянду (рис. 5.2 д) закріплюють на траверсі проміжної опори за допомогою серезки 1, яка іншою стороною вставляється в шапку верхнього підвісного ізолятора 2. Вушко 3 використовують для прикріплення до нижнього ізолятора гірлянди підтримувального затискача 4. На відповідальних опорах (наприклад, перехідних, з розщепленими проводами) застосовують здвоєні гірлянди ізоляторів, для з'єднання яких служать коромисла. У лініях напругою 330 кВ і вище з розщепленими фазами в прольотах встановлюють дистанційні розпірки (рис. 5.2 в), що запобігають «схльостуванню», зіткненню і закручуванню окремих проводів фази. З'єднувачі застосовують для з'єднання окремих ділянок дротів. Вони бувають овальні і пресовані.

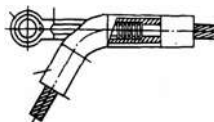
В овальних з'єднувачах дроти або обтискаються або скручуються (рис. 5.2 е). Пресовані з'єднувачі (рис. 5.2 ж) застосовують для з'єднання проводів великого поперечного перерізу. У сталевалюмінієвих проводах сталева і алюмінієва частини опресовуються окремо.



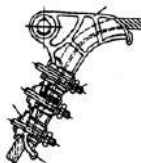
а) підтримувальний затискач



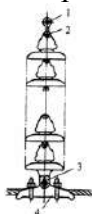
б) дистанційна розпірка



в) пресувальний натяжний затискач



г) болтовий натяжний затискач



д) підтримувальна гірлянда ізоляторів



е) овальний з'єднувач



ж) пресувальний з'єднувач

Рисунок 5.2 – Лінійна арматура повітряних ліній

На ПЛ застосовують переважно неізолювані (голі) проводи (рис. 5.3).

За конструкцією проводи розрізняють:

1) однодротові, що складаються з одного дроту суцільного перерізу;

2) багатодротяні з одного металу, що складаються залежно від перерізу дроту з непарної кількості дротів (від 7 до 61);

3) багатодротяні з двох металів. Кількість проводів сталевго сердечника – непарне (1, 7 або 19). Кількість дротів струмопровідної частини – парне.

4) порожнисті.

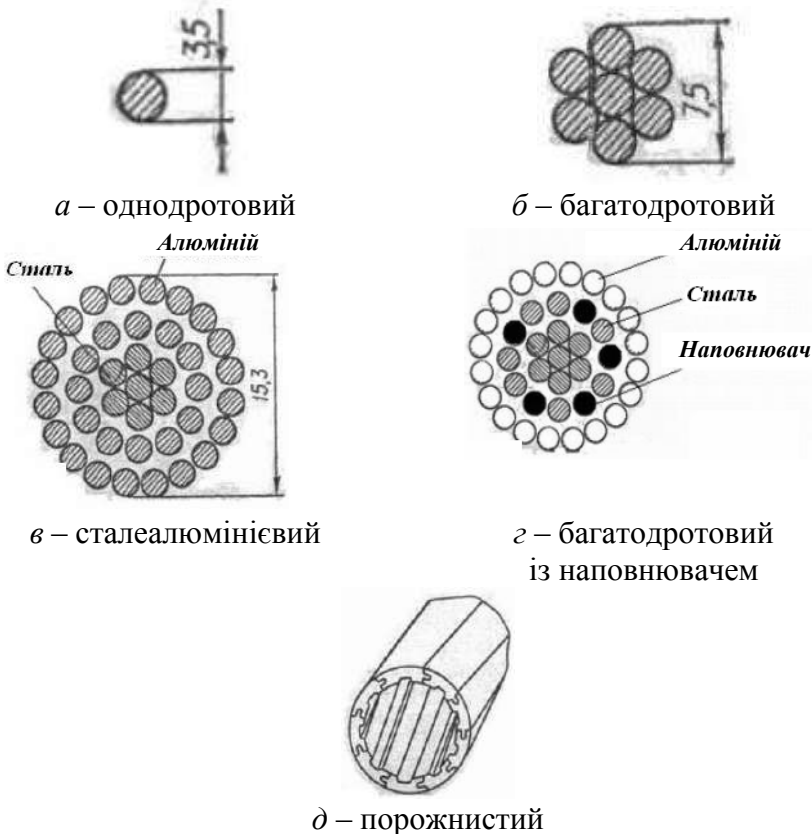


Рисунок 5.3 – Конструкції неізолюваних проводів ПЛ

Однодротові, переважно сталеві дроти, використовують обмежено в низьковольтних мережах.

Для додавання гнучкості й більшої механічної міцності проводи виготовляють багатодрововими з одного металу (алюмінію або сталі) і з двох металів (комбіновані) – алюмінію і сталі. Сталь у проводі збільшує механічну міцність.

Перебуваючи на відкритому повітрі, дроти і троси піддаються атмосферним впливам. Тому матеріал проводів, крім гарної провідності, повинен бути стійким до корозії, мати механічну міцність.

Для проводів застосовують такі матеріали:

- 1) мідь;
- 2) алюміній;
- 3) сталь;
- 4) сплави алюмінію і міді з іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

Мідь має питому провідність $\approx 53 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км/мм}^2$, відрізняється механічною міцністю. Плівка окису захищає її від корозії та хімічних впливів. Володіє стійкістю контакту.

Алюміній має питому провідність $\approx 31,7 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км/мм}^2$. Механічна міцність гірша, ніж у міді. Отже, частіше потрібно ставити опори. Плівка окису захищає її від корозії. Погано протистоїть хімічним впливам. Не володіє стійкістю контакту.

Сталеві дроти мають погану провідність. Відрізняються великою механічною міцністю. Не володіють стійкістю до корозії. Активний опір залежить від струму, що проходить.

Використовують дроти і з двох металів – *сталі та алюмінію*. Сталь знаходиться всередині дроту та служить для збільшення механічної міцності. Алюміній знаходиться ззовні і є струмопровідною частиною.

У маркуванні проводів спочатку зазначають матеріал, а потім поперечний переріз в мм^2 .

Мідні дроти маркують літерою **М**;

алюмінієві дроти – літерою **А**;
сталеві дроти – літерами **ПС** і **ПСО**;
сталеалюмінієві – літерами **АС**.

У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку зазначають поперечний переріз алюмінію, а потім сталі. Наприклад, АС-120/19.

Провід марки АС випускають із різним відношенням перерізів алюмінію і сталі за одного і того самого перерізу алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють дроти:

- полегшеної конструкції;
- середньої міцності;
- посиленої міцності;
- особливо посиленої міцності.

Для захисту проводів марки АС від корозії і хімічних впливів використовують спеціальні захисні засоби. Тип захисту відбивають у маркуванні проводів:

- марки АСКС, АСКП – провід сталеалюмінієвий корозійностійкий із заповненням сталевго осердя (С) або всього проводу (П) мастилом;
- марка АСК – як і АСКС, сталеве осердя ізолюване поліетиленовою плівкою.

Зараз частіше почали застосовувати ПЛ із самонесучими ізолюваними проводами напругою до 10 кВ. У лінії напругою 380 В дроти складаються з несучого неізолюваного проводу, що є нульовим, трьох ізолюваних фазових проводів, одного ізолюваного проводу зовнішнього освітлення. Фазові ізолювані проводи намотано навколо несучого нульового проводу. Несучий провід є сталеалюмінієвим, а фазові – алюмінієвими. Останні покриті світлостійким термостабілізованим (зшиті) поліетиленом (провід типу АПВ).

До переваг ПЛ із ізолюваними проводами перед лініями з голими проводами можна віднести відсутність ізоляторів на опорах, максимальне використання висоти опори для підвіски проводів; немає необхідності в обрізанні дерев у зоні проходження лінії.

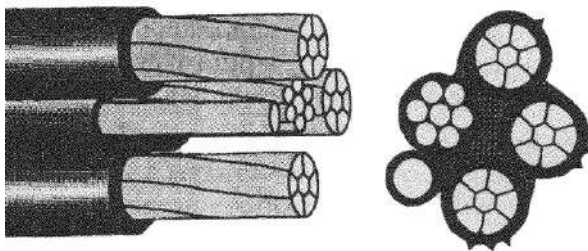


Рисунок 5.4 – Конструктивне виконання самонесучого ізолюваного проводу

Провід ПЛЕП розміщують на опорі різними способами:

- на одноланцюгових опорах – трикутником або горизонтально (рис. 5.5 а, б, в);
- на дволанцюгових опорах – зворотною ялинкою або шестикутником у вигляді «бочки» (рис. 5.5 г, д).

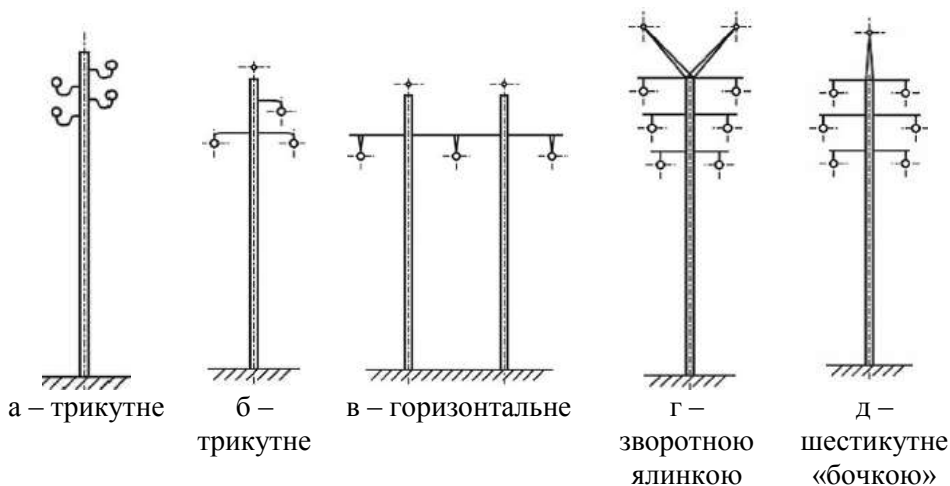


Рисунок 5.5 – Розміщення проводів і тросів на опорах

Горизонтальне розміщення проводу – найкраще за умовами експлуатації, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори і виключає «схльостування» проводів при скиданні ожеледі або розгойдуванні проводів. Розгойдування проводів – це коливання проводів з малою частотою і великою амплітудою.

Оскільки за першої нагоди відбувається несиметричне розміщення проводів один щодо одного, то для вирівнювання реактивного опору та ємнісної провідності за фазами застосовують транспозицію, тобто змінюють розміщення проводів на опорах (рис. 5.6).

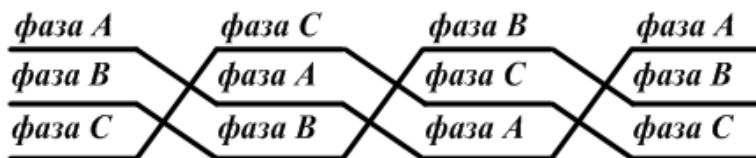


Рисунок 5.6 – Транспозиція проводів ПЛ

Запитання для самоперевірки

1. Які матеріали застосовують для виготовлення проводів і грозозахисних тросів?
2. Які переваги і недоліки алюмінієвих, мідних і сталевалюмінієвих проводів?
3. Які типи ізоляторів використовують на повітряних лініях?
4. Яка основна арматура ПЛ? Яке її призначення?
5. Яка конструкція лінії з ізольованими проводами?
6. Які переваги ліній з ізольованими проводами?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 6

Тема. Кабельні лінії електропередачі

План

1. Кабельні лінії електропередачі.

6.1. Кабельні лінії електропередачі (КЛЕП)

Кабельна лінія електропередачі – це лінія для передачі електроенергії, що складається з одного або декількох кабелів.

Кабель – це ізольована за всією довжиною металева жила (або декілька жил), зверху якої накладено захисні покрити.

Переваги КЛЕП щодо ПЛЕП:

- не піддаються атмосферним впливам;
- скритність траси і недоступність для сторонніх осіб.

Недоліки:

- дорожче ПЛЕП того класу напруги;
- більш трудомісткі в спорудженні;
- вимагають більшого терміну для ремонту і більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передача однієї і тієї самої потужності вимагає дротів більшого перерізу.

Кабельні ЛЕП широко використовують у міських мережах, на територіях підприємств, при перетині великих водойм, у забрудненій атмосфері.

Основними елементами КЛЕП є:

- 1) кабель для передачі електроенергії;
- 2) сполучні муфти;
- 3) кінцеві муфти (закладення);
- 4) стопорні муфти. Застосовують на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- 5) підживлювальні апарати і система сигналізації тиску масла для ліній виконаних маслонаповненими кабелями;
- 6) кабельні споруди, які застосовують на окремих ділянках траси:
 - кабельні колектори;
 - тунелі;
 - канали;

- шахти;
- колодязі.

До основних частин кабелю будь-якої напруги відносять:

- 1) струмопровідні жили;
- 2) ізоляція або ізоляційні оболонки, що відокремлюють струмопровідні жили один від одного і від землі;
- 3) захисна оболонка, що оберігає ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних пошкоджень.

Струмопровідна жила виготовляється з міді або алюмінію з одного (до 16 мм²) або декількох дротів.

За кількістю жил розрізняють кабелі:

- 1) *одножильні*. Застосовують при постійному та змінному струмі за напруги 110 кВ і вище;
- 2) *двожильні*. Застосовують при постійному струмі;
- 3) *трижильні*. Застосовують при змінному струмі за напруги до 35 кВ;
- 4) *чотирижильні* (три жили і нульовий провід). Застосовують при змінному струмі за напруги до 1 000 В.

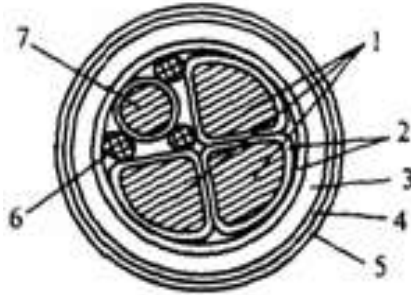


Рисунок 6.1 – Чотирижильний кабель напругою 380 В:

- 1 – струмопровідні фазові жили;
- 2 – паперова фазова і поясна ізоляції;
- 3 – захисна оболонка (алюмінієва або свинцева);
- 4 – сталева броня;
- 5 – захисний покрив;
- 6 – паперове заповнення;
- 7 – нульова жила

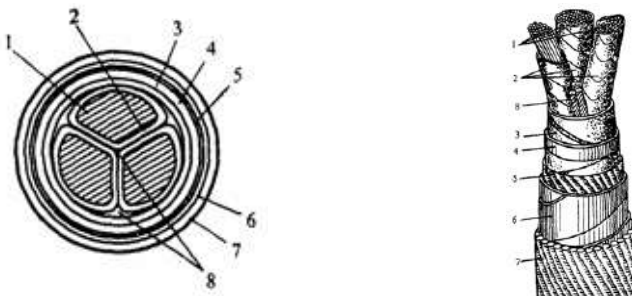


Рисунок 6.2 – Трижильний кабель із паперовою ізоляцією
напругою 10 кВ:

- 1 – струмопровідні жили (мідна або алюмінієва);
- 2 – фазова ізоляція;
- 3 – загальна поясна ізоляція;
- 4 – захисна оболонка;
- 5 – подушка під бронею;
- 6 – сталева броня;
- 7 – захисний покрив;
- 8 – заповнення

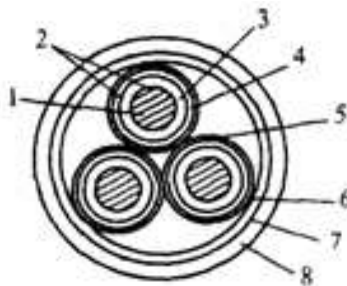


Рисунок 6.3 – Трижильний кабель напругою 35 кВ:

- 1 – напруга струмопровідної жили;
- 2 – напівпровідникові екрани;
- 3 – фазова ізоляція;
- 4 – свинцева оболонка;
- 5 – подушка;
- 6 – заповнювач з кабельної пряжі;
- 7 – сталева броня;
- 8 – захисний покрив

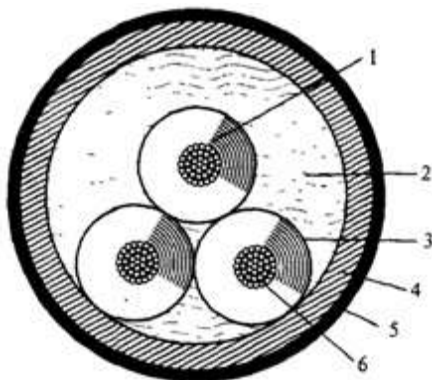


Рисунок 6.4 – Маслонаповнений кабель високого тиску
напругою 220 кВ:

- 1 – паперова ізоляція з в'язким просочуванням;
- 2 – масло;
- 3 – екран у вигляді мідної перфорованої стрічки і
бронзових дротів;
- 4 – сталева труба;
- 5 – захисний покрив;
- 6 – струмопровідна жила



Рисунок 6.5 – Продукція заводу «Південкабель»:

1 – багатодротова, ущільнена струмопровідна жила: алюмінієва або мідна;

2 – внутрішній екструдований напівпровідний шар;

3 – ізоляція із зшитого поліетилену;

4 – зовнішній екструдований напівпровідний шар;

5 – екструдоване напівпровідне заповнення (для трижильних кабелів);

6 – шар обмотки водонабухаючої стрічки;

7 – мідний екран;

8 – шар обмотки нетканим полотном (водонабухаючою стрічкою для кабелів з маркуванням «г», «га»);

9 – алюмінієва стрічка з лаковим покриттям (кабелі з маркуванням «га»);

10 – зовнішня оболонка з полівінілхлоридного пластику, ПВХ пластику зниженої горючості (кабелі з індексом «нг») або ПВХ пластику зниженої пожежонебезпеки (кабелі з індексом «нгд»)



Рисунок 6.6:

- 1 – алюмінієва струмопровідна жила;
- 2 – ізоляція жил із просоченого паперу;
- 3 – поясна ізоляція;
- 4 – алюмінієва оболонка;
- 5 – подушка під броню;
- 6 – броня з двох сталевих стрічок;
- 7 – зовнішній покрив

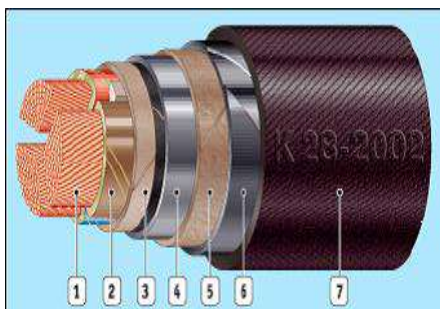


Рисунок 6.7:

- 1 – мідна струмопровідна жила;
- 2 – ізоляція жил з просоченого паперу;
- 3 – поясна ізоляція;
- 4 – свинцева оболонка;
- 5 – подушка під броню;
- 6 – броня з двох сталевих стрічок;
- 7 – зовнішній покрив

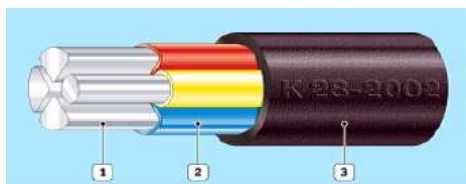


Рисунок 6.8:

- 1 – алюмінієва суцільнонатягнена жила;
- 2 – ізоляція з ПВХ пластикату;
- 3 – зовнішня оболонка з ПВХ пластикату

Фазова ізоляція призначена для ізоляції жил одна від одної. Виконують із спеціального технічного паперу з в'язким просоченням, що збільшує електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами і між будь-якою фазою і землею. Це важливо, тому що в мережі з ізолюваною нейтраллю при замиканні однієї з фаз на землю дві інші фази щодо землі опиняються під лінійною напругою.

Поділ ізоляції на фазову і поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю.

Вільний простір кабелю заповнюється паперовими джгутами. Вони ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають округлу форму кабелю.

Оболонка служить для герметизації ізоляції та захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла і світла. Виготовляють із алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

Броня служить для захисту оболонки від механічних пошкоджень під час розкопувань, сповзання ґрунту. Виготовляють із сталевих стрічок або дротів.

Зовнішній покрив захищає броню від корозії. Являє собою джгутовое покриття, просочене бітумною масою.

При підвищенні напруги шар ізоляції потрібно збільшувати. Це не вигідно. Тому за напруги 35 кВ і вище кабелі виготовляють з окремо освинцьованими або екранованими жилами.

Кабелі з в'язким просочуванням мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто при охолодженні в кабелі з'являються газові включення. Це пов'язано з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більший за коефіцієнт лінійного розширення ізолювального паперу. Діелектрична міцність газових включень менша у кілька разів, ніж паперу. При підвищенні напруженості електричного поля це може привести до пробоя ізоляції. Щоб уникнути цього за напруги 10–110 кВ застосовують газонаповнені кабелі. Це освинцьовані кабелі.

Фазову ізоляцію виконують зі збіднено-просоченого паперу. Кабель знаходиться під невеликим надлишковим тиском

(0,1–0,3 МПа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолювальні властивості паперу. Сталість тиску забезпечується безперервним підживленням газу.

За напруги 110–500 кВ використовують маслонаповнені кабелі. Жили виготовляють порожнистими і заповнюють їх малов'язким очищеним маслом під тиском до 1,6 МПа. Надмірний тиск виключає можливість утворення пустот в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють маслонаповнені кабелі високого і низького тиску. Маслопровідний канал через спеціальні муфти на трасі з'єднується з баками тиску.

Маркуються кабелі за початковими літерами елементів, які характеризують їх конструкцію:

1) *жила* – буква **А** для алюмінію, без позначення для міді;

2) *оболонка* – буква:

- **А** для алюмінію;
- **С** для свинцю;
- **У** для полівінілхлориду;
- **Н** для гуми;
- **П** для поліетилену;

3) *броня* – буква:

- **Б** для сталевих стрічок;
- **П** для плоских освинцьованих дротів;
- **К** для круглих освинцьованих дротів;
- **Г** для кабелів без броні і захисного шару;
- **О** для кабелів з окремо освинцьованими жилами.

Для маслонаповнених кабелів низького тиску перед основною аббревіатурою зазначають літери **МН**, а для кабелів високого тиску – **МВС**.

Після аббревіатури зазначають кількість жил і перерізи жил в **мм²**.

Наприклад, **ААБ–3×120** – трижильний алюмінієвий кабель з алюмінієвою оболонкою і бронею зі свинцю з поперечним перерізом жил 120 **мм²**; **СБ–3×95** трижильний

мідний кабель зі свинцевими оболонкою і бронєю поперечним перерізом жил 95 мм².

Відсутність у конструкції кабелю броні і захисного шару відбивається в найменуванні марок буквою Г.

Букви в кінці найменувань кабелів позначають:

- Шв – кабель у полівінілхлоридному шлангу;
- Т – прокладається в трубопроводі;
- Н – із негорючим захисним покриттям.

Кабелі для вертикальних прокладок зі збідненим просочувальним складом позначають у кінці буквою В, а кабелі з нестічною масою на основі церезину – буквою Ц на початку.

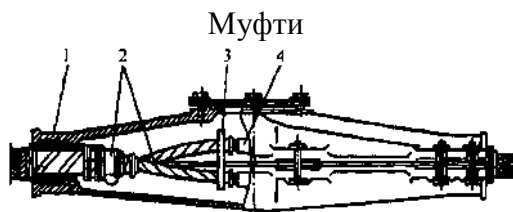


Рисунок 6.9 – Чавунна сполучна муфта для трижильних кабелів напругою до 1 кВ:

- 1 – корпус;
- 2 – трифазовий кабель;
- 3 – порцелянова розпірка;
- 4 – з'єднувальний затискач

Для кабелів із пластмасовою ізоляцією використовують сполучні муфти з термоусадкових ізоляційних трубок, кількість яких відповідає кількості жил кабелю, і однієї шлангової термоусадкової трубки.



Рисунок 6.10 – З'єднувальна муфта для кабелю з пластмасовою ізоляцією напругою до 1 кВ

Для приєднання кабелів до електричних апаратів розподільних пристроїв служать кінцеві муфти і закладення.

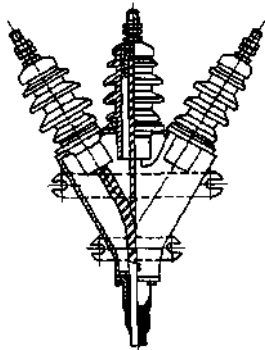


Рисунок 6.11 – Кінцева мастиконаповнена муфта зовнішньої установки напругою 10 кВ

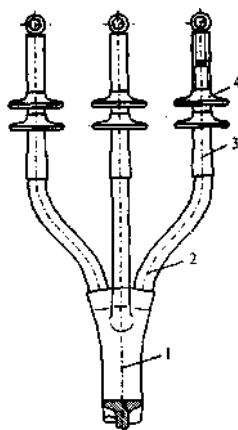


Рисунок 6.12 – Кінцева муфта зовнішньої установки для трижильних кабелів з пластмасовою ізоляцією напругою 10 кВ:

- 1 – термоусадкова рукавичка;
- 2 – напівпровідні термонасадкові трубки;
- 3 – ізоляційні термонасадкові трубки;
- 4 – термоусадкові ізолятори

Запитання для самоперевірки

1. В яких випадках застосовують кабельні лінії?
2. Які способи прокладення кабелів?
3. Які переваги і недоліки кабельних ліній порівняно з повітряними лініями?
4. Якими умовами визначається вибір способу прокладення кабелю?
5. Чим конструктивно відрізняються кабелі 10 кВ і 110 кВ?
6. Які типи кабельних муфт застосовують?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 7

Тема. Схеми заміщення та параметри елементів електричних мереж

План

- 1. Загальна схема заміщення ЛЕП.**
- 2. Активний опір.**
- 3. Реактивний опір.**
- 4. Активна провідність.**
- 5. Реактивна провідність.**
- 6. Схеми заміщення ПЛЕП і КЛЕП для різних напруг.**

7.1. Загальна схема заміщення ЛЕП

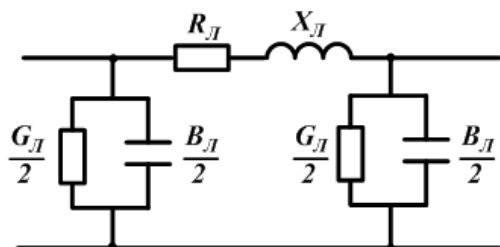
До складу електричної мережі входять різні за призначенням і конструкціями елементи (ЛЕП, трансформатори і т. д.). Але на кожній із ділянок її можна охарактеризувати однаковим набором параметрів, що відображають властивості елементів і відрізняються між собою лише кількісно.

Кожен елемент електричної мережі можна подати у вигляді схеми заміщення. Розрахункова схема електричної мережі, таким чином, утворюється в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням послідовності з'єднання їх у мережу.

Будь-яка ЛЕП має велику кількість рівномірно розподілених уздовж неї нескінченно малих активних і реактивних опорів і провідностей. Точний їх облік необхідний при розрахунку довгих ліній (ПЛЕП більше 300 км, для КЛЕП більше 50 км). У практичних розрахунках обмежуються спрощеними методами і вважають, що ЛЕП має не розподілені, а зосереджені опори і провідності.

У практичних розрахунках повітряні лінії довжиною до 300 км і кабельні лінії, як правило, подаються П-подібною схемою заміщення (рис. 7.1), що містить активну R_L і

реактивний опір X_L , а також активну G_L і реактивну (ємнісну) B_L провідності. Вони визначаються за формулами



$$R_L = r_0 l; \quad X_L = X_0 l; \\ G_L = g_0 l; \quad B_L = b_0 l, \\ \text{де } r_0, X_0 - \text{питомі} \\ \text{активний і реактивний} \\ \text{опори, Ом/км};$$

Рисунок 7.1 – Схема заміщення ділянки лінії

g_0, b_0 – питомі активна і реактивна (ємнісна) провідності, См/км;
 l – довжина лінії, км.

7.2. Активний опір

Активний опір залежить від матеріалу, перерізу і температури. Активний опір обумовлює теплові втрати проводів і кабелів. Визначається матеріалом струмопровідних провідників і площею їх перерізу.

Розрізняють опір провідника постійного струму (омічний) і змінного струму (активний). Активний опір більший омічного ($R_a > R_{OM}$) через поверхневий ефект. Змінне магнітне поле всередині провідника викликає протиелектрорушійну силу, завдяки якій відбувається перерозподіл струму поза перерізом провідника. Струм із центральної його частини витісняється до поверхні. Таким чином, струм у центральній частині дроту менший, ніж біля поверхні, тобто опір проводу зростає порівняно з омічним. Поверхневий ефект різко проявляється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах (через високу магнітну проникність сталі).

Для ЛЕП, виконаних з кольорового металу, поверхневий ефект на промислових частотах незначний. Отже, $R_a \approx R_{OM}$.

Зазвичай впливом коливання температури на R_a провідника в розрахунках нехтують. Виняток становлять теплові розрахунки провідників. Перерахунок величини опору виконують за формулою

$$R_{\theta} = R_{20^{\circ}C} [1 + 0,004(\theta - 20)],$$

де $R_{20^{\circ}C}$ — активний опір за температури $20^{\circ}C$;

θ — поточне значення температури.

Активний опір залежить від матеріалу провідника і поперечного перерізу:

$$R_{20^{\circ}C} = \rho \frac{l}{F},$$

де ρ — розрахунковий питомий опір, $Om \cdot mm^2 / km$;

l — довжина провідника, km ;

F — переріз провідника, mm^2 .

Опір одного кілометра провідника називають *погонним опором*:

$$r_0 = \frac{\rho}{F},$$

де ρ — для міді 18,8; для алюмінію 31,5.

На практиці значення r_0 визначають за відповідними таблицями, де вони зазначені для $t_0 = 20^{\circ}C$.

7.3. Індуктивний опір

Змінний струм, проходячи по проводу, утворює навколо нього змінне магнітне поле, яке створить у провіднику ЕРС зворотного напрямку (ЕРС самоіндукції). Опір струму, обумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається *реактивним індуктивним опором*.

Величина реактивного індуктивного опору залежить як від значення струму у власному проводі, так і від величини струмів у сусідніх проводах. Чим далі розміщені фазові дроти лінії, тим менше вплив сусідніх проводів – потік розсіювання і індуктивний опір збільшуються.

На величину індуктивного опору впливає:

- діаметр проводу;
- магнітна проникність (μ);
- частота змінного струму.

Величина X_0 одного проводу (фази) повітряної лінії виражається такою формулою:

$$X_0 = 2\pi f \left(4,6 \lg \frac{D_{сер}}{R_{np}} + 0,5\mu \right) \cdot 10^{-4},$$

де f – частота змінного струму;

$D_{сер}$ – середньгеометрична відстань між фазовими проводами;

R_{np} – радіус проводу;

μ – магнітна проникність матеріалу проводу.

Для повітряної лінії, з проводами з кольорових металів при промисловій частоті 50 Гц формула набирає вигляду

$$X_0 = 0,1441 \lg \frac{D_{сер}}{R_{np}} + 0,0157.$$

Середньгеометрична відстань між фазовими проводами розраховується за формулою

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D_{12}D_{13}D_{23}},$$

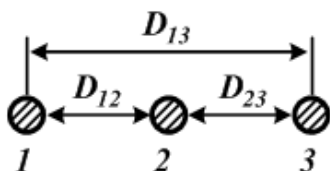
де D_{12} , D_{13} , D_{23} – відстані між проводами окремих фаз.

На рисунку 4.2 показано можливе розміщення проводів на опорі.

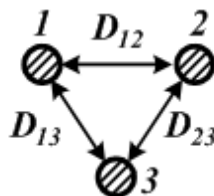
Величина $D_{сер}$ росте зі збільшенням номінальної напруги повітряної лінії і становить:

0,4 м – 380 В	3,5 м – 35 кВ	8 м – 220 кВ	14 м – 500 кВ
1,5 м – 6–10 кВ	5 м – 110 кВ	11 м – 330 кВ	19,5 м – 750 кВ

Величини питомих індуктивних опорів повітряних ліній подані у довідниках залежно від марки проводу і середньгеометричних відстаней між проводами або номінальної напруги лінії.



а)



б)

Рисунок 7.2 – Розміщення проводів на опорах:

а) в одній площині;

б) у вершинах трикутника

На ЛЕП високої напруги (330 кВ і вище) застосовують розщеплення фази на кілька проводів.

На напрузі 330 кВ зазвичай використовують 2 дроти у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 19 %).

На напрузі 500 кВ зазвичай використовують 3–4 дроти у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 28 %).

На напрузі 750 кВ використовують 4–6 проводів у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 33 %).

На напрузі 1150 кВ використовують 8 проводів у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 38 %).

Величина погонного індуктивного опору за розщепленої конструкції фази розраховується як:

$$x_0 = 0,1441g \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{прекв}}} + \frac{0,0157}{n},$$

де n – кількість проводів у фазі;

$R_{\text{прекв}}$ – еквівалентний радіус проводу;

$$R_{\text{прекв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} R_{\text{пр}}},$$

де a – крок розщеплення (середньогометрична відстань між проводами у фазі);

У практиці проектування величина АСР береться такою, що дорівнює 40–60 см.

7.4. Активна провідність

Активна провідність (G) зумовлена втратами активної потужності в діелектриках. Її величина залежить від:

- 1) струму витоку по ізоляторах (мала, можна знехтувати);
- 2) втрат потужності на корону.

Активна провідність призводить до втрат активної потужності в режимі холостого ходу ПЛЕП. Втрати потужності на корону (кор.) обумовлені іонізацією повітря навколо проводів. Коли напруженість електричного поля біля проводу стає більшою за електричну міцність повітря (21,2 kB/cm), на поверхні проводу утворюються електричні розряди.

Через нерівності поверхні багатодротяних проводів, забруднень і задилок розряди з'являються спочатку лише в окремих точках проводів – *місцева корона*. Через підвищення напруженості корона поширюється на велику поверхню проводу і в кінцевому результаті охоплює провід цілком за всією довжиною – *загальна корона*.

Втрати потужності на корону залежать від погодних умов. Найбільші втрати потужності на корону відбуваються при різних атмосферних опадах. Наприклад, на повітряних ЛЕП напругою 330750 $\text{kB}_{\text{кор}}$ корона:

- викликає корозію дротів;
- створює перешкоди на лініях зв'язку і радіоперешкоди.

Величину втрат потужності на корону можна розрахувати за такою формулою:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{сер}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{корф}})^2,$$

де δ – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск;

U_{ϕ} , $U_{\text{кор ф}}$ – відповідно фазові робоча напруга ЛЕП і напруга, за якої виникає корона.

Початкова напруженість (у гарну погоду), за якої виникає загальна корона розраховується за формулою Піка $\kappa B / \text{см}$:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{\text{пр}} \cdot \delta}}\right),$$

де m – коефіцієнт негладкості проводу;

$R_{\text{пр}}$ – радіус проводу, см ;

δ – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск.

Для гладких циліндричних проводів значення $m = 1$, для багатодровових проводів – $m = 0,820,92$.

Величина δ розраховується за такою формулою:

$$\delta = \frac{0,386 \cdot P}{273 + \theta},$$

де P – тиск, мм ртутного стовпа;

θ – температура повітря, $^{\circ}\text{C}$.

За нормального атмосферного тиску (760 мм рт. ст.) і температури $20^{\circ}\text{C} = 1$. Для районів з помірним кліматом середньорічне значення дорівнює 1,05.

Робоча напруженість за нормальних умов роботи ЛЕП визначається за формулами:

для нерозчепленої фази, $\kappa B / \text{см}$,

$$E = \frac{0,355 \cdot U_{\text{екс}}}{R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр}}}},$$

для розщепленої фази, $\kappa B / \text{см}$

$$E_p = \frac{0,355 \cdot U_{\text{екс}}}{n R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр.екв}}}},$$

де $U_{\text{екс}}$ – середня експлуатаційна (лінійна) напруга.

Якщо величина експлуатаційної напруги невідома, то вважають, що $U_{\text{екс}} = U_{\text{ном}}$.

Величина робочої напруженості на фазах різна. У розрахунках береться величина найбільшої напруженості:

$$E_{\text{мах}} = k_{\text{розм}} k_{\text{розщ}} E,$$

де $k_{\text{розм}}$ – коефіцієнт, що враховує розміщення проводів на опори;

$k_{\text{розщ}}$ – коефіцієнт, що враховує конструкцію фази.

Для проводів, розміщених у вершинах рівностороннього трикутника або близького до нього, $k_{\text{розм}} = 1$. Для проводів, розміщених горизонтально або вертикально, $k_{\text{розм}} = 1,05 - 1,07$.

Для нерозщепленої фази $k_{\text{розщ}} = 1$. За розщепленої конструкції фази коефіцієнт $k_{\text{розщ}}$ розраховується за формулами:

- при $n = 2$

$$k_{\text{розщ}} = 1 + \frac{2 \cdot R_{\text{пр}}}{a};$$

- при $n = 3$

$$k_{\text{розщ}} = 1 + \frac{3,5 \cdot R_{\text{пр}}}{a}.$$

Напруга, за якої виникає корона, розраховується за формулою

$$U_{\text{кор}} = \frac{U_{\text{екс}} \cdot E_0}{E_{\text{мах}}}.$$

Щоб підвищити $U_{\text{кор}}$, потрібно знизити $E_{\text{мах}}$. Для цього необхідно збільшити або радіус проводу $R_{\text{пр}}$ або $D_{\text{сер}}$. У першому випадку ефективно розщеплювати дроти у фазі. Збільшення $D_{\text{сер}}$ призводить до значної зміни габаритів ЛЕП.

Захід малоефективний, так як $D_{\text{сер}}$ знаходиться під знаком логарифма.

Якщо $E_{\text{max}} > E_0$, то робота ЛЕП є неекономічною через втрати потужності на корону. Згідно з ПУЕ корона на проводах відсутня, якщо виконується умова

$$E_{\text{max}} = 0,9E_0 (m = 0,82).$$

При проектуванні вибір перерізів проводів виконують таким чином, щоб корони в гарну погоду не було. Оскільки збільшення радіуса дроту є основним засобом зниження $P_{\text{кор}}$, то встановлені мінімально допустимі перерізи за умовами корони за напруги:

$$- 110 \text{ кВ} - 70 \text{ мм}^2;$$

$$- 150 \text{ кВ} - 120 \text{ мм}^2;$$

$$- 220 \text{ кВ} - 240 \text{ мм}^2.$$

Величина погонної активної провідності, См/км , розраховується за формулою

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Під час розрахунку сталих режимів мереж напругою до 220 кВ активна провідність не враховується – збільшення радіуса дроту знижує втрати потужності на корону практично до нуля.

При $U_{\text{ном}}$ 330 кВ збільшення радіуса дроту призводить до значного подорожчання ЛЕП. Тому в таких мережах розщеплюють фазу і враховують в розрахунках активну провідність.

У кабельних ЛЕП розрахунок активної провідності виконують за тими самими формулами, що і для повітряної ЛЕП. Природа втрат активної потужності інша.

У кабельних лініях P викликаються явищами, що відбуваються в кабелі за рахунок струму абсорбції. Для КЛЕП діелектричні втрати зазначаються заводом-виробником. Діелектричні втрати в КЛЕП враховуються при U 35 кВ.

7.5. Реактивна (ємнісна провідність)

Реактивна провідність обумовлена наявністю ємності між фазами і між фазами і землею, так як будь-яку пару проводів можна розглядати як конденсатор.

Наявність ємнісної провідності дозволяє розглядати лінію як споживача реактивної ємнісної потужності. Ця потужність, яку частіше називають зарядною, визначається напругою лінії і її провідністю:

$$Q_C = U^2 B_{\text{л}} = U^2 b_0 l .$$

Для ПЛЕП величина погонної реактивної провідності розраховується за формулами:

– для нерозщеплених проводів, $См/км$,

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^6}{\lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр}}}} ;$$

– для розщеплених проводів

$$b_{0\text{р}} = \frac{7,58 \cdot 10^6}{\lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр еке}}}} .$$

Розщеплення збільшує b_0 на 21–33 %.

Для КЛЕП величина погонної провідності частіше розраховується за формулою

$$b_0 = \omega \cdot C_0 .$$

Величину ємності C_0 наводять у довідковій літературі для різних марок кабелю.

Реактивну провідність ділянки мережі розраховують за формулою:

$$B_L = b_0 \cdot l.$$

У повітряних ЛЕП значення b_0 значно менше, ніж у кабельних ЛЕП, так як $D_{серПЛЕП} \gg D_{серКЛЕП}$.

Під дією напруги в провідності проходить ємнісний струм (струм зміщення або зарядний струм):

$$I_C = B \cdot U_\phi.$$

Величина цього струму визначає втрати реактивної потужності в реактивній провідності або зарядну потужність ЛЕП:

$$\Delta Q_c = Q_{зар} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2.$$

У районних мережах зарядні струми порівняні з робочими струмами. При $U_{ном} = 110$ кВ, величина Q становить близько 10 % від переданої активної потужності, при $U_{ном} = 220$ кВ – $Q \approx 30$ % Р. Тому її потрібно враховувати у розрахунках. У мережі номінальною напругою до 35 кВ величиною Q можна знехтувати.

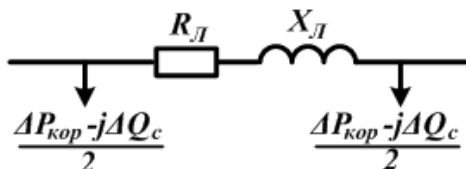
7.6. Схеми заміщення ВЛЕП і КЛЕП для різних напруг

Отже, ЛЕП характеризується активним опором R_L , реактивним опором лінії X_L , активною провідністю G_L , реактивною провідністю B_L .

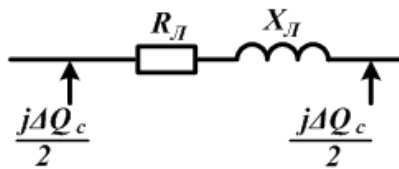
Залежно від класу напруги тими чи іншими параметрами повної схеми заміщення можна знехтувати (рис. 7.2):

- 1) ПЛЕП напругою до 220 кВ ($P_{кор} = 0$);
- 2) ПЛЕП напругою до 35 кВ ($P_{кор} = 0, Q_c = 0$);
- 3) КЛЕП напругою 35 кВ (реактивний опір = 0)

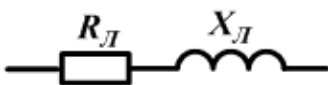
- 4) КЛЕП напругою **20 кВ** (реактивний опір 0, діелектричні втрати 0);
 5) КЛЕП напругою **до 10 кВ** (реактивний опір 0, діелектричні втрати 0, $Q_c = 0$).



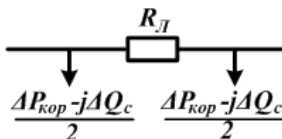
а) ПЛЕП за $U_{ном} \geq 330$ кВ



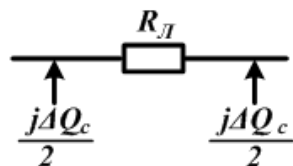
б) ПЛЕП за $U_{ном} = 220$ кВ



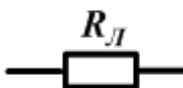
в) ПЛЕП за $U_{ном} \leq 110$ кВ



г) КЛЕП за $U_{ном} = 35$ кВ



д) КЛЕП за $U_{ном} = 20$ кВ



е) КЛЕП за $U_{ном} = 6\text{--}10$ кВ

Рисунок 7.3 – Спрощені схеми заміщення ЛЕП

Запитання для самоперевірки

1. Для яких цілей використовують схеми заміщення? Назвіть переваги і недоліки цих схем.
2. Яка фізична сутність активного опору ЛЕП?
3. Як і в якому разі необхідно враховувати температуру дроту?
4. Який фізичний зміст індуктивного опору повітряних і кабельних ліній?

5. Чому для ліній одного виконання і класу напруги індуктивні опори практично однакові, незначно залежать від перерізу проводів і жил фаз?

6. Які значення опорів характерні для ЛЕП різних напруг?

7. Як визначити питомі (на 1 км) активний та індуктивний опори ПЛ, не використовуючи довідників?

8. Чим обумовлена ємнісна провідність ЛЕП?

9. Як залежить ємнісна провідність від перерізу проводів і конструкції фаз ПЛ?

10. За допомогою яких змін конструкції фаз і опорів можна зменшити індуктивний опір ПЛ?

11. Навіщо виконують транспозицію (перестановку) фазових проводів?

12. У чому полягає явище коронування?

13. Які умови необхідні для виникнення коронного розряду?

14. Чому втрати потужності на коронування різко зростають за поганої погоди?

15. Які заходи вживають для зниження втрат на корону при проектуванні та експлуатації ПЛ?

16. Від чого залежить активна провідність кабельних ліній?

17. Чим визначається якість ізоляції ліній?

18. Які фізичні явища відображаються наявністю в схемі заміщення ПЛ і КЛ активної провідності?

19. Чому ЛЕП є джерелами зарядної (ємнісної) потужності?

20. Як залежить зарядна потужність від конструкції і номінальної напруги лінії?

21. Як за параметрами схем заміщення ПЛ місцевих і районних мереж визначити протяжність ліній?

22. Як визначити протяжність лінії, знаючи сумарну ємнісну (зарядну) потужність ПЛ?

23. Які середні значення погонних реактивних параметрів ПЛ із нерозщепленою фазою?

24. Для чого застосовують розщеплення фаз ПЛ?
25. На яке число проводів розщеплюють фази ПЛ 330–1150 кВ?
26. Чим визначається величина еквівалентного радіуса розщепленої фази?
27. До яких змін погонних параметрів ПЛ призводить розщеплення її фази?
28. Які середні значення погонних параметрів ПЛ із розщепленою фазою?
29. За якими зовнішніми ознаками можна визначити номінальну напругу ПЛ?
30. Які схеми заміщення ЛЕП називаються розрахунковими?
31. За яких довжин ПЛ і КЛ можлива відмова від обліку розподіленості параметрів для П–подібної схеми заміщення?
32. У чому полягає різниця схеми заміщення ПЛ і КЛ напругою 35 і 110 кВ?
33. Коли в схемах заміщення враховуються поперечні елементи?
34. Яке призначення сталевий складовий в сталевалюмінієвому дроті?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 8

Тема. Параметри схеми заміщення двообмоткових трансформаторів

План

1. Загальні відомості.
2. Двообмотковий трансформатор.
3. Двообмотковий трансформатор із розщепленою обмоткою низької напруги.

8.1. Загальні відомості

На електростанціях і підстанціях встановлюють трифазові й однофазові, двообмоткові й триобмоткові силові трансформатори й автотрансформатори, силові однофазові та трифазові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

В аббревіатурі трансформатора послідовно (зліва направо) наводять таку інформацію:

- 1) вид пристрою (**А** – автотрансформатор, без позначення – трансформатор);
- 2) кількість фаз (**О** – однофазовий, **Т** – трифазовий);
- 3) наявність розщепленої обмотки нижчої напруги – **Р**;
- 4) система охолодження:
 - **С** – природна повітряна;
 - **М** – природна циркуляція масла;
 - **Д** – примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла;
 - **МЦ** – природна циркуляція повітря й примусова циркуляція масла;
 - **ДЦ** – примусова циркуляція повітря й масла;
 - **МВ** – масляно-водяний з примусовою циркуляцією масла;
 - **Ц** – масляно-водяний з природною циркуляцією масла;
- 5) кількість обмоток (без позначення – двообмоткові, **Т** – триобмоткові);

6) **Н** – наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН);

7) виконання:

– **З** – захисне;

– **Г** – грозоупорне;

– **У** – удосконалене;

– **Л** – з литою ізоляцією;

8) специфічна область застосування:

– **С** – для систем власних потреб електростанцій;

– **Ж** – для електрифікації залізниць);

9) номінальна потужність у **кВ · А**;

10) клас напруги обмоток (напруги мережі, до якої під'єднується трансформатор) у **кВ**.

Відповідно до прийнятої системою позначень аббревіатура трансформатора **ТДН–10000/110/10** розшифровується:

– трансформатор трифазовий;

– двообмотковий з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла;

– системою регулювання напруги під навантаженням;

– номінальна потужність – 10 000 кВ · А;

– клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ;

– клас напруги обмотки нижчої напруги – 10 кВ.

ТДРН–25000/110/10 розшифровується: трансформатор трифазовий, двообмотковий з розщепленою обмоткою нижчої напруги з примусовою циркуляцією повітря, природною циркуляцією масла й системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 25 000 кВ · А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

8.2. Двообмотковий трансформатор

Для кожного трансформатора заносять такі каталожні дані:

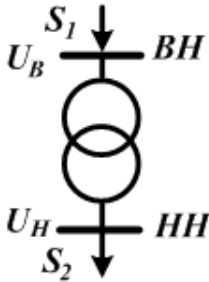


Рисунок 8.1 –
Умовне зображення
двообмоткового
трансформатора

- $S_{НОМ}$ – номінальна потужність, $МВ\cdot А$;
- $U_{НОМ}$ – номінальні напруги кожної обмотки, $кВ$;
- ΔP_X – активність холостого ходу, $кВт$;
- I_X – струм холостого ходу, %;
- ΔP_K – втрати короткого замикання в кожній парі обмоток, $кВт$;
- U_K – напруга короткого замикання в кожній парі обмоток, %.

За цими даними можна визначити всі розрахункові параметри трансформаторів.

Під час розрахунку електричних мереж із трансформаторами останні в розрахункових схемах видаються такими параметрами:

- активним R_T опором обмоток;
- реактивним X_T опором обмоток;
- активною G_T провідністю;
- реактивною B_T провідністю.

Провідності, як правило, підключають:

- для підвищувальних трансформаторів – з боку обмотки нижчої напруги;
- для знижувальних – з боку обмотки вищої напруги.

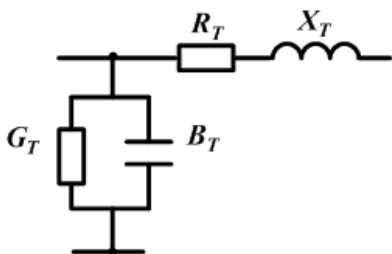


Рисунок 8.2 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

У цьому досліді при замкненій накоротко вторинній обмотці до первинної подається напруга, що викликає проходження обома обмотками номінального струму.

Активна потужність ΔP_K , що споживається трансформатором, практично повністю витрачається на нагрівання його обмоток. Втрати в сталі тут незначні через малість прикладеної напруги

$$\Delta P_K = 3 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot R_T.$$

Запишемо значення струму через потужність і номінальну напругу обмотки вищої напруги

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{в. ном}}}.$$

Величину опору знаходять за формулою

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

Для всіх трансформаторів як $U_{\text{ном}}$, як правило, беруть номінальну напругу обмотки вищої напруги.

Реактивний (індуктивний) опір X_T обумовлює потік розсіювання в обмотках трансформатора. Його визначають за напругою короткого замикання U_K , яку знаходять з того самого досліді, що і ΔP_K :

Активний опір R_T обумовлює втрати активної потужності в обох обмотках трансформатора і розраховується за втратами потужності, знайденими з досвіду короткого замикання ΔP_K

$$X_T = \frac{U_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}.$$

Зауважимо, що U_K задають у % від номінальної напруги. Фактично напруга короткого замикання є падінням напруги на активному і реактивному опорах. Але у трансформаторах досить великої потужності реактивний опір значно більший за активний, тому падіння напруги на активному опорі є малим і падіння напруги на реактивному опорі беруть таким, що дорівнює напрузі короткого замикання.

Для трансформаторів малої потужності активний і реактивний опори є порівнянними і розрахунок X_T за формулою призводить до значних похибок. У них реактивний опір необхідно визначати за реакивною складовою напруги короткого замикання $U_{\text{к.р}}$

$$X_T = \frac{U_{\text{к.р}} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}},$$

яку можна знайти за формулою

$$U_{\text{к.р}} = \sqrt{U_K^2 - U_{\text{к.а}}^2},$$

де $U_{\text{к.а}}^2 = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{ном}}} 100$ – активна складова напруги короткого

замикання.

Активна провідність G_T обумовлює втрати активної потужності у сталі трансформатора на гістерезис і вихрові струми. Її, як правило, замінюють втратами активної потужності холостого ходу ΔP_X , які є каталожними даними трансформатора. За необхідності активну провідність можна знайти за формулою

$$G_T = \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ном}}^2}.$$

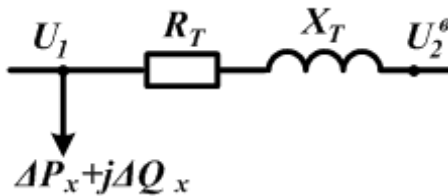
Реактивна провідність B_T обумовлює намагнічування сталі.

Втрати реактивної потужності пропорційні реактивній провідності трансформатора:

$$\Delta Q_X = U_{\text{в ном}}^2 \cdot B_T.$$

Отже, величина реактивної провідності трансформатора дорівнює

$$B_T = \frac{\Delta Q_X}{U_{\text{в ном}}^2}.$$



Втрати реактивної потужності ΔQ_X визначають через струм холостого ходу трансформатора I_X , що є каталожною характеристикою

$$\Delta Q_X = \frac{I_X S_{\text{ном}}}{100}.$$

Рисунок 8.3 – Розрахункова схема заміщення двообмоткового трансформатора

Найчастіше замість провідностей у розрахункові схеми вводять втрати холостого ходу відповідно ΔP_X і ΔQ_X .

У такій схемі заміщення відсутня трансформація, тобто відсутній ідеальний трансформатор. Тому у розрахунках вторинна напруга виявляється наведеною до напруги первинної обмотки.

Трансформатори мають пристрої регулювання напруги (РПН або ПБЗ), які дозволяють змінювати коефіцієнти трансформації. Тому величина U_K (отже, і величина індуктивного опору) залежить від відгалуження пристроїв РПН або ПБЗ. У розрахунках усталених режимів цією залежністю

нехтують. Її враховують при розрахунку струмів короткого замикання при виборі пристроїв автоматики і релейного захисту.

8.3. Двообмотковий трансформатор із розщепленою обмоткою низької напруги

Двообмоткові трансформатори потужністю 25 і більше МВ · А виконуються з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Умовне позначення на схемах показано на рис. 8.4.

Відповідно до прийнятої системи позначень абревіатура трансформатора **ТДРН–25000/110/10** розшифровується: трансформатор трифазовий, двообмотковий із розщепленою обмоткою нижчої напруги з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 25 000 кВ · А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

Із достатньою для практики точністю такий трансформатор може розглядатися як два незалежних двообмоткових трансформатори, які живляться від загальної мережі.

Трансформатори з розщепленою обмоткою виконуються із співвідношенням потужностей обмоток 100 % / 50 % / 50 %.

Двообмоткові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги (НН) застосовують для зниження рівнів струмів короткого замикання в електричних мережах. Розщеплена обмотка складається з двох або більше гальванічно не пов'язаних частин, сумарна номінальна потужність яких, як правило, дорівнює номінальній потужності трансформатора, напруги короткого замикання щодо інших обмоток (обмотки) практично рівні між собою. Ці частини дозволяють підключити навантаження, незалежно один від одного.

Трансформатори з розщепленою на дві однакові вітки обмоткою НН можуть працювати як з паралельним, так і з роздільним з'єднанням цих віток.

При паралельному з'єднанні трансформатор буде працювати як звичайний двообмотковий.

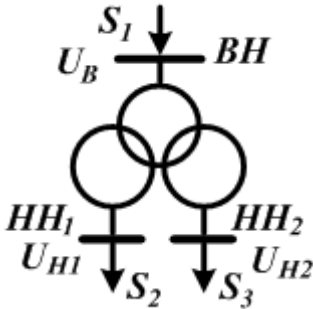


Рисунок 8.4 – Умовне позначення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою

Тому його схема заміщення і визначення параметрів ідентичні двообмотковим трансформаторам.

Як правило, вітки розщепленої обмотки працюють окремо, кожна на своє навантаження, і схема заміщення трансформатора

має вигляд, поданий на рисунку 8.5.

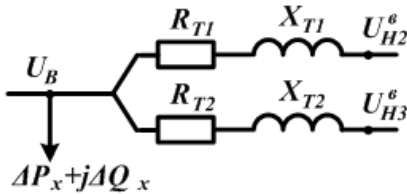


Рисунок 8.5 – Розрахункова схема заміщення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою

Активні і реактивні опори цих віток знаходять за формулами:

$$R_{T_1} = R_{T_2} = 2R_T;$$

$$X_{T_1} = X_{T_2} = 2X_T,$$

де R_T і X_T – загальні опори трансформатора з паралельно працюючими вітками

Запитання для самоперевірки

1. Яке призначення підвищувальних і понижувальних трансформаторів?

2. Для чого в електроенергетичних системах здійснюється трансформація електричної напруги?
3. Які умовні зображення мають двообмоткові силові трансформатори?
4. Як при зображенні зазначають схеми з'єднань обмоток?
5. Які схеми з'єднань мають одно- і трифазовий двообмоткові трансформатори?
6. Як за позначеннями розрізнити знижувальний або підвищувальний трансформатор?
7. Чим визначається можливість регулювання або зміни напруги?
8. Що відносять до паспортних (каталожних) даних двообмоткових трансформаторів?
9. Якими схемами заміщення моделюються двообмоткові трансформатори?
10. Як у них враховується магнітний зв'язок обмоток?
11. Як у схемах заміщення двообмоткових трансформаторів показується трансформація?
12. В якому інтервалі трансформація може змінюватися в трансформаторах із ПБЗ і РПН?
13. Яким чином у схемах заміщення двообмоткових трансформаторів враховують опори окремих обмоток?
14. В яких випадках використовують спрощені схеми заміщення трансформаторів і в чому суть спрощення?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 9

Тема. Параметри схеми заміщення триобмоткових трансформаторів

План

1. Триобмотковий трансформатор.
2. Автотрансформатор.

9.1. Триобмотковий трансформатор

Триобмоткові трансформатори застосовують для зв'язку електричних мереж трьох різних напруг і мають умовне позначення, показане на рис. 9.1.

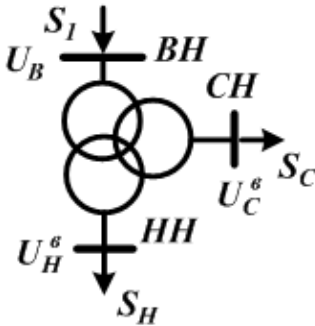


Рисунок 9.1 – Умовне позначення триобмоткового трансформатора

Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора

ТДТН–25000/110/35/10

розшифровується: трансформатор трифазовий, триобмотковий із примусовою циркуляцією повітря, природною циркуляцією масла і системою регулювання напруги під навантаженням.

Номінальна потужність – 25 000 кВ · А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, середньої напруги – 35 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

Обмотки триобмоткового трансформатора можуть мати різні потужності. За номінальну потужність трансформатора беруть потужність, що дорівнює найбільшій із потужностей його обмоток. На цю потужність трансформатор розраховується за умовами нагрівання.

Трансформатори виконуються з таким виконанням обмоток: 100 % / 100 % / 100 %, 100 % / 100 % / 66,7 % і 100 % / 66,7 % / 66,7 %.

Тут кожна обмотка представлена своїми активним і реактивним опорами, наведеними до номінальної напруги однієї з обмоток, зазвичай вищої напруги. Втрати холостого ходу ΔP_x і ΔQ_x є загальними для всього трансформатора і визначаються як у двообмоткового трансформатора.

У розрахунках триобмотковий трансформатор зображують схемою заміщення у вигляді трипроменевої зірки (рис. 9.2).

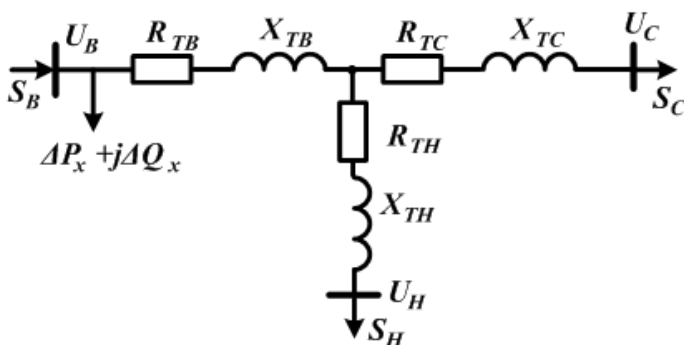


Рисунок 9.2 – Схема заміщення триобмоткового трансформатора

Активні опори розраховують за наведеними в каталожних даних втрат короткого замикання. При цьому можливі два випадки.

Найчастіше в каталожних даних наведене одне значення втрат короткого замикання, що відповідає досліду з обмотками вищої та середньої напруг ΔP_K .

Усі опори в схемі приведені до напруги вищої обмотки. За ним спочатку визначають загальний активний опір розглянутих обмоток:

$$R_{\text{заг}} = \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

Якщо потужності всіх обмоток однакові, то опір кожної обмотки

$$R_{TB} = R_{TC} = R_{TH} = 0,5R_{\text{заг}}.$$

Для деяких трансформаторів у каталожних даних наводять три значення втрат короткого замикання: $\Delta P_{K.BC}$, $\Delta P_{K.BH}$, $\Delta P_{K.CH}$. Вони відповідають трьом можливим дослідом короткого замикання з кожною парою обмоток.

Тут спочатку визначають втрати короткого замикання в кожній обмотці:

$$\Delta P_{K.B} = 0,5(\Delta P_{K.BC} + \Delta P_{K.BH} - \Delta P_{K.CH});$$

$$\Delta P_{K.C} = 0,5(\Delta P_{K.BC} + \Delta P_{K.CH} - \Delta P_{K.BH});$$

$$\Delta P_{K.H} = 0,5(\Delta P_{K.BH} + \Delta P_{K.CH} - \Delta P_{K.BC}).$$

Далі розраховують опори обмоток:

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_{K.B} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad R_{TC} = \frac{\Delta P_{K.C} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad R_{TH} = \frac{\Delta P_{K.H} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

Реактивні опори знаходять за наведеними в каталожних даних трьох значень напруги короткого замикання: $U_{K.BC}$, $U_{K.BH}$, $U_{K.CH}$.

Розрахунок ведуть у такій самій послідовності, як і в останньому випадку при визначенні активних опорів.

Розраховують напруги короткого замикання кожної обмотки:

$$U_{K.B} = 0,5(U_{K.BC} + U_{K.BH} - U_{K.CH});$$

$$U_{K.C} = 0,5(U_{K.BC} + U_{K.CH} - U_{K.BH});$$

$$U_{K.H} = 0,5(U_{K.BH} + U_{K.CH} - U_{K.BC}).$$

Опори кожної обмотки знаходять за формулами:

$$X_{TB} = \frac{U_{K.B} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}; \quad X_{TC} = \frac{U_{K.C} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}; \quad X_{TH} = \frac{U_{K.H} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}.$$

Дуже часто в довідковій літературі наводять лише одне значення ΔP_K , яке визначили з досліду короткого замикання, виконаного для найбільш потужних обмоток. Зазвичай це $\Delta P_{K.BC}$. Втрати потужності в кожній обмотці визначають з урахуванням співвідношення номінальних потужностей обмоток при розв'язанні такої системи рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta P_{K.BC} = \Delta P_{K.B} + \Delta P_{K.C}, \\ \frac{\Delta P_{K.B}}{\Delta P_{K.C}} = \frac{S_{\text{ном}} \%}{S_{\text{ном}} \%}. \end{cases}$$

Втрати активної потужності в обмотці нижчої напруги розраховують із будь-якого з співвідношень:

$$\frac{\Delta P_{KB}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{\text{ном}} \%}{S_{\text{ном}} \%} \quad \text{або} \quad \frac{\Delta P_{KC}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{\text{ном}} \%}{S_{\text{ном}} \%}.$$

При співвідношеннях потужностей обмоток
100 % / 100 % / 100 %

$$\Delta P_{K.B} = \Delta P_{K.C} = \Delta P_{K.H} = 0,5 \Delta P_{K.BC},$$

а при співвідношенні 100 % / 100 % / 66,7 % –
 $\Delta P_{K.B} = \Delta P_{K.C} = 0,5 \Delta P_{K.BC}$; $\Delta P_{KH} = 1,5 \Delta P_{KB}$.

9.2. Автотрансформатор

Триобмотковий автотрансформатор – трансформатор, дві обмотки якого мають загальну частину, а третя обмотка не має гальванічного зв'язку з двома першими обмотками. Умовне позначення автотрансформатора показано на рис. 9.3.

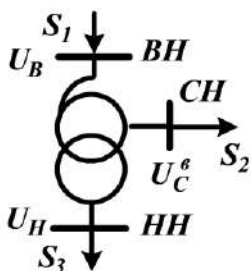


Рисунок 9.3 – Умовне позначення триобмоткового автотрансформатора

Відповідно до прийнятої системою позначень аббревіатура автотрансформатора АТДЦТН-125000 / 220/110/10 розшифровується:

автотрансформатор трифазовий, триобмотковий із примусовою циркуляцією повітря і масла і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 25 000 кВ · А, клас напруги обмотки вищої напруги – 220 кВ, середньої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

Автотрансформатор відрізняється від триобмоткового трансформатора тим, що його обмотки вищої і середньої напруг, крім магнітного мають ще електричний зв'язок (рис. 9.4). Обмотка середньої напруги є частиною обмотки вищої напруги.

Обмотка вищої напруги складається з двох частин – послідовної і загальної обмоток.

При роботі автотрансформатора в режимі зниження напруги в послідовній обмотці проходить струм I_6 . Він створює магнітний потік і наводить у загальній обмотці струм $I_{заг}$. Струм навантаження в обмотці середньої напруги дорівнює сумі цих струмів:

$$I_c = I_v + I_{заг}.$$

Струм I_6 визначається електричним зв'язком обмоток, а струм $I_{заг}$ – магнітним зв'язком.

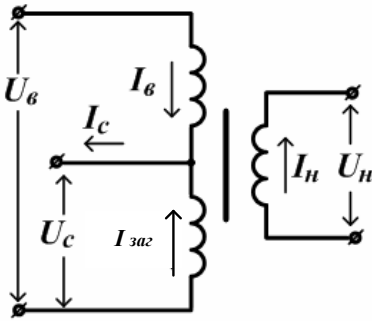


Рисунок 9.4 – Схема з'єднання обмоток автотрансформатора

Він має таку саму схему заміщення, що і триобмотковий. Особливістю автотрансформатора є відмінність потужностей його обмоток.

Повна потужність, яка передається з обмотки вищої напруги в обмотку середньої напруги за відсутності навантаження на обмотці нижчої напруги, називається

номінальною потужністю автотрансформатора.

Вона розраховується як

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{в. ном}} \cdot I_{\text{в. ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{с. ном}} \cdot I_{\text{с. ном}}$$

Цей вираз можна записати таким способом:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{в. ном}} \cdot I_{\text{в. ном}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{в. ном}} \cdot (U_{\text{в. ном}} - U_{\text{с. ном}}) = \\ = \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{в. ном}} \cdot (U_{\text{в. ном}} - U_{\text{с. ном}})}_{\text{ТРАНСФОРМАТОРНА ПОТУЖНІСТЬ, ЯКА ПЕРЕДАЄТЬСЯ МАГНІТНИМ СПОСОБОМ З ОБМОТКИ ВИЩОЇ НАПРУГИ В ОБМОТКУ СЕРЕДНЬОЇ НАПРУГИ, НАЗИВАЄТЬСЯ ТИПОВОЮ ПОТУЖНІСТЮ. РОЗМІРИ МАГНІТОПРОВОДУ ВИЗНАЧАЮТЬСЯ ЦЬЮ ПОТУЖНІСТЮ.}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{в. ном}} \cdot U_{\text{с. ном}}}_{\text{ЕЛЕКТРИЧНА ПОТУЖНІСТЬ, ЯКА ПЕРЕДАЄТЬСЯ ЗА РАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОГО ЗВ'ЯЗКУ ОБМОТОК. ЦЯ ПОТУЖНІСТЬ НЕ НАВАНТАЖУЄ ЗАГАЛЬНУ ОБМОТКУ.}}$$

ТРАНСФОРМАТОРНА ПОТУЖНІСТЬ, ЯКА ПЕРЕДАЄТЬСЯ МАГНІТНИМ СПОСОБОМ З ОБМОТКИ ВИЩОЇ НАПРУГИ В ОБМОТКУ СЕРЕДНЬОЇ НАПРУГИ, НАЗИВАЄТЬСЯ ТИПОВОЮ ПОТУЖНІСТЮ. РОЗМІРИ МАГНІТОПРОВОДУ ВИЗНАЧАЮТЬСЯ ЦЬЮ ПОТУЖНІСТЮ.

ЕЛЕКТРИЧНА ПОТУЖНІСТЬ, ЯКА ПЕРЕДАЄТЬСЯ ЗА РАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОГО ЗВ'ЯЗКУ ОБМОТОК. ЦЯ ПОТУЖНІСТЬ НЕ НАВАНТАЖУЄ ЗАГАЛЬНУ ОБМОТКУ.

Типова потужність менша за номінальну. З'ясуємо у скільки разів. Для цього візьмемо співвідношення типової потужності до номінальної:

$$\frac{S_{\text{ТП}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{в. ном}} \cdot (U_{\text{в. ном}} - U_{\text{с. ном}})}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{в. ном}} \cdot U_{\text{в. ном}}} = \frac{U_{\text{в. ном}} - U_{\text{с. ном}}}{U_{\text{в. ном}}} =$$

$$= 1 - \frac{U_{\text{с. ном}}}{U_{\text{в. ном}}} = \alpha.$$

Коефіцієнт α називається *коефіцієнтом вигідності*. Вигідність автотрансформатора визначається за відношенням до триобмоткового трансформатора тієї самої потужності.

Таким чином, конструкція автотрансформатора уможливорює передачу по ньому потужності, більше ніж та, на яку розраховуються його обмотки. Завдяки цьому автотрансформатори порівняно з триобмотковими характеризуються меншою витратою активних матеріалів на їх виготовлення. Їх перевага проявляється тим більше, чим ближче один до одного напруги $U_{\text{с. ном}}$ і $U_{\text{в. ном}}$, а отже, менше α .

Для більшості автотрансформаторів у каталожних даних подають лише значення втрат короткого замикання для пари обмоток вищої і середньої напруги, поділене на його номінальну потужність. Тому

$$R_{\text{ТВ}} = R_{\text{ТС}} = 0,5R_{\text{заг}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2}{2S_{\text{ном}}}.$$

При потужності меншій за номінальну і такої, що дорівнює, наприклад, типовій, активний опір обмотки нижчої напруги

$$R_{\text{ТН}} = R_{\text{ТВ}} \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{Т}}} = \frac{R_{\text{ТВ}}}{\alpha}.$$

Для деяких автотрансформаторів у каталожних даних зазначають значення втрат короткого замикання для всіх пар обмоток.

При цьому зазначене відношення величини $\Delta P_{\text{К.ВС}}^T$ до номінальної потужності, а $\Delta P_{\text{К.ВН}}^T$ і $\Delta P_{\text{К.СН}}^T$ – відносять до типової або номінальної потужності обмотки нижчої напруги. Для визначення опорів останні значення втрат короткого замикання необхідно привести до номінальної потужності:

$$\Delta P_{\text{К.В.}} = \Delta P_{\text{К.ВН}}^T \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_T} \right)^2, \quad \Delta P_{\text{К.СН}} = \Delta P_{\text{К.СН}}^T \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_T} \right)^2,$$

$$U_{\text{К.В.}} = U_{\text{К.ВН}}^T \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_T} \right), \quad U_{\text{К.СН}} = U_{\text{В.СН}}^T \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_T} \right).$$

Реактивні опори обмоток автотрансформатора визначають аналогічно триобмотковому, оскільки всі значення $U_{\text{К}}$ для них наведено відношенням до номінальної потужності.

Обмотка нижчої напруги має з обмотками вищої та середньої напруги лише магнітний зв'язок. Потужність цієї обмотки не може бути більшою за типову потужність автотрансформатора. В іншому випадку розміри магнітопровода автотрансформатора будуть визначатися потужністю обмотки нижчої напруги.

З огляду на викладене, можна записати співвідношення номінальних потужностей обмоток автотрансформатора:

$$100 \% / 100 \% / \alpha \ \%.$$

Переваги автотрансформатора порівняно з триобмотковим трансформатором:

- 1) менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляції);
- 2) менші габарити;
- 3) менші втрати активної потужності в режимах холостого ходу і короткого замикання;
- 4) більший коефіцієнт корисної дії;
- 5) легші умови охолодження;

недоліки:

1) складність виконання незалежного регулювання напруги;

2) небезпека переходу атмосферних перенапруг з обмотки вищої напруги в обмотку середньої напруги і назад через електричний зв'язок обмоток;

3) необхідність обов'язкового глухого заземлення нейтралі. Це призводить до того, що струм однофазного короткого замикання може бути більшим за струм трифазового короткого замикання. Якщо ж розземлити нейтраль, то ізоляцію обмоток потрібно розраховувати на лінійну напругу.

Автотрансформатор має таку саму схему заміщення, що і триобмотковий трансформатор. Параметри схеми заміщення розраховуються аналогічно. При цьому необхідно враховувати, що частина паспортних даних може бути зведена не до номінальної потужності, а до типової.

Запитання для самоперевірки

1. Які умовні зображення мають триобмотковий силовий трансформатор і автотрансформатор?

2. Як при зображенні зазначають схеми з'єднань обмоток?

3. Що відносять до паспортних (каталожних) даних триобмоткових трансформаторів?

4. Якими схемами заміщення моделюється триобмотковий трансформатор?

5. Як у схемах заміщення триобмоткових трансформаторів показується трансформація?

6. Яким чином в схемах заміщення триобмоткових трансформаторів враховують опори окремих обмоток?

7. Які співвідношення між активними і реактивними опорами і провідностями для трансформаторів невеликої потужності й великих трансформаторів?

8. Що таке коефіцієнт вигідності автотрансформатора?

9. Що таке типова потужність автотрансформатора?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 10

Тема. Характеристики основних електроприймачів і розрахунок втрат потужності

План

1. Характеристики електроприймачів.
2. Графіки електричних навантажень електроприймачів.
3. Втрати потужності в елементах мережі.
4. Розрахунок втрат потужності в лініях електропередач.

10.1. Характеристики основних електроприймачів

Електричні мережі споруджуються для передачі енергії від ЕС до споживачів. Потужність, необхідна цим споживачам, визначає електричне навантаження мережі. Від характеру навантаження залежать вимоги, які висуваються до електричної мережі.

Усі *споживачі електроенергії умовно поділяються* на такі групи:

- 1) комунально-побутові;
- 2) промислові;
- 3) електрифікований транспорт;
- 4) виробничі споживачі сільського господарства;
- 5) інші споживачі.

До **комунально-побутових** належать:

- освітлення житлових будинків і громадських будівель;
- двигуни ліфтів, холодильників;
- технологічне обладнання;
- підприємства громадського харчування;
- установи побутового обслуговування.

До **промислових** електроприймачів відносять:

- електродвигуни;
- освітлювальні прилади;
- електротермічні установки;

– випрямні установки для перетворення змінного струму в постійний.

Електрифікований транспорт:

- навантаження тягових ПС залізниці;
- навантаження тягових випрямних ПС;
- трамваїв;
- тролейбусів;
- метро.

До виробничих споживачів сільського господарства відносять обладнання:

- тваринницьких ферм;
- млинів;
- підприємств з переробки сільськогосподарської продукції.

До *інших споживачів* відносять:

- насосні установки;
- водопроводи;
- каналізації;
- компресорні станції.

Залежно від *експлуатаційно-технічних ознак* усі електроприймачі поділяють:

- 1) за режимами роботи;
- 2) за потужністю і напругою;
- 3) за родом струму;
- 4) за ступенем надійності.

За *режимами роботи* розрізняють електроприймачі:

1) із тривало незмінним або малозмінним навантаженням. Характеризуються тим, що тривалий час працюють без перевищення тривало допустимої температури. Сюди відносяться електродвигуни насосів, вентиляторів;

2) із короткочасним навантаженням. При роботі електроприймачів їх температура нижча за тривало допустиму температуру, а за час зупинення струмопровідні частини

охладжуються до температури довкілля, так само як більшість електроприводів металорізальних верстатів;

3) із повторно-короткочасним навантаженням. Тривалість циклу «включення-відключення» не перевищує 10 хвилин. При роботі електроприймачів їх температура нижче за тривало допустиму температуру, а за час зупинення струмопровідні частини охолоджуються до температури довкілля;

4) нагрівальні апарати, що працюють у тривалому режимі з практично постійним навантаженням;

5) електричне освітлення. Електроприймачі характеризуються різкою зміною навантаження.

За потужністю і напругою розрізняють електроприймачі:

1) великої потужності (80–100 кВт і більше) напругою 6–10 кВ. Наприклад, печі;

2) малої і середньої потужності (менше 80 кВт) напругою 380–660 В.

За родом струму розрізняють електроприймачі:

1) змінного струму промислової частоти;

2) змінного струму підвищеної або зниженої частоти;

3) постійного струму.

10.2. Графіки навантаження електроприймачів

Властивості електроприймачів, увімкнених у мережу, обумовлюють характер навантаження і її техніко-економічні показники, безпосередньо впливають на якість електроенергії. Наприклад, електроприймачі, що створюють нерівномірні по фазах навантаження, викликають несиметрію струму і напруги. Або електроприймачі з різкозмінним штовховим навантаженням створюють у мережах коливання напруги. Це викликає миготіння ламп, відмову від роботи електронної апаратури, погіршення роботи електродвигунів.

Для нормальної роботи мереж, поліпшення їх техніко-економічних показників приймаються різні технічні заходи.

Наприклад, роздільне живлення силових і освітлювальних електроприймачів.

Таким чином, особливості роботи електроприймачів повинні враховуватися при проектуванні, аналізі режимів, у експлуатації мереж.

Споживання електроенергії залежить від призначення електроприймача, режиму його роботи, часу роботи і багатьох інших факторів. Процес споживання електроенергії в часі відбивається графіками навантаження.

За видом фіксованого параметра розрізняють графіки:

- активної;
- реактивної;
- повної (уявної) потужності і струму електроприймача.

Графіки відображають зміну навантаження за певний період часу. За цією ознакою їх поділяють на:

- добові (24 год);
- сезонні;
- річні.

Фактичний графік навантаження електроприймача може бути одержаний за допомогою приладів, які фіксують зміну відповідного параметра в часі. Обриси добових графіків навантаження одного і того ж електроприймача змінюються залежно від того, розглядаються робоча доба або вихідні дні від пори року. На його обрис впливає і безліч випадкових факторів. Тому одним добовим графіком навантаження не можна охарактеризувати роботу електроприймача.

Для зручності розрахунків реально знятий графік замінюють ступінчастим. Зазвичай для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу в різні пори року і в різні дні тижня. Це графіки зимових і літніх діб для робочих днів, графік вихідного дня. Основним є зимовий графік робочого дня. Його максимальне навантаження беруть за 100 %, а ординати всіх інших графіків задають у відсотках саме від цього значення.

За графіками однотипних підприємств одержують типові графіки навантаження, які наводять у довідковій літературі.

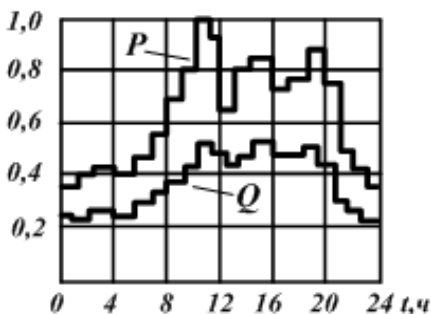


Рисунок 10.1 – Добовий графік навантаження

При відсутності графіків реактивної потужності, їх можна одержати з графіків активної потужності:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\max},$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ –

визначається за значенням $\cos \varphi_{\max}$, яке задається як вихідний параметр для кожного споживача.

При всіх відмінностях добових графіків вони мають загальні кількісні показники. До них можна віднести:

- найбільшу потужність $P_{\text{НБ}}$;
- найменшу потужність $P_{\text{НМ}}$;
- середню потужність $P_{\text{СЕР}}$

$$P_{\text{СЕР}} = \frac{\sum (P_i \Delta t_i)}{\sum \Delta t_i},$$

де P_i – величина потужності на i -й сходинці графіка навантаження;

Δt_i – тривалість цієї сходинки;

- середньоквадратичну потужність $P_{\text{СК}}$

$$P_{\text{СК}} = \sqrt{\frac{\sum (P_i^2 \Delta t_i)}{\sum \Delta t_i}},$$

– коефіцієнт заповнення графіка навантаження K_z – відношення середньоарифметичного (середнього) значення навантаження до найбільшого

$$K_3 = \frac{P_{\text{СЕР}}}{P_{\text{НБ}}};$$

– коефіцієнт форми графіка навантаження K_ϕ – відношення середньоквадратичного навантаження до середнього навантаження

$$K_\phi = \frac{P_{\text{СК}}}{P_{\text{СЕР}}};$$

– коефіцієнт нерівномірності графіка навантаження K_H – відношення найменшого значення ординати графіка навантаження споживача до найбільшого

$$K_H = \frac{P_{\text{НМ}}}{P_{\text{НБ}}}.$$

За добовим графіками навантаження будують річні графіки навантаження за тривалістю. Серед річних графіків навантаження найбільш широко використовують річні графіки за тривалістю (рис. 10.2)

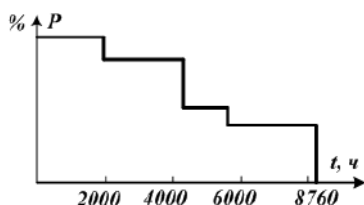


Рисунок 10.2 – Річний графік за тривалістю

У них усі значення навантаження розміщені в порядку спадання від P_{max} до P_{min} . Графік за тривалістю навантажень застосовують у розрахунках техніко-економічних показників

установки, розрахунках втрат електроенергії, при оцінюванні використання обладнання впродовж року.

Однією з важливих характеристик такого графіка є *час використання найбільшого навантаження* $T_{\text{НБ}}$. Це час, впродовж якого при передачі максимальної потужності споживач одержує ту саму кількість енергії, що і при передачі потужності за дійсним графіком навантаження впродовж року.

Величина $T_{\text{НБ}}$ може бути визначена за формулою

$$T_{HB} = \frac{P_{CER}}{P_{HB}} \cdot 8760.$$

За часом T_{HB} можна знайти енергію, спожиту споживачем за рік:

$$W = P_{HB} \cdot T_{HB}.$$

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, спожитої електроприймачем за рік:

$$W_{\Pi} = \sum P_i \cdot \Delta t_i,$$

де P_i – потужність i -ї сходинки графіка;

Δt_i – тривалість сходинки.

Середнє навантаження за рік дорівнює

$$P_{CER} W_{\Pi} = \frac{W_{\Pi}}{8760}.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюють *коефіцієнтом заповнення*:

$$k_{\text{зн}} = \frac{W_{\Pi}}{P_{\text{max}} \cdot 8760} = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}}.$$

Коефіцієнт заповнення графіка показує, у скільки разів спожита кількість електроенергії менша за ту кількість енергії, яку було б спожито, якби навантаження установки весь час було максимальним. Очевидно, чим рівномірнішим є графік, тим значення коефіцієнта заповнення ближче до одиниці.

10.3. Втрати потужності в елементах мережі

При передачі електроенергії від електричних станцій до споживачів у всіх ланках електричних мереж є втрати активної потужності та енергії. Ці втрати виникають у повітряних і кабельних лініях різних напруг, трансформаторах підвищувальних і понижувальних підстанцій, джерелах реактивної потужності.

У середньому втрати в мережах електроенергетичної системи становлять близько 10 % від електроенергії, що відпускається у мережу.

Втрати потужності та енергії залежать від багатьох факторів і режимних характеристик електричної мережі. Для їх зниження в електричних мережах застосовують різні заходи. Однак в будь-якому разі для оцінювання ефективності заходів щодо зниження втрат необхідно вміти правильно оцінювати самі втрати, тобто вміти їх розраховувати. Важливо також знати структуру втрат, щоб, наприклад, виявити основні їх «вогнища».

Експлуатація електричних мереж вимагає певних витрат. Експлуатаційні витрати значною мірою визначаються втратами електроенергії при її передачі. Як правило, вони тим менші, чим більше витрати на спорудження електричної мережі, які залежать від перерізів провідників ліній. Отже, величина втрат потужності та електроенергії важлива як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електричних мереж.

10.4. Втрати потужності в елементах електричних мереж

Втрати активної потужності у лініях найчастіше обумовлені активними опорами проводів і кабелів. У трифазовій лінії втрати потужності, що витрачаються на нагрівання провідників, визначають за виразом

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R_{\text{Л}} = 3(I_{\text{а}}^2 + I_{\text{р}}^2) R_{\text{Л}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{Л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{Л}} = \\ &= \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_{\text{Л}},\end{aligned}$$

де I , $I_{\text{а}}$, $I_{\text{р}}$ – повний, активний і реактивний струми в лінії;

S , P , Q – повна, активна і реактивна потужності в лінії;

U – лінійна напруга;

$R_{\text{Л}}$ – активний опір фази лінії;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження лінії.

Під час розрахунку втрат за величинами потужності і напруги лінії, останні повинні братися для однієї і тієї самої точки (за потужністю і напругою на початку або кінці лінії). Якщо напруга в точці, де задано навантаження лінії, невідома, то втрати потужності знаходять за номінальною напругою.

Втрати активної потужності в провідності ЛЕП обумовлені недосконалістю ізоляції. У повітряних ЛЕП – появою корони і дуже незначною мірою, витоком струму по ізоляторах. У кабельних ЛЕП – появою струму провідності та його абсорбції. Розраховують втрати за формулою:

$$\Delta P = U^2 G,$$

де U – лінійна напруга на початку або кінці ЛЕП;

G – активна провідність ЛЕП.

При проектуванні повітряних ЛЕП втрати потужності на корону прагнуть звести до нуля, вибираючи такий діаметр проводу, коли можливість виникнення корони практично відсутня.

Втрати реактивної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені індуктивними опорами проводів і кабелів. Реактивна потужність, що втрачається в трифазовій ЛЕП, розраховується аналогічно потужності, що втрачається в активних опорах:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= 3I^2 X_{\text{л}} = 3(I_{\text{а}}^2 + I_{\text{р}}^2) X_{\text{л}} = \\ &= \frac{S^2}{U^2} X_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{\text{л}} = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} X_{\text{л}}, \end{aligned}$$

де $X_{\text{л}}$ – індуктивний опір фази лінії.

Одночасно сама лінія є джерелом реактивної потужності у вигляді зарядної потужності

$$Q_b = U^2 B_{\text{л}} = U^2 b_0 l,$$

де b_0 – питома ємнісна провідність, см/км.

Зарядна потужність зменшує реактивне навантаження мережі і тим самим знижує втрати потужності в ній.

Запитання для самоперевірки

1. Чому в електричних мережах, обладнаних пристроями регулювання, достатньо представляти навантаження незмінною потужністю?
2. В яких розрахунках електричних систем і мереж таке врахування навантаження допустимо?
3. При аналізі режимів яких мереж допустимо моделювати електричні навантаження незмінним за величиною струмом?
4. Чим обумовлена похибка такої моделі навантажень?
5. Як визначити значення незмінних опорів і провідностей, що моделюють електричні навантаження?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 11

Тема. Втрати потужності та електроенергії в мережі й трансформаторах

План

1. Розрахунок втрат потужності в трансформаторах.
2. Втрати потужності в триобмотковому трансформаторі.

11.1. Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Втрати активної і реактивної потужності в трансформаторах та автотрансформаторах поділяють на втрати:

- у сталі;
- втрати в міді (навантажувальні втрати).

Втрати в сталі – це втрати в провідності трансформаторів. Вони залежать від прикладеної напруги.

Втрати активної потужності в сталі трансформаторів – це втрати на:

- перемагнічування;
- вихрові струми.

Визначаються втратами холостого ходу трансформатора, ΔP_x , які подані в його паспортних даних.

Втрати реактивної потужності в сталі визначаються за струмом холостого ходу трансформатора, значення якого у відсотках подані в його паспортних даних:

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{\text{ном}}.$$

Навантажувальні втрати – це втрати в опорах трансформаторів. Вони залежать від струму навантаження.

11.1.1. Втрати потужності в двообмотковому трансформаторі

Втрати активної потужності в активному опорі R_T визначають за виразом:

$$\Delta P = 3I^2 R_T = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R_T = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2,$$

а реактивної потужності в реактивному опорі X_T

$$\Delta Q = 3I^2 X_T = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} X_T = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{U_K U_{\text{ном}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{U_K S^2}{100 S_{\text{ном}}}.$$

У цьому разі, як і для ліній, значення потужності і напруги необхідно брати для однієї точки.

Сумарні активні та реактивні втрати з урахуванням втрат у провідності порівнюватимуть

$$\Delta P_T = \frac{S^2}{U^2} R_T + \Delta P_X,$$

$$\Delta Q_T = \frac{S^2}{U^2} X_T + \Delta Q_X.$$

Втрати потужності можуть бути визначені й просто за каталожними даними трансформатора і потужностями навантаження:

$$\Delta P_T = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_X,$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_K S^2}{100 S_{\text{ном}}} + \Delta Q_X.$$

Якщо на підстанції з сумарним навантаженням S працює паралельно n однакових трансформаторів, то їх еквівалентні опори в n разів менші, а провідності в n разів більші. Тоді

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_X + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2,$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

11.1.2. Втрати потужності в триобмотковому трансформаторі

У триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах по кожній обмотці передається різна потужність. Тому втрати потужності розраховують за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_T &= \frac{S_B^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{ТВ}} + \frac{S_C^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{ТС}} + \frac{S_H^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{ТН}} + \Delta P_X = \\ &= \Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_X, \\ \Delta Q_T &= \frac{S_B^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{ТВ}} + \frac{S_C^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{ТС}} + \frac{S_H^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{ТН}} + \Delta Q_X = \\ &= \frac{U_{\text{КВ}} S_B^2}{100 S_{\text{ном}}} + \frac{U_{\text{КС}} S_C^2}{100 S_{\text{ном}}} + \frac{U_{\text{КН}} S_H^2}{100 S_{\text{ном}}} + \Delta Q_X. \end{aligned} \right\}$$

Для n однакових триобмоткових трансформаторів (автотрансформаторів), що працюють паралельно, втрати потужності розраховуються за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= n \cdot \Delta P_X + \frac{1}{n} [\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{ном}}} \right)^2], \\ \Delta Q_T &= n \cdot \Delta Q_X + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{ном}}} (U_{\text{КВ}} \cdot S_B^2 + U_{\text{КС}} \cdot S_C^2 + U_{\text{КН}} \cdot S_H^2), \end{aligned}$$

де S_B, S_C, S_H – відповідно потужності, що проходять через обмотки вищого, середнього і нижчого напруг трансформатора.

Приклад 11.1

На підстанції встановлено два трансформатори *ТДН-16000/110*, що живлять споживачів з найбільшою потужністю 15 МВА. Визначити втрати потужності для випадків роботи одного трансформатора на підстанції і одночасної паралельної роботи двох трансформаторів.

Розв'язання

Знаходимо каталожні дані трансформатора:

$$U_K = 10,5 \%; \Delta P_K = 85 \text{ кВт}; \Delta P_X = 19 \text{ кВт}; I_X = 0,7 \%.$$

При роботі одного трансформатора з навантаженням $S = 15 \text{ МВА}$ втрати потужності знайдемо за формулами:

$$\Delta P_T = 85 \left(\frac{15}{16} \right)^2 + 19 = 74,7 + 19 = 93,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \left(\frac{10,5 \cdot 15^2}{100 \cdot 16} + \frac{0,7 \cdot 16}{100} \right) 10^3 = 1477 + 112 = 1589 \text{ кВАр}.$$

При паралельній роботі обох трансформаторів на загальне навантаження втрати потужності визначимо за формулами:

$$\Delta P_T = \frac{85}{2} \left(\frac{15}{16} \right)^2 + 2 \cdot 19 = 37,35 + 38 = 75,35 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \left(\frac{10,5 \cdot 15^2}{2 \cdot 100 \cdot 16} + 2 \frac{0,7 \cdot 16}{100} \right) 10^3 = 738,5 + 224 = 962,5 \text{ кВАр}.$$

Як бачимо, під час розгляду навантаження у разі паралельної роботи обох трансформаторів втрати активної і реактивної потужностей зменшуються. Це пов'язано з тим, що при переході від одного трансформатора до двох втрати потужності в обмотках трансформаторів знижуються більшою мірою, ніж відбувається збільшення втрат холостого ходу.

11.2. Методи визначення втрат електроенергії

Усі відомі методи розрахунку втрат електроенергії засновані на різних прийомах переходу від величини втрат потужності до величини втрат енергії за розрахунковий період.

Ці прийоми визначають похибка методів і обмежують область їх використання. Зауважимо, що на стадіях проектування та експлуатації електричних мереж до точності визначення втрат електроенергії ставлять різні вимоги. Так, при проектуванні, коли вихідна інформація, що впливає на втрати енергії, може бути задана наближено, до точності методів визначення втрат електроенергії не ставлять вищі вимоги.

В умовах експлуатації як самостійної, часто розглядається задача зниження втрат електроенергії. Звичайно вона не може бути розв'язана без розрахунку втрат електроенергії, до якого тут ставлять більш високі вимоги, ніж при проектуванні.

Найбільше застосування знайшли детерміновані методи розрахунку, за якими на підставі обраного характерного режиму визначають втрати потужності, які вважаються незмінними впродовж розрахункового періоду.

Метод розрахунку втрат електроенергії за графіком навантажень ліній або трансформаторів, відомий також як метод *графічного інтегрування*, є найбільш точним методом.

Тут графік навантаження подано ступінчастим (рис. 11.1). Для кожного ступеня з координатами P_i і Q_i визначають втрати потужності ΔP_i . Помноживши втрати потужності для даного режиму з потужністю S_i на тривалість цього режиму Δt_i , знаходимо втрати електроенергії за проміжок часу Δt_i :

$$\Delta W_i = \Delta P_i \Delta t_i .$$

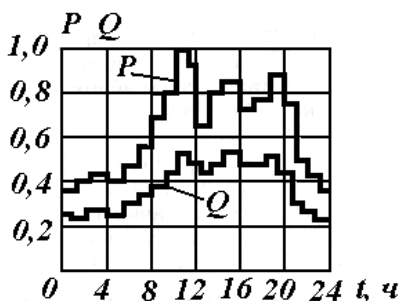


Рисунок 11.1 – Добовий графік навантаження

Аналогічно розраховуємо втрати електроенергії для решти режимів. Після підрахунку втрат у кожному режимі визначаємо сумарні втрати за розрахунковий період:

$$\Delta W = \sum \Delta W_i = \sum \Delta P_i \Delta t_i.$$

Втрати потужності на кожному ступені графіка в лініях і трансформаторах можна знайти за формулами:

$$\Delta P_{ли} = \left(\frac{S_i}{U_{ном}} \right)^2 R_{л},$$

$$\Delta P_{Ti} = \left(\frac{S_i}{U_{ном}} \right)^2 R_T + \Delta P_X = \Delta P_K \left(\frac{S_i}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_X.$$

Цей метод має високу точність. Однак він вимагає великої достовірної вихідної інформації про навантаження, відсутність якої ускладнює його практичне використання. До того ж розрахунок за нього досить трудомісткий, так як число ступенів у графіку може бути великим.

Значно простіше метод розрахунку втрат електроенергії за часом найбільших втрат. Тут як характерне вибирають режим, в якому втрати потужності найбільші $\Delta P_{НБ}$, що відповідає передачі електричною мережею найбільшого навантаження $S_{НБ}$. Помноживши $\Delta P_{НБ}$ на час найбільших втрат, одержуємо втрати електроенергії для проміжку часу, за який визначено:

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \tau.$$

Час найбільших втрат – час, упродовж якого при передачі найбільшого навантаження в мережі відбудуться ті самі втрати електроенергії, що і при роботі за дійсним графіком

навантаження. Найчастіше цей метод використовують для розрахункового періоду, що дорівнює 1-му року. Для типових річних графіків навантаження час найбільших втрат визначають за такою емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} 10^{-4})^2 8760,$$

де $T_{\text{нб}}$ – час використання найбільшого навантаження.

Для різних видів навантаження $T_{\text{нб}}$, год, може бути таким:

- освітлювально-побутовий – 1 350 – 3 400;
- однозмінних підприємств – 2 000 – 3 000;
- двозмінних підприємств – 3 000 – 4 500;
- ризмінних підприємств – 4 500 – 8 000.

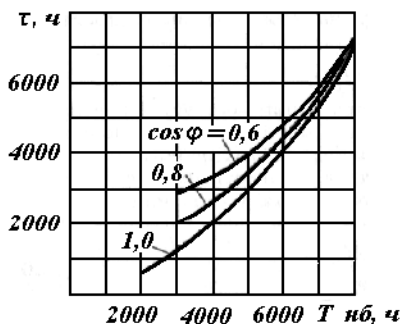


Рисунок 11.2 – Залежності від $T_{\text{нб}}$ і $\cos \varphi$

Величину також можна знайти за залежностями

$\tau = f(T_{\text{нб}} \cos \varphi)$, поданими на рис. 11.2.

При визначенні для розрахункових періодів T , менших року, доцільно використовувати формулу

$$\tau = 2T_{\text{нб}} - T + \frac{T - T_{\text{нб}}}{1 + \frac{T_{\text{нб}}}{2} - \frac{2P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}\right)^2.$$

Знаючи річну кількість енергії W , передану споживачеві по лінії або трансформатору, та їх найбільше активне навантаження $P_{\text{нб}}$, можна визначити час використання найбільшого навантаження:

$$T_{\text{нб}} = \frac{W}{P_{\text{нб}}}.$$

Відповідно до цього методу втрати електроенергії в лінії і трансформаторі за час T дорівнюватимуть:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 R_{\text{Л}} \tau + \Delta P_{\text{кор}} T,$$

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{К}} \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau + \Delta P_{\text{Х}} T.$$

Метод часу найбільших втрат має великі похибки і частіше використовується для розрахунку втрат на стадії проектування.

Розрахунок втрат електроенергії може бути виконаний також за методом середньоквадратичного струму $I_{\text{СК}}$. Тут втрати електроенергії в лінії і трансформаторі за час T знаходять за формулами:

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3I_{\text{СК}}^2 R_{\text{Л}} \tau + \Delta P_{\text{кор}} T,$$

$$\Delta W_{\text{T}} = 3I_{\text{СК}}^2 R_{\text{T}} \tau + \Delta P_{\text{Х}} T.$$

Середньоквадратичним називається такий незмінний струм, який, проходячи по електричній мережі впродовж часу T , викликає в ній такі самі втрати електроенергії, що і дійсний струм відповідно до графіка навантаження за той самий час.

При знаходженні $I_{\text{СК}}$ використовують ряд підходів:

- за добовим графіком навантаження

$$I_{\text{СК}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} I_i^2}{24}};$$

- за середнім струмом

$$I_{\text{СК}} = K_{\phi} \cdot I_{\text{СЕР}},$$

де K_{ϕ} – коефіцієнт форми, що береться для мереж 10–110 кВ, що дорівнює 1,05–1,15:

$$I_{\text{СР}} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3} U_{\text{СЕР}} T},$$

де W_P і W_Q – активна і реактивна енергії, що передаються мережею за час T ;

– за найбільшим струмом

$$I_{CK} = I_{HB} (0,124 + T_{HB} \cdot 10^{-4}).$$

Найбільший струм можна визначити за переданою впродовж року активної W_P і реактивної W_Q енергії і часу використання найбільшого навантаження T_{HB} , застосовуючи вираз

$$I_{HB} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3} U_{CP} T_{HB}}.$$

Приклад 11.2

Знайти річні втрати електроенергії у трансформаторі типу *ТМТН-6300/110*, якщо найбільше навантаження з боку *СН* становить, $P_{HB2} = 3000$ кВт за коефіцієнтом потужності $\cos_2 = 0,9$ і тривалості використання найбільшого навантаження $T_{HB2} = 4800$ год, а з боку *НН* – $P_{HB3} = 2\,000$ кВт при $\cos_3 = 0,9$ і $T_{HB3} = 3\,600$ год.

Розв'язання

Відповідно до схеми заміщення триобмоткового трансформатора втрати електроенергії в ньому складаються з втрат в опорах кожної обмотки і втрат холостого ходу. Знайдемо їх методом часу найбільших втрат.

Із каталожних характеристик трансформатора маємо $\Delta P_K = 58$ кВт; $\Delta P_X = 14$ кВт. Отже, втрати короткого замикання в обмотках *ВН*, *СН* і *НН* однакові та становлять $\Delta P_{K1} = \Delta P_{K2} = \Delta P_{K3} = 0,5 \Delta P_K = 29$ кВт.

Для обмотки *НН* час використання найбільшого навантаження одного T_{HB3} і, отже, час найбільших втрат для неї

$$\begin{aligned}\tau_3 &= (0,124 + T_{HB3} 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 0,3600)^2 \cdot 8760 = 2052 \text{ год.}\end{aligned}$$

Знаходимо втрати електроенергії в обмотці *HH*

$$\begin{aligned}\Delta W_3 &= \Delta P_{K3} \left(\frac{S_{HB3}}{S_H} \right)^2 \tau_3 = \\ &= 29 \left(\frac{2000}{0,9 \cdot 6300} \right)^2 \cdot 2052 = 7404 \text{ кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

Аналогічно знаходимо втрати електроенергії в обмотці *CH*:

$$\begin{aligned}\tau_2 &= (0,124 + T_{HB2} 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,48)^2 \cdot 8760 = \\ &= 3196 \text{ год,}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_2 &= \Delta P_{K2} \left(\frac{S_{HB2}}{S_H} \right)^2 \tau_2 = 29 \left(\frac{3000}{0,9 \cdot 6300} \right)^2 \cdot 3196 = \\ &= 25947 \text{ кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

Якщо знехтувати втратами потужності в обмотках *CH* і *HH* трансформатора, то обмоткою *ВН* передається потужність така, що дорівнює

$$S_{HB1} = \frac{P_{HB2} + P_{HB3}}{\cos \varphi} = \frac{3000 + 2000}{0,9} = 5556 \text{ кВА.}$$

Визначити час використання найбільшого навантаження цієї обмотки

$$\begin{aligned}T_{HB1} &= \frac{P_{HB2} \cdot T_{HB2} + P_{HB3} \cdot T_{HB3}}{P_{HB2} + P_{HB3}} = \\ &= \frac{3000 \cdot 4800 + 2000 \cdot 3600}{3000 + 2000} = 4320 \text{ год.}\end{aligned}$$

Час найбільших втрат обмотки *ВН*

$$\begin{aligned}\tau_1 &= (0,124 + T_{HB1} 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,432)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2708 \text{ год.}\end{aligned}$$

Втрати електроенергії в обмотці *BH*:

$$\Delta W_1 = 29 \left(\frac{5556}{6300} \right)^2 \cdot 2708 = 61079 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

І, нарешті, знаходимо втрати в усьому трансформаторі:

$$\Delta W_T = \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3 + \Delta P_X \cdot T =$$

$$= 61079 + 25947 + 7404 + 14 \cdot 8760 = 217070 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Видно, що більше половини втрат електроенергії складають втрати холостого ходу.

Запитання для самоперевірки

1. Які втрати відбуваються у трансформаторах?
2. У чому полягає суть методу характерних добових режимів?
3. Яку добу беруть як характерну?
4. Як визначають навантажувальні втрати електроенергії за методом середніх навантажень?
5. Якими способами можна визначити середні навантаження мережі?
6. Що враховує коефіцієнт форми графіка навантаження?
7. Що таке середньоквадратичний струм і середньоквадратична потужність?
8. Які є зв'язки між середньоквадратичним струмом і параметрами графіків навантаження?
9. Як визначають втрати електроенергії методом середньоквадратичних параметрів?
10. У чому полягає суть методу часу найбільших втрат?
11. Що розуміють під часом найбільших втрат і від чого він залежить?
12. Як визначають втрати електроенергії за методом часу найбільших втрат?
13. Чи будуть відбуватися втрати активної потужності та енергії в лінії при передачі по ній лише реактивної потужності?
14. Яким може бути річне найбільше значення часу використання найбільшого навантаження і найбільше значення часу найбільших втрат?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

Лекція 12

Тема. Розрахунок режиму лінії електропередачі

План

- 1. Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж.**
- 2. Залежності між напругами і потужностями початку і кінця ланки електричної мережі.**
- 3. Розрахунок режиму лінії електропередачі.**

12.1. Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж

У розрахунках кожен елемент схеми мережі подають і враховують у вигляді обраної схеми заміщення. При електричних розрахунках ставлять дві основні вимоги:

1) визначення напруг у всіх вузлах мережі, у результаті цього можуть бути зроблені висновки про можливість роботи споживачів з одержаними напругами;

2) обчислення потоків потужності (струмів) на окремих ділянках мережі, що дозволить оцінити допустимість таких потоків (струмів) за умовою нагрівання проводів ліній і жил кабелів.

Електричні розрахунки виконують перш за все:

- для крайніх нормальних режимів найбільших і найменших завантажень,
- для післяаварійних режимів, у яких у результаті аварії вимкнений той чи інший елемент мережі.

Іноді потрібно проводити розрахунки також для ремонтних режимів у випадках виконання ремонтів на лініях або трансформаторах. Результати електричних розрахунків можуть використовуватися для:

- здійснення необхідних заходів регулювання напруги;
- оцінювання;
- аналізу втрат потужності та електроенергії;
- вибору заходів щодо їх зниження та ін.

Для виконання розрахунків потрібна вихідна інформація про параметри схеми мережі і про параметри режиму.

До параметрів схеми відносять параметри ліній і трансформаторів.

До параметрів режиму відносять інформацію про навантаження споживачів у вузлах мережі та про джерела енергії.

Основним методом розрахунку режимів електричних мереж є метод послідовних наближень – **ітераційний метод**. Він полягає у тому, що на початку розрахунку задають першим наближенням напруг у вузлах (нульова ітерація). Як правило, за нульову ітерацію вважають припущення про те, що напруги в усіх вузлах схеми однакові між собою і дорівнюють номінальному значенню мережі. За взятим значенням напруги і заданої потужності споживачів можна розрахувати значення параметрів режиму, зокрема, й значення напруги у вузлах мережі. Ці значення напруги будуть другим наближенням (першою ітерацією). Розрахунок повторюють до того часу, поки результати наступних наближень не відрізнятимуться один від одного із заданою точністю.

Найчастіше достатньо 1–2 ітерацій. Якщо ж вирішують завдання оптимізації режиму, пов'язані з втратами потужності, то потрібно багато ітерацій.

12.2. Залежності між напругами і потужностями початку й кінця ланки електричної мережі

Під **ланкою електричної мережі** необхідно розуміти ділянку її схеми заміщення, наприклад лінії електропередачі

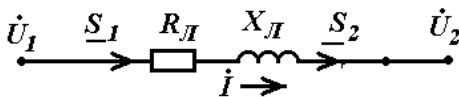


Рисунок 12.1 – Схема заміщення ланки електричної мережі лінії електропередач

або трансформатора (рис. 12.1). Розглянемо найбільш характерні для практики випадки розрахунку.

Перший випадок

Відомі потужність і напруга в кінці ланки:

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = \text{const},$$

$$\dot{U}_2 = \text{const}.$$

Потрібно визначити потужність S_1 і напругу U_1 на початку ланки. Цей випадок зустрічається на практиці тоді, коли, наприклад, задане навантаження споживача, і потрібно знайти напругу джерела живлення, за якого буде забезпечена необхідна напруга у споживача. Тут і далі розрахунок будемо вести в лінійних напругах. Поєднуючи вектор напруги U_2 з суттєвою віссю, запишемо

$$\dot{U}_1 = U_2 + \sqrt{3} \dot{I} Z_L.$$

Запишемо вираз для повної потужності

$$\dot{S}_2^* = P_2 - jQ_2 = \sqrt{3} U_2 \dot{I}.$$

Виразимо струм

$$\dot{I} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} U_2}.$$

Підставами вираз для струму в рівняння для напруги

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \frac{P_2 - jQ_2}{U_2} (R_L + jX_L) = \\ &= U_2 + \frac{P_2 R_L + jP_2 X_L - jQ_2 R_L + jQ_2 X_L}{U_2}. \end{aligned}$$

Після перетворень одержимо

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R_L + Q_2 X_L}{U_2} + j \frac{P_2 X_L - Q_2 R_L}{U_2},$$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2,$$

де поздовжня складова падіння напруги, яка обчислена за даними кінця ланки, дорівнює

$$\Delta U_2 = \frac{P_2 R_L + Q_2 X_L}{U_2},$$

а поперечна складова падіння напруги дорівнює

$$\delta U_2 = \frac{P_2 X_L - Q_2 R_L}{U_2}.$$

Модуль напруги на початку ланки

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2}.$$

Втрати потужності визначимо за даними кінця ланки:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_2 &= 3 \underline{I}^2 \underline{Z} = \frac{S_2^2}{U_2^2} (R_L + jX_L) = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_L + j \frac{S_2^2}{U_2^2} X_L = \\ &= \Delta P_2 + j \Delta Q_2. \end{aligned}$$

Другий випадок

Відомі потужність і напруга на початку ланки:

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \text{const},$$

$$U_1 = \text{const}.$$

Потрібно визначити потужність S_2 і напругу U_2 у кінці ланки. На практиці цей випадок можливий тоді, коли виникає необхідність передачі заданої потужності джерела (електростанції) при фіксованій напрузі на його шинах у центр споживання. При цьому необхідно з'ясувати, якою буде напруга у споживачів.

Поеднуючи вектор напруги U_1 з речовою віссю, можна записати

$$\dot{U}_2 = U_1 - \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z}.$$

Значення струму обчислимо за формулою

$$\dot{I}_1 = \frac{\underline{S}_1^*}{\sqrt{3} U_1} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} U_1}.$$

Тоді

$$U_2^* = U_1 - \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} (R_L + jX_L).$$

Розкривши дужки, одержимо

$$U_2^* = U_1 - \frac{P_1 R_L + Q_1 X_L}{U_1} - j \frac{P_1 X_L - Q_1 R_L}{U_1},$$

або

$$U_2^* = U_1 - \Delta U_1 - j\delta U_1.$$

Тут поздовжня і поперечна складові спаду напруги визначають за даними початку ланки:

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_L + Q_1 X_L}{U_1}, \quad \delta U_1 = \frac{P_1 X_L - Q_1 R_L}{U_1}.$$

Модуль напруги у кінці ланки

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 + (\delta U_1)^2}.$$

Потужність у кінці ланки

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_1 = P_2 + jQ_2 = P_1 + jQ_1 - \Delta P_1 - j\Delta Q_1.$$

Втрати потужності, виражені через параметри початку ланки:

$$\Delta \underline{S}_1 = 3I^2 \underline{Z}_L = \frac{S_1^2}{U_1^2} (R_L + jX_L) = \frac{S_1^2}{U_1^2} R_L + j \frac{S_1^2}{U_1^2} X_L.$$

Тремій випадок

Відомі потужність у кінці ланки $S_2 = \text{const}$ і напруга на початку $U_1 = \text{const}$. Потрібно знайти потужність на початку ланки S_1 і напругу в кінці U_2 . Цей випадок найбільш типовий, так як зазвичай відома напруга на шинах джерела живлення (електростанції, що знижує підстанції), від якого відходять лінії із заданими навантаженнями споживачів у кінці.

Тут відразу обчислити напругу U_2 неможливо, оскільки потужність на початку ланки невідома. Тому розрахунок ведуть методом послідовних наближень. Задають початкове

наближення напруги $U_2 = U_2^{(0)}$. Якщо немає ніяких міркувань щодо вибору величини $U_2^{(0)}$, то її беруть такою, що дорівнює номінальній напрузі мережі. Тоді, знаючи U_2 , можна знайти перше наближення потужності на початку ланки:

$$\underline{S}_1^{(1)} = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_2^{(1)} + j\Delta Q_2^{(1)},$$

де втрати потужності визначають як

$$\Delta P_2^{(1)} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^{(0)2}} R, \quad \Delta Q_2^{(1)} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^{(0)2}} X.$$

Тепер можна знайти перше наближення напруги

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_1^{(1)}R + Q_1^{(1)}X}{U_1} - j \frac{P_1^{(1)} - Q_1^{(1)}R}{U_1},$$

модуль якого підставляють у формули для обчислення втрат потужності і знову знаходять потужність на початку ланки (друге наближення).

Розрахунок закінчують у тому разі, якщо різниця між модулями напруг U_2 i -го і $(i-1)$ -го наближень не більша заданої точності розрахунку:

$$|U_2^{(i)} - U_2^{(i-1)}| \leq \varepsilon.$$

При розрахунках без застосування ЕОМ зазвичай обмежуються розрахунком першого наближення напруги $U_2^{(1)}$ і потужності $S_1^{(1)}$.

12.3. Розрахунок режиму лінії електропередачі

Використовуючи залежності, описані вище для ланки електричної мережі, розглянемо процедуру електричних розрахунків лінії електропередачі.

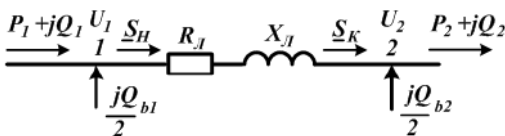


Рисунок 12.2 – Схема заміщення

Розглянемо спочатку перший випадок, коли відома потужність навантаження в кінці лінії

лінії електропередач

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = \text{const} \text{ і}$$

напруга в кінці лінії $\dot{U}_2 = \text{const}$. За напругою U_2 обчислимо Q_{b2} :

$$Q_{b2} = U_2^2 B_L.$$

Потужність у кінці лінії згідно першого закону Кірхгофа

$$\underline{S}_K = P_2 + jQ_2 - \frac{jQ_{b2}}{2} = P_K + jQ_K.$$

Знайдемо потужність на початку ділянки

$$\begin{aligned} \underline{S}_H &= \underline{S}_K + \Delta S_L = P_K + jQ_K + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} Z_L = \\ &= P_K + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} R_L + j(Q_K + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} X_L) = \\ &= P_H + jQ_H. \end{aligned}$$

Знайдемо напругу \dot{U}_1 на початку лінії

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \frac{P_K R_L + Q_K X_L}{U_2} + j \frac{P_K X_L - Q_K R_L}{U_2} = \\ &= U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2. \end{aligned}$$

Визначимо модуль напруги на початку лінії

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2}.$$

За напругою U_1 обчислимо Q_{b1} :

$$Q_{b1} = U_1^2 B_L.$$

Потужність на початку лінії $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$ дорівнює

$$\underline{S}_1 = P_H + jQ_H - \frac{jQ_{b1}}{2} = P_1 + jQ_1.$$

Тепер розглянемо другий випадок, коли відома потужність, що подається джерелом живлення

$$\underline{S}_1 = \underline{P}_1 + j\underline{Q}_1 = \text{const}, \text{ і напруга на початку лінії } \dot{U}_1 = \text{const}.$$

За заданою напругою U_1 знайдемо Q_{b1} .

Тоді потік потужності на початку ділянки лінії

$$\underline{S}_H = \underline{P}_H + j\underline{Q}_H = \underline{P}_1 + j\underline{Q}_1 + j\frac{Q_{b1}}{2}.$$

Потік потужності в кінці ділянки лінії

$$\begin{aligned}\underline{S}_K &= \underline{P}_H + j\underline{Q}_H - \Delta \underline{S}_L = \\ &= \underline{P}_H + j\underline{Q}_H - \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_1^2} (R_L + jX_L) = \underline{P}_K + j\underline{Q}_K.\end{aligned}$$

Напруга в кінці лінії \dot{U}_2 :

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= U_1 - \frac{P_H R_L + Q_H X_L}{U_1} - j \frac{P_H X_L - Q_H R_L}{U_1} = \\ &= U_1 - \Delta U_1 - j\delta U_1.\end{aligned}$$

Визначимо модуль напруги в кінці лінії

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 + (\delta U_1)^2}.$$

За напругою U_2 знайдемо Q_{b2} :

$$Q_{b2} = U_2^2 B_L.$$

Потужність у кінці лінії

$$\begin{aligned}\underline{S}_2 &= \underline{P}_2 + j\underline{Q}_2, \\ \underline{S}_2 &= \underline{P}_K + j\underline{Q}_K + j\frac{Q_{b2}}{2} = \underline{P}_1 + j\underline{Q}_1 + j\frac{Q_{b1}}{2} = \\ &= \underline{P}_2 + j\underline{Q}_2.\end{aligned}$$

У третьому випадку, коли задана потужність навантаження

$\underline{S}_H = \underline{P}_H + j\underline{Q}_H = \text{const}$ і напруга на початку лінії \dot{U}_1 , процедуру розрахунку здійснюють методом послідовних наближень, яка полягає у такому.

Задаються початковим наближенням $U_2^{(0)}$.

Знайдемо перше наближення

$$\Delta Q_{b2}^{(1)} = U_2^{(1)} B_L.$$

Визначимо потужність у кінці лінії:

$$\underline{S}_K^{(1)} = P_K^{(1)} + jQ_K^{(1)} = P_2 + jQ_2 - \frac{jQ_{b2}^{(1)}}{2}.$$

Знайдемо $S_H^{(1)}$ і $U_1^{(1)}$ на початку ділянки лінії.

Порівняємо знайдене значення $U_1^{(1)}$ із заданим \dot{U}_1 . У разі відхилення напруги на початку лінії від заданого, беремо $U_2^{(2)}$ у другому наближенні.

Описану процедуру повторюємо до того часу, поки не досягнемо заданої точності розрахунку \dot{U}_1 . Остаточному значенню \dot{U}_1 після n -го наближення буде відповідати певна потужність на початку лінії:

$$\underline{S}_H^{(n)} = P_H^{(n)} + jQ_H^{(n)}.$$

Тоді, обчисливши Q_{b1} , знайдемо потужність джерела живлення:

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_H^{(n)} + jQ_H^{(n)} - \frac{jQ_{b1}}{2}.$$

Приклад 12.1

Потрібно виконати електричний розрахунок лінії електропередачі номінальною напругою $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$, довжиною $l = 200 \text{ км}$, виконаної маркою проводу АС 2 ⚡240/32, якщо відома потужність навантаження і напруга в кінці лінії $\underline{S}_H = 300 + j100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_2 = 325 \text{ кВ}$ (див. рис. 5.9).

Питомі параметри дорівнюють: $r_0 = 0,06 \text{ Ом / км}$;
 $x_0 = 0,33 \text{ Ом / км}$; $b_0 = 3,4 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}$.

Активну провідність лінії врахувати у вигляді втрат потужності на корону, взявши їх $\Delta P_{k0} = 0,005 \text{ МВт / км}$.

Розв'язання

Поздовжні елементи схеми заміщення для лінії з заданими параметрами були обчислені у прикладі 5.1 і становлять: $R = 12 \text{ Ом}$; $X = 66 \text{ Ом}$.

Реактивна провідність $B = 3,410^{-6} \cdot 10 \cdot 6,8 = 200^{-4} \text{ См}$.
 Повні втрати потужності на корону $\Delta P_k = 0,0051 = 200 \text{ МВт}$.

Візьмемо (див. рис. 5.9):

$$\Delta P_{K2} = P_{K1} = \frac{\Delta P_K}{2} = \frac{1,0}{2} = 0,5 \text{ МВт}.$$

За формулою обчислимо частину зарядної потужності, що під'єднується у кінці лінії:

$$Q_{b2} = 325^2 \frac{6,8 \cdot 10^{-4}}{2} = 35,9 \text{ МВАр}.$$

За формулою (5.32) знаходимо

$$\begin{aligned} \underline{S}_2 &= 300 + j100 + 0,5 - j35,9 = \\ &= 300,5 + j64,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Знайдемо напругу на початку лінії за формулами (5.12) і (5.16):

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= 325 + \frac{300,5 \cdot 12 + 64,1 \cdot 66}{325} + j \frac{300,5 \cdot 66 - 64,1 \cdot 12}{325} = \\ &= 325 + 24,1 + j58,7, \\ U_1 &= \sqrt{(325 + 24,1)^2 + 58,7^2} = 354 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії визначимо за формулами (5.17) і (5.18):

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= 300,5 + j64,1 + \frac{300,5^2 + 64,1^2}{325^2} 12 + j \frac{300,5^2 + 64,1^2}{325^2} 66 = \\ &= 311,2 + j123,1 \text{ MB} \cdot \text{A}. \end{aligned}$$

За формулою (5.34) обчислимо частину зарядної потужності, яка під'єднується на початку лінії:

$$Q_{b1} = 354^2 \frac{6,8 \cdot 10^{-4}}{2} = 42,6 \text{ MВАр}.$$

Тоді потужність, що подається в лінію джерелом живлення:

$$\underline{S}_{\Pi} = 311,2 + j123,1 + 0,5 - j42,6 = 311,7 + j80,5 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Запитання для самоперевірки

1. Які параметри електричного режиму пов'язують потужності і напруги по кінцях електропередачі?
2. Запишіть вираз струму ланки за даними його початку і кінця?
3. В якому випадку струм ланки буде визначено точно?
4. Як записати вираз для втрат потужності і падіння напруги на ділянці мережі через струм і потужність за даними на початку і в кінці лінії електропередачі?
5. Які характерні випадки розрахунку електричного режиму лінії?
6. Коли розрахунок виконується методом послідовних наближень?
7. В якому разі розрахунок завершується за один етап?
8. З яких етапів складається ітераційний алгоритм розрахунку ділянки (ланки) мережі за заданою потужністю приймального кінця?
9. Як записують основні розрахункові вирази алгоритму?
10. У чому полягає точний (прямий) алгоритм розрахунку електричного режиму ділянки мережі?

11. Коли розрахунок режиму лінії виконують у два етапи і що аналізують на кожному етапі?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. Т. 1. Электроснабжение / под общ. ред. А. А. Федорова. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

Лекція 13

Тема. Розрахунок режиму електричної мережі з трансформаторами

План

1. Урахування двообмоткового трансформатора при розрахунку нерозгалуженої електричної мережі.
2. Розрахунок розімкненої електричної мережі з триобмотковим трансформатором.

13.1. Урахування двообмоткового трансформатора при розрахунку нерозгалуженої електричної мережі

Нехай задана однолінійна розімкнена електрична мережа, наведена на рисунку 13.1.

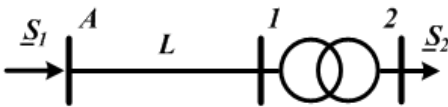


Рисунок 13.1. – Однолінійна схема

Відомі напруга джерела \dot{U}_A , потужність навантаження \underline{S}_2 ,

параметри лінії і трансформатора. Потрібно знайти потужність джерела і напругу навантаження. Складемо схему заміщення (рис. 13.2).

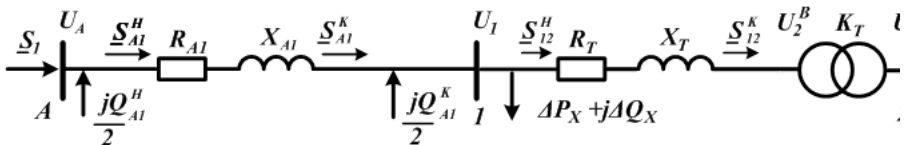


Рисунок 13.2 – Схема заміщення

Знайдемо потужність у кінці ділянки 1–2

$$\underline{S}_{12}^K = P_{12}^K + jQ_{12}^K = P_2 + jQ_2.$$

Тоді потужність на початку ділянки 1–2 дорівнюватиме

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^H &= P_{12}^H + jQ_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta S_{12} = \\ &= P_{12}^K + jQ_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_T + jX_T). \end{aligned}$$

Знайдемо напругу першого вузла

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \frac{P_{12}^K R_T + Q_{12}^K X_T}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^K X_T - Q_{12}^K R_T}{U_2}\right)^2}.$$

За напругою U_1 знайдемо Q_{A1} :

$$Q_{A1} = U_1^2 B_{A1}.$$

Визначимо потужність у кінці ділянки А–1, використовуючи перший закон Кірхгофа

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{P}_{A1}^H + j\underline{Q}_{A1}^H = \underline{S}_{12}^H + \Delta P_X + j\Delta Q_X - j\frac{Q_{A1}}{2}.$$

Тоді потужність на початку ділянки А–1 буде дорівнювати

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A1}^H &= \underline{P}_{A1}^H + j\underline{Q}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = \\ &= \underline{P}_{A1}^K + j\underline{Q}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} (\underline{R}_{A1} + j\underline{X}_{A1}).\end{aligned}$$

Знайдемо напругу вузла А:

$$U_A = \sqrt{\left(U_1 + \frac{P_{A1}^K R_{A1} + Q_{A1}^K X_{A1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^K X_{A1} - Q_{A1}^K R_{A1}}{U_1}\right)^2}.$$

Порівнюють знайдене значення напруги вузла А із заданим значенням, при необхідності проводять уточнюючі розрахунки.

13.2. Розрахунок розімкненої електричної мережі з триобмотковим трансформатором

Нехай задано схему мережі (рис. 13.3), що містить дволанцюгову і одноланцюгову лінії, підстанції з двообмотковими й триобмотковими трансформаторами. Відомі навантаження на вторинних сторонах трансформаторів \underline{S}_4 , \underline{S}_5 , \underline{S}_6 і номінальну напругу мережі 123 $U_{\text{ном}}$.

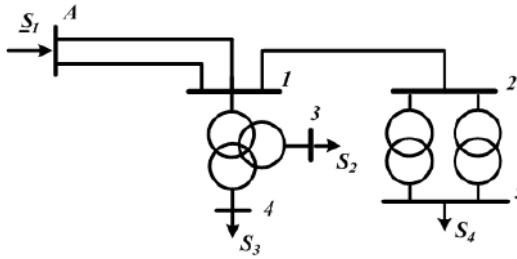


Рисунок 13.3 – Початкова схема з триобмотковим трансформатором

Складемо схему заміщення (рис. 13.4) електричної мережі.

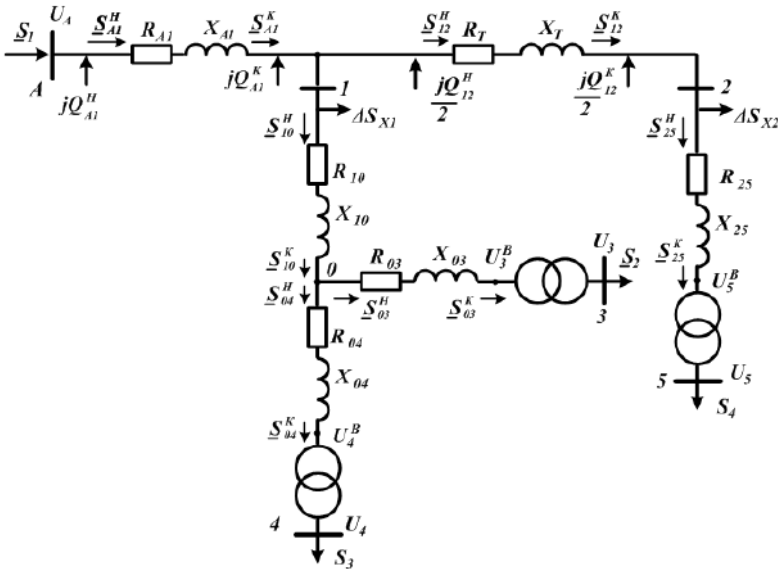


Рисунок 13.4 – Схема заміщення з триобмотковим трансформатором

Розглянемо послідовність обчислень розрахункових навантажень підстанцій для схеми заміщення за рис. 13.4. Почнемо з підстанції з двома паралельно працюючими трансформаторами.

Знайдемо потужність в кінці ділянки 2–5:

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_4.$$

Тоді потужність на початку ділянки 2–5 можна визначити за формулою

$$\underline{S}_{25}^H = \underline{S}_{25}^K + \Delta \underline{S}_{25} = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_{25} + jX_{25}),$$

$$\text{де } R_{25} = \frac{R_{T2}}{2}, \quad X_{25} = \frac{X_{T2}}{2}.$$

Знайдемо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{(U_4 + \frac{P_{25}^K R_{25} + Q_{25}^K X_{25}}{U_4})^2 + (\frac{P_{25}^K X_{25} - Q_{25}^K R_{25}}{U_4})^2}.$$

Визначимо зарядну потужність у кінці ділянки 2–5:

$$Q_{12}^K = U_2^2 B_{12} = U_2^2 b_{012} l_{12}.$$

Потужність у кінці ділянки 2–5 знайдемо за першим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^K &= \underline{S}_{25}^H + \Delta \underline{S}_{X2} - j \frac{Q_{12}^K}{2} = \\ &= P_{25}^H + \Delta P_{X2} + j(Q_{25}^H + \Delta Q_{X2} - \frac{Q_{12}^K}{2}), \end{aligned}$$

$$\text{де } \Delta \underline{S}_{X2} = 2 \Delta \underline{S}_{XT2}.$$

Потужність на початку ділянки лінії 1–2 визначається за формулою

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12}).$$

Визначаємо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2})^2 + (\frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2})^2}.$$

Знаходимо зарядні потужності на початку ділянки 1–2 і в кінці ділянки А – 1:

$$Q_{12}^H = U_1^2 B_{12}, \quad Q_{A1}^K = U_1^2 B_{A1}.$$

Візьмемо потужність у кінці ділянки 0–4 такою, що дорівнює потужності навантаження третього вузла

$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_3.$$

Визначається потужність на початку ділянки 0–4 з урахуванням втрат потужності

$$\underline{S}_{04}^H = \underline{S}_{04}^K + \Delta \underline{S}_{04} = \underline{S}_{04}^K + \frac{(P_{04}^K)^2 + (Q_{04}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_{04} + jX_{04}).$$

Візьмемо потужність у кінці ділянки 0–3 такою, що дорівнює потужності навантаження другого вузла

$$\underline{S}_{03}^K = \underline{S}_2.$$

Визначається потужність на початку ділянки 0–3 з урахуванням втрат потужності

$$\underline{S}_{03}^H = \underline{S}_{03}^K + \Delta \underline{S}_{03} = \underline{S}_{03}^K + \frac{(P_{03}^K)^2 + (Q_{03}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_{03} + jX_{03}).$$

Потужність у кінці ділянки 0–1 знайдемо за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{04}^H + \underline{S}_{04}^H.$$

Потужність на початку ділянки 0–3 з урахуванням втрат потужності визначається за формулою

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \Delta \underline{S}_{10} = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_{10} + jX_{10}).$$

Потужність у кінці ділянки А – 1 знайдемо за першим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1}^K &= \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{10}^H + \Delta \underline{S}_{x1} - j \frac{Q_{12}^H}{2} - j Q_{A1}^K = \\ &= P_{12}^H + P_{10}^H + \Delta P_{x1} + j(Q_{12}^H + Q_{10}^H + \Delta Q_{x1} - \frac{Q_{12}^H}{2} - Q_{A1}^K). \end{aligned}$$

Потужність на початку ділянки А – 1 з урахуванням втрат потужності визначається за формулою

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_1^2} (R_{A1} + jX_{A1}).$$

Визначається напруга вузла А:

$$U_A = \sqrt{(U_1 + \frac{P_{A1}^K R_{A1} + Q_{A1}^K X_{A1}}{U_1})^2 + (\frac{P_{A1}^K X_{A1} - Q_{A1}^K R_{A1}}{U_1})^2}.$$

Порівнюють задане і розраховане значення напруги вузла А, за необхідності проводять уточнювальні розрахунки методом послідовних наближень.

Після одержання результату з необхідною точністю, визначають напруги інших вузлів електричної мережі.

Напруга вузла 1 щодо вузла А:

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A})^2 + (\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A})^2}.$$

Напруга вузла 2 щодо вузла 1:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1})^2 + (\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1})^2}.$$

Напруга вузла 5 стосовно вузла 2 щодо високої сторони:

$$U_5^B = \sqrt{(U_2 - \frac{P_{25}^H R_{25} + Q_{25}^H X_{25}}{U_2})^2 + (\frac{P_{25}^H X_{25} - Q_{25}^H R_{25}}{U_2})^2}.$$

Напруга вузла 0 стосовно вузла 1:

$$U_0 = \sqrt{(U_1 - \frac{P_{10}^H R_{10} + Q_{10}^H X_{10}}{U_1})^2 + (\frac{P_{10}^H X_{10} - Q_{10}^H R_{10}}{U_1})^2}.$$

Напруга вузла 3 стосовно вузла 0 щодо високої сторони:

$$U_3^B = \sqrt{(U_0 - \frac{P_{03}^H R_{03} + Q_{03}^H X_{03}}{U_0})^2 + (\frac{P_{03}^H X_{03} - Q_{03}^H R_{03}}{U_0})^2}.$$

Напруга вузла 4 стосовно вузла 0 щодо високої сторони

$$U_4^B = \sqrt{(U_0 - \frac{P_{04}^H R_{04} + Q_{04}^H X_{04}}{U_0})^2 + (\frac{P_{04}^H X_{04} - Q_{04}^H R_{04}}{U_0})^2}.$$

Знайдемо для триобмоткового трансформатора Т1 коефіцієнти трансформації між вищою та середньою напругами

$$K_{В-С} = \frac{U_B}{U_C}$$

і між вищою і нижчою напругами

$$K_{В-Н} = \frac{U_B}{U_H},$$

де U_B, U_C, U_H – дійсні напруги обмоток вищої, середньої та нижчої напруг.

Тоді дійсні напруги на шинах середньої 3 і нижчої 4 напруг будуть однакові:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{K_{В-С}}, \quad U_3 = \frac{U_3^B}{K_{В-Н}}$$

Аналогічним чином можна обчислити напругу на шинах 5 за двообмоткових трансформатором.

$$U_5 = \frac{U_5^B}{K_{В-Н}}.$$

Запитання для самоперевірки

1. Що таке сталий режим електричної мережі?
2. Які цілі й завдання розрахунку усталеного режиму?
3. Які вихідні дані для розрахунку усталеного режиму?
4. Поясніть, як визначається розрахункове навантаження вузла?
5. Навести схему заміщення розімкненої електричної мережі.
6. Яка послідовність розрахунку розімкненої мережі за напруги, заданої в кінці мережі?
7. Запишіть вирази для втрат потужності в лінії.
8. Запишіть вираз для падіння напруги в лінії і назвіть складові падіння напруги.

9. Яка послідовність розрахунку розімкненої мережі за напруги, заданої на початку мережі?
10. Пояснити термін «втрата напруги».

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Поспелов Г. Е. Проектирование электрических сетей и систем / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск : Высш.шк., 1978.

Лекція 14

Тема. Розрахунок режиму розімкненої мережі різних номінальних напруг

План

1. Розрахунок режиму розімкненої мережі двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором.
2. Розрахунок режиму розімкненої мережі трьох номінальних напруг з триобмотковим трансформатором.

14.1. Розрахунок режиму розімкнених мереж двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором

Розрахунок мережі різних номінальних напруг можна проводити двома способами.

Перший спосіб. Враховується ідеальний трансформатор, тобто враховуються коефіцієнти трансформації при визначенні напруг.

Трансформатор подається у вигляді двох елементів – опору трансформатора \underline{Z}_T та ідеального трансформатора (коефіцієнта трансформації).

Розрахунок режиму мережі з декількома номінальними напругами може бути виконаний для будь-яких заданих умов і зведений до розрахунку або при заданій напрузі у кінці передачі, або при заданій напрузі на початку передачі.

Другий спосіб полягає у приведенні мережі до однієї базисної напруги. При цьому у схемі заміщення відсутні ідеальні трансформатори, а всі опори схеми заміщення зведені до однієї напруги через коефіцієнти трансформації трансформаторів. Наприклад, при зведенні до $U_{В\text{ ном}}$ зведені опори розраховують за формулою

$$Z_* = Z \cdot \left(\frac{U_{В\text{ ном}}}{U_{Н\text{ ном}}} \right)^2,$$

де Z – дійсний опір елемента.

Розрахунок може бути виконаний і в іменованих одиницях, і у відносних одиницях.

Зведення мережі до однієї напруги часто використовується під час розрахунку струмів короткого замикання і рідко під час розрахунку ustalених режимів електричних мереж.

Більш практичний інтерес становить розрахунок при заданій напрузі на початку передачі. У результаті розрахунку режиму визначають напруги у всіх вузлах схеми з боку вищої напруги трансформаторів. А далі для кожної трансформаторної підстанції розраховується напруга на шинах навантаження (на стороні нижчої напруги).

Розглянемо послідовність розрахунку режиму розімкнених мереж із двома номінальними напругами, з'єднаних між собою двообмотковим трансформатором (рис. 14.1).

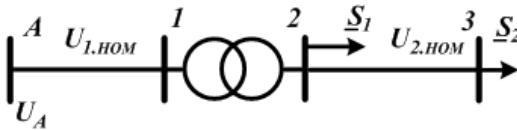


Рисунок 14.1 – Розімкнена мережа з двома номінальними напругами

Візьмемо, що задані навантаження у вузлах мережі S_1 , S_2 і номінальні напруги $U_{1.ном}$, $U_{2.ном}$, напруга джерела живлення U_A .

Розрахунок полягає у тому, щоб знайти потоки потужності на всіх ділянках мережі і напруги у всіх вузлах.

Складемо схему заміщення (рис. 14.2), подавши лінію $A - I$ опором Z_{A1} і зарядною потужністю Q_{A1} , а лінію $2-3$ опором Z_{23} .

Трансформатор подамо опором Z_{12} , втратами холостого ходу ΔS_X й ідеальним трансформатором із коефіцієнтом трансформації K .

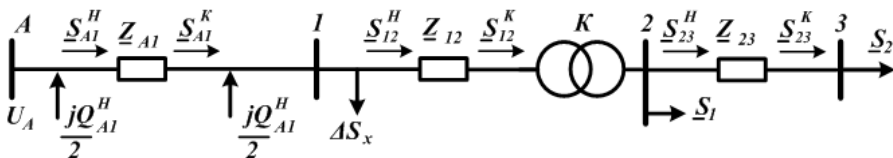


Рисунок 14.1 – Схема заміщення мережі з двома номінальними напругами

Починаємо розрахунок потоків потужності на ділянці 2–3.

Візьмемо потужність у кінці ділянки 2–3 \underline{S}_{23}^K такою, що дорівнює потужності третього вузла навантаження \underline{S}_2 :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_2.$$

Визначимо потужність на початку ділянки 2–3 \underline{S}_{23}^H :

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{2,ном}^2} (R_{23} + jX_{23}).$$

Розрахункова потужність другого вузла \underline{S}_{2P} визначається такою формулою:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_1.$$

Візьмемо потужність у кінці ділянки 1–2 \underline{S}_{12}^K такою, що дорівнює розрахунковій потужності другого вузла навантаження \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{2P}.$$

Знаходимо напругу другого вузла навантаження

$$U_2 = \sqrt{\left(U_{2,ном} + \frac{P_{23}^K R_{23} + Q_{23}^K X_{23}}{U_{2,ном}} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^K X_{23} - Q_{23}^K R_{23}}{U_{2,ном}} \right)^2}.$$

Напруга другого вузла навантаження, зведена щодо високої сторони трансформатора, визначається за формулою

$$U_2^B = KU_2.$$

Тоді потужність на початку ділянки $l-2$ \underline{S}_{12}^H дорівнюватиме

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_2^B)^2} (R_{12} + jX_{12}).$$

Знаходимо напругу першого вузла навантаження

$$U_1 = \sqrt{(U_2^B + \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2^B})^2 + (\frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2^B})^2}.$$

Визначимо зарядну потужність у кінці ділянки $A-l$:

$$Q_{A1}^K = U_1^2 B_{A1} = U_1^2 b_{0,A1} l_{A1}.$$

Потужність у кінці ділянки $A-l$ знайдемо за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^H + \Delta \underline{S}_X - j \frac{Q_{A1}^K}{2} = P_{12}^H + \Delta P_X + j(Q_{A1}^H + \Delta Q_X - \frac{Q_{A1}^K}{2}).$$

Тоді потужність на початку ділянки $A-l$ \underline{S}_{A1}^H дорівнюватиме

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{(U_1)^2} (R_{A1} + jX_{A1}).$$

Визначимо напругу першого вузла щодо заданої напруги вузла A :

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A})^2 + (\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A})^2}.$$

Тоді напруга другого вузла стосовно високої сторони щодо першого вузла дорівнюватиме

$$U_2^B = \sqrt{(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1})^2 + (\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1})^2}.$$

Дійсна напруга на шині 2-ї нижчої напруги трансформатора буде дорівнювати

$$U_2 = \frac{U_2^B}{K}.$$

Напруга третього вузла щодо другого вузла

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2}\right)^2}.$$

14.2. Розрахунок режиму розімкнених мереж трьох номінальних напруг з триобмотковим трансформатором

Розглянемо розрахунок мережі з трьома номінальними напругами (рис. 14.3.).

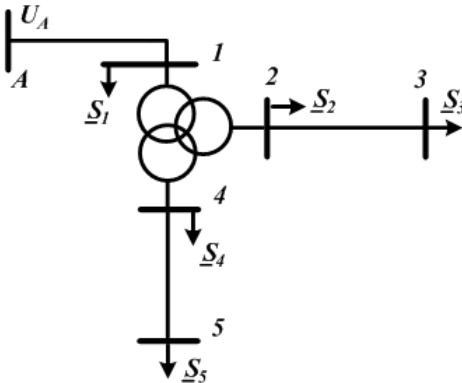


Рисунок 14.3 – Розімкнена мережа з трьома номінальними напругами

Візьмемо, що задані навантаження у вузлах мережі \underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 , \underline{S}_4 , \underline{S}_5 і напруга джерела живлення U_A .

Складемо схему заміщення мережі (рис. 14.4), подавши лінії:

- $A-1$ – опором \underline{Z}_{A1} ,
- $2-3$ – опором \underline{Z}_{23} ,
- $4-5$ – опором \underline{Z}_{45} .

Триобмотковий трансформатор подамо трьома променями опорів:

- \underline{Z}_{10} – опором обмотки вищої напруги;
- \underline{Z}_{02} – опором обмотки середньої напруги;
- \underline{Z}_{04} – опором обмотки нижчої напруги.

Крім цього, врахуємо втрати холостого ходу $\Delta \underline{S}_x$ і додамо два ідеальних трансформатори трансформатором з коефіцієнтами трансформації K_{BC} і K_{BH} .

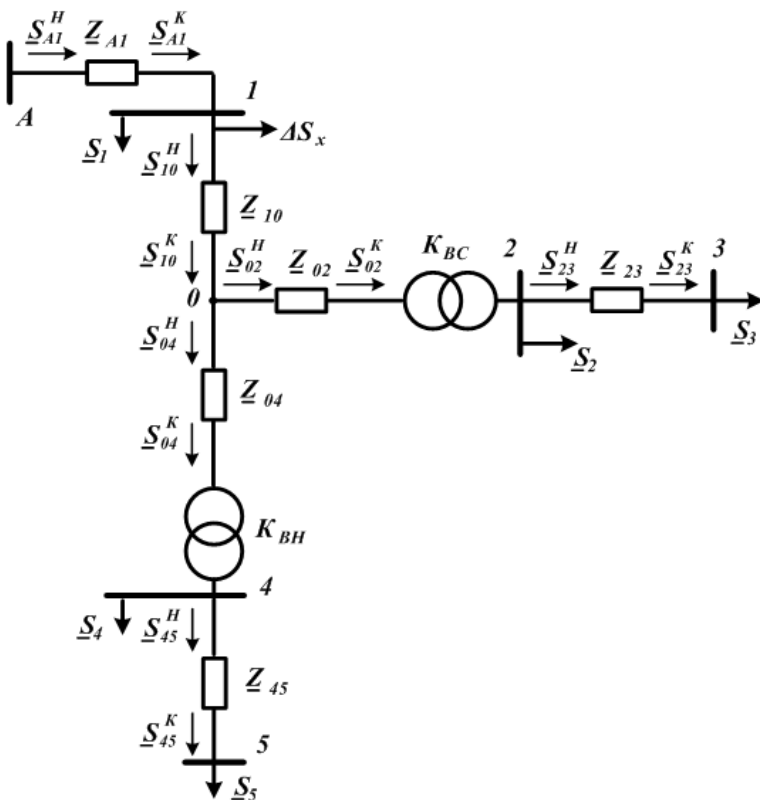


Рисунок 14.4 – Схема заміщення мережі з трьома номінальними напругами

Розрахунок починається з розрахунку потоків потужності на ділянці 2–3.

Візьмемо потужність у кінці ділянки 2–3 \underline{S}_{23}^K такою, що дорівнює потужності третього вузла навантаження \underline{S}_3 :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3.$$

Визначимо потужність на початку ділянки 2–3 \underline{S}_{23}^H :

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{(U_{2.\text{ном}})^2} (R_{23} + jX_{23}).$$

Розрахункова потужність другого вузла визначається за такою формулою:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_2.$$

Візьмемо потужність у кінці ділянки 1–2 \underline{S}_{02}^K такою, що дорівнює потужності третього вузла навантаження \underline{S}_5 :

$$\underline{S}_{45}^K = \underline{S}_5,$$

$$\underline{S}_{45}^H = \underline{S}_{45}^K + \Delta \underline{S}_{45} = \underline{S}_{45}^K + \frac{(P_{45}^K)^2 + (Q_{45}^K)^2}{(U_{3.\text{ном}})^2} (R_{45} + jX_{45}).$$

Розрахункова потужність другого вузла \underline{S}_{4P} визначається такою формулою:

$$\underline{S}_{4P} = \underline{S}_{45}^H + \underline{S}_4.$$

Вважаємо, що потужність у кінці ділянки 0–4 \underline{S}_{04}^K дорівнює розрахунковій потужності другого вузла навантаження \underline{S}_{4P} :

$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_{4P}.$$

Тоді потужність на початку ділянки 0–2 \underline{S}_{02}^H буде дорівнювати

$$\underline{S}_{04}^H = \underline{S}_{04}^K + \Delta \underline{S}_{04} = \underline{S}_{04}^K + \frac{(P_{04}^K)^2 + (Q_{04}^K)^2}{(U_{1.\text{ном}})^2} (R_{04} + jX_{04}).$$

Визначимо потужність у кінці ділянки 1–0 \underline{S}_{10}^K за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{02}^H + \underline{S}_{04}^H.$$

Знаходимо потужність на початку ділянки $l-0$ \underline{S}_{10}^H :

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \Delta \underline{S}_{10} = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{(U_{1.ном})^2} (R_{10} + jX_{10}).$$

Визначимо потужність у кінці ділянки $A-l$ \underline{S}_{A1}^K за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{10}^H + \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_X.$$

Тоді потужність на початку ділянки $A-l$ \underline{S}_{A1}^H буде дорівнювати

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{(U_{1.ном})^2} (R_{A1} + jX_{A1}).$$

Знаходимо напругу першого вузла навантаження

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A})^2 + (\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A})^2}.$$

Знаходимо напругу середньої точки трансформатора

$$U_0 = \sqrt{(U_1 - \frac{P_{10}^H R_{10} + Q_{10}^H X_{10}}{U_1})^2 + (\frac{P_{10}^H X_{10} - Q_{10}^H R_{10}}{U_1})^2}.$$

Тоді напруга вузла 2 стосовно високої сторони U_2^B щодо середньої точки трансформатора дорівнюватиме

$$U_2^B = \sqrt{(U_0 - \frac{P_{02}^H R_{02} + Q_{02}^H X_{02}}{U_0})^2 + (\frac{P_{02}^H X_{02} - Q_{02}^H R_{02}}{U_0})^2}.$$

Дійсна напруга на шині 2-ї нижчої напруги U_2 трансформатора

$$U_2 = \frac{U_2^B}{K_{BC}}.$$

Напруга третього вузла U_3 щодо другого вузла дорівнюватиме

$$U_3 = \sqrt{(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2})^2 + (\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2})^2}.$$

Напруга четвертого вузла стосовно високої сторони U_4^B щодо середньої точки трансформатора дорівнюватиме

$$U_4^B = \sqrt{(U_0 - \frac{P_{04}^H R_{04} + Q_{04}^H X_{04}}{U_0})^2 + (\frac{P_{04}^H X_{04} - Q_{04}^H R_{04}}{U_0})^2}.$$

Дійсна напруга на шині 2-ї нижчої напруги трансформатора

$$U_4 = \frac{U_4^B}{K_{BH}}.$$

Напруга п'ятого вузла U_5 щодо четвертого вузла дорівнюватиме

$$U_5 = \sqrt{(U_4 - \frac{P_{45}^H R_{45} + Q_{45}^H X_{45}}{U_4})^2 + (\frac{P_{45}^H X_{45} - Q_{45}^H R_{45}}{U_4})^2}.$$

Запитання для самоперевірки

1. Які параметри електричного режиму пов'язують потужності й напруги по кінцях електропередачі?
2. Як записати вираз для струму ланки за даними його початку і кінця?
3. В якому разі струм ланки буде визначено точно?
4. Як записати вираз втрат потужності і падіння напруги на ділянці мережі через струм і потужність за даними на початку і в кінці лінії електропередачі?
5. Які характерні випадки розрахунку електричного режиму лінії?
6. Коли розрахунок виконується методом послідовних наближень?
7. В якому разі розрахунок завершується за один етап?

8. З яких етапів складається ітераційний алгоритм розрахунку ділянки (ланки) мережі за заданою потужністю приймального кінця?

9. Як записуються основні розрахункові вирази алгоритму?

10. У чому полягає точний (прямий) алгоритм розрахунку електричного режиму ділянки мережі?

11. Коли розрахунок режиму лінії виконують у два етапи і що аналізують на кожному етапі?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.

3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.

4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.

5. Грабко В. В. Експериментальні дослідження електричних машин : навч. посібник. Частина IV. Трансформатори / В. В. Грабко, М. П. Розводюк, С. М. Левицький. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 219 с.

Лекція 15

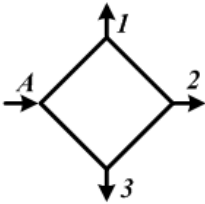
Тема. Електричний розрахунок замкнених електричних мереж

План

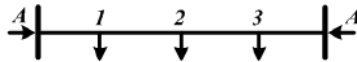
1. Особливості режимів і розрахунку замкнених електричних мереж.
2. Розрахунок електричних ліній із двостороннім живленням.

15.1. Особливості режимів і розрахунку замкнених електричних мереж

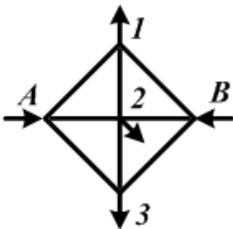
Замкненими електричними мережами називають мережі, в яких електроенергія споживачам може подаватися не менше, ніж з двох сторін. До простих замкнених мереж відносять мережі, що складаються з одного контура або являють собою разімкнену лінію, що живиться з двох кінців (рис. 15.1).



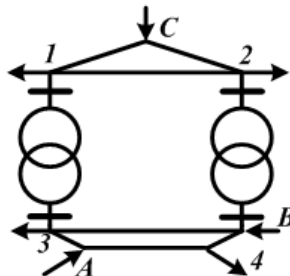
а) мережа з одним контуром



б) лінія з двостороннім живленням



в) складна замкнена мережа однієї напруги



г) складна замкнена мережа з лініями двох номінальних напруг

Рисунок 15.1 – Схеми замкнених електричних мереж

У цих мережах кожен вузол навантаження одержує живлення за двома лініями. До більш складних замкнених мереж відносять мережі, що містять кілька контурів. Причому до контурів можуть входити лінії лише однієї номінальної напруги (рис. 15.1 в) або декількох номінальних напруг (рис. 15.1 г). У таких мережах вузли навантаження можуть одержувати живлення як з двох сторін (вузли 4), так і з трьох і більше сторін (вузли 1, 2, 3).

До *основних переваг* замкнених мереж відносять більш високу надійність електропостачання споживачів і підвищену економічність через менші втрати активної потужності.

Недоліком є їх здорожчання через велику кількість ліній, а також ускладнення експлуатації. Розрахунки режимів замкнених електричних мереж є складнішими, ніж розімкнених. Дійсно, у розімкнених мережах потужності на окремих ділянках знаходять простим послідовним додаванням навантажень і втрат потужності. У замкнених мережах розподіл потужностей за вітками схеми не очевидно і залежить від довжин і перетинів проводів ділянок, величин навантажень вузлів і режимів напруг джерел живлення. Тому для розрахунку замкнених мереж застосовують спеціальні методи.

Як і для розімкнених мереж, електричні розрахунки замкнених мереж виконують, як правило, для найбільш характерних нормальних режимів найбільших і найменших навантажень. Однак на відміну від розімкнених мереж при аналізі замкнених мереж додатково потрібно проводити розрахунки післяаварійних режимів при відключенні окремих ділянок мережі. Це пов'язано з тим, що від'єднання від якоїсь ділянки мережі може викликати істотну зміну режиму напруг і потоків потужності, які можуть виявитися неприпустимими.

15.2. Розрахунок електричних ліній із двостороннім живленням

15.2.1. Визначення потокорозподілу без урахування втрат потужності

Нехай відома лінія, в якій навантаження у вузлах задані комплексними значеннями струмів (рис. 15.2).

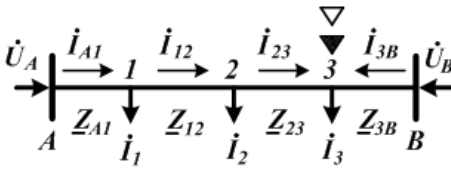


Рисунок 15.2 – Схема лінії з двостороннім живленням

Відомі також напруги на шині джерел живлення \dot{U}_A і \dot{U}_B . Задамо напрямки струмів у вітках так, як показано на схемі.

При цьому вузол 3 одержує живлення з двох сторін.

Тоді напругу у вузлі 3 можна записати через напругу у вузлі A і падіння напруги від вузла A до вузла 3, а також через напругу у вузлі B і падіння напруги від вузла B до вузла 3:

$$\begin{aligned}\dot{U}_3 &= \dot{U}_A - \sqrt{3} \left(\dot{I}_{A1} \underline{Z}_{A1} + \dot{I}_{12} \underline{Z}_{12} + \dot{I}_{23} \underline{Z}_{23} \right) = \\ &= \dot{U}_B - \sqrt{3} \dot{I}_{3B} \underline{Z}_{3B}.\end{aligned}$$

Звідси,

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3} \left(\dot{I}_{A1} \underline{Z}_{A1} + \dot{I}_{12} \underline{Z}_{12} + \dot{I}_{23} \underline{Z}_{23} - \dot{I}_{3B} \underline{Z}_{3B} \right).$$

Використовуючи перший закон Кірхгофа, виразимо струми на ділянках через задані струми навантажень у вузлах і струм на головній ділянці \dot{I}_{A1} :

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{12} &= \dot{I}_{A1} - \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{23} &= \dot{I}_{A1} - \dot{I}_1 - \dot{I}_2; \\ \dot{I}_{3B} &= -\dot{I}_{A1} + \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3. \end{aligned} \right\}$$

Підставимо значення струмів:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \\ &= \dot{I}_{A1} \underline{Z}_{A1} + \dot{I}_{A1} \underline{Z}_{12} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{12} + \dot{I}_{A1} \underline{Z}_{23} - \\ &- \dot{I}_1 \underline{Z}_{23} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{23} + \dot{I}_{A1} \underline{Z}_{3B} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{3B} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{3B} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B}. \end{aligned}$$

Згрупуємо члени, що містять однакові струми:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A1} (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \\ &- \dot{I}_1 (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \dot{I}_2 (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B}. \end{aligned}$$

Звідси,

$$\dot{I}_{A1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}} + \frac{\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B}}{\underline{Z}_{AB}}.$$

Якщо до лінії під'єднані навантаження в n вузлах, то у загальному вигляді можна записати:

$$\dot{I}_{A1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{\Sigma}} + \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{\Sigma}},$$

де \underline{Z}_{Σ} – сума опорів ділянок лінії між двома джерелами живлення;

\dot{I}_i – струм навантаження в i -му вузлі;

\underline{Z}_{iB} – опір від i -го вузла до джерела B .

Аналогічним чином для струму джерела живлення B можна записати:

$$\dot{I}_{3B} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_\Sigma} + \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_\Sigma},$$

де \underline{Z}_{iA} – опір ділянок лінії від i -го вузла до джерела живлення A .

Перший член в одержаному виразі являє собою наскрізний зрівняльний струм:

$$\dot{I}_{3P} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_\Sigma}.$$

Він обумовлений різницею напруг джерел живлення і повним опором усієї мережі. Його значення не залежить від величини і місця розміщення навантажень.

Другий член у виразі обумовлений лише навантаженнями у вузлах і співвідношенням опорів на окремих ділянках мережі.

Якщо навантаження у вузлах виражені потужностями, то, помноживши ліві і праві частини виразів на $\sqrt{3}U_{\text{ном}}$, можна одержати вирази для потужностей, що подаються у розглядувану мережу від джерел живлення:

$$\underline{S}_{A1} = \sqrt{3} \dot{I}_{A1}^* U_{\text{ном}} = \frac{\left(\dot{U}_A^* - \dot{U}_B^* \right) U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_\Sigma^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_\Sigma^*},$$

$$\underline{S}_{3B} = \sqrt{3} \dot{I}_{3B}^* U_{\text{ном}} = \frac{\left(\dot{U}_B^* - \dot{U}_A^* \right) U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_\Sigma^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_\Sigma^*},$$

де \underline{S}_i – задана потужність i -го вузла навантаження;

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

Так, для мережі, поданої на рис. 15.2, потужність джерела живлення **A**:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\left(\overset{*}{U}_A - \overset{*}{U}_B \right) \overset{*}{U}_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1B}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2B}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3B}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Перший член в одержаному виразі є наскрізною зрівняльною потужністю, що проходить всією мережею від джерела **A** до джерела живлення **B**:

$$\underline{S}_{yP} = \frac{\left(\overset{*}{U}_A - \overset{*}{U}_B \right) \overset{*}{U}_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Перехід від виразів для струмів до виразів для потужностей здійснений із допущенням, що напруги в усіх точках мережі однакові. У результаті розрахунок згідно вищезаписаним виразам дозволяє знайти потоки потужності та їх напрямки на ділянках мережі без урахування втрат потужності.

Тоді для мережі, поданої на рис. 15.2, потужність джерела живлення **B**

$$\underline{S}_{3B} = \frac{\left(\overset{*}{U}_B - \overset{*}{U}_A \right) \overset{*}{U}_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Для перевірки результатів розрахунку рекомендується знаходити потужності, що виходять з обох джерел живлення. Сума цих потужностей повинна дорівнювати сумі потужностей навантажень у вузлах:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{3B} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i.$$

Знаючи потік потужності на одній із головних ділянок мережі, на підставі першого закону Кірхгофа стосовно кожного

вузла мережі легко знайти потоки потужності на всіх інших ділянках.

Так, якщо відома потужність \underline{S}_{A1} на ділянці $A - 1$, то потужність на ділянці $1 - 2$ дорівнює

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1.$$

Визначимо потужність на ділянці $2 - 3$:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2$$

Вузол **3** живиться з двох боків. Вузол мережі, навантаження якого живиться з двох боків, називається *точкою потокорозподілу* або *точкою струморозподілу*.

Точку потокорозподілу активних потужностей на схемах зазвичай позначають ∇ , а реактивних – ∇ . На рисунку 15.2 обидві ці точки збігаються у вузлі 3.

15.2.2. Визначення потокорозподілу з урахуванням втрат потужності

Нехай у результаті розрахунку потокорозподілу без урахування втрат потужності знайдені потужності на ділянках мають напрямки, показані на рис. 15.2.

Тоді схему можна подати у вигляді двох розімкнених схем, розділивши її з вузла 3 (рис. 15.3).

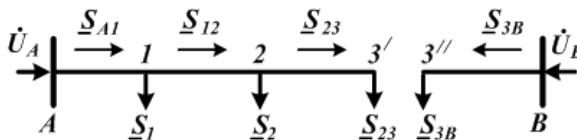


Рисунок 15.3 – Перетворена схема

Далі проводять розрахунок потоків потужності на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності.

При цьому втрати потужності обчислюють за номінальною напругою. Складемо схеми заміщення двох розімкнених мереж (рис. 15.4–15.5):

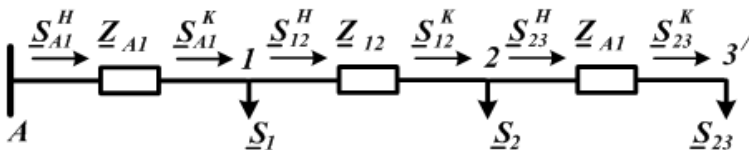


Рисунок 15.4 – Схема заміщення ділянки $A - 3$

Візьмемо потужність у кінці ділянки $2 - 3$ \underline{S}_{23}^K такою, що дорівнює потужності вузла навантаження 3 \underline{S}_{23} :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23}.$$

Тоді потужність на початку ділянки $2 - 3$ \underline{S}_{23}^H дорівнюватиме

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{(U_{НОМ})^2} (R_{23} + jX_{23}).$$

Визначимо потужність у кінці ділянки $1 - 2$ \underline{S}_{12}^K за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_2.$$

Знаходимо потужність на початку ділянки $1 - 2$ \underline{S}_{12}^H :

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_{НОМ})^2} (R_{12} + jX_{12}).$$

Визначимо потужність у кінці ділянки $A - 1$ \underline{S}_{A1}^K за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_1.$$

Тоді потужність на кінці ділянки $A - 1$ \underline{S}_{A1}^H буде дорівнювати

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{(U_{НОМ})^2} (R_{A1} + jX_{A1}).$$

Знаходимо напругу першого вузла навантаження

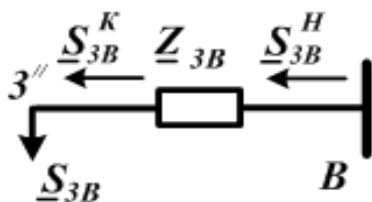
$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^K X_{A1} - Q_{A1}^K R_{A1}}{U_A}\right)^2}.$$

Тоді напруга другого вузла навантаження дорівнюватиме

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_1}\right)^2}.$$

Визначасмо напругу вузла $3'$ навантаження

$$U_3' = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^K X_{23} - Q_{23}^K R_{23}}{U_2}\right)^2}.$$



Візьмемо потужність у кінці ділянки $B-3''$ \underline{S}_{3B}^K , такою, що дорівнює потужності вузла навантаження $3''$ \underline{S}_{3B} :

$$\underline{S}_{3B}^K = \underline{S}_{3B}.$$

Рисунок 15.5 – Схема замінювання ділянки $B-3$

Тоді потужність на початку ділянки $B-3''$ \underline{S}_{3B}^H буде дорівнювати

$$\underline{S}_{3B}^H = \underline{S}_{3B}^K + \Delta \underline{S}_{3B} = \underline{S}_{3B}^K + \frac{(P_{3B}^K)^2 + (Q_{3B}^K)^2}{(U_{НОМ})^2} (R_{3B} + jX_{3B}).$$

Знаходимо напругу першого вузла навантаження при $U_A = U_B$:

$$U_3'' = \sqrt{\left(U_B - \frac{P_{3B}^H R_{3B} + Q_{3B}^H X_{3B}}{U_B}\right)^2 + \left(\frac{P_{3B}^K X_{3B} - Q_{3B}^K R_{3B}}{U_B}\right)^2}.$$

Після порівняння напруг вузлів $3' - U_3'$ і $3'' - U_3''$ – приймається рішення про проведення подальших розрахунків.

Коли ж у результаті розрахунку потокорозподілу без урахування втрат потужності точки потокорозподілу активних і реактивних потужностей не збігаються (рис. 15.6), у цьому разі

попередньо обчислюють втрати потужності на ділянках між точками потокорозподілу:

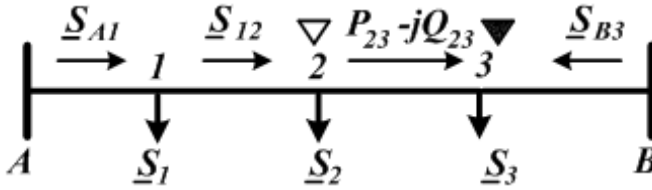


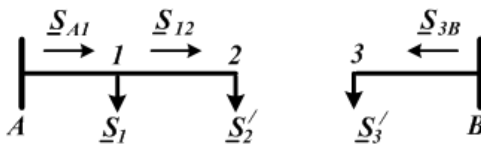
Рисунок 15.6 – Схема з двома точками потокорозподілу

$$\Delta P_{23} + j\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_{23} + jX_{23}).$$

Потім складають дві радіальні мережі (рис. 15.7) без ділянки між точками потокорозподілу, у яких до вузлів 2 і 3 під'єднують навантаження з урахуванням потоку потужності в ділянці 2–3, втрат потужності в ньому і власне навантажень цих вузлів:

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \underline{S}_{23} + \Delta P_{23} = P_2 + P_{23} + \Delta P_{23} + j(Q_2 - Q_{23});$$

$$\underline{S}'_3 = \underline{S}_3 - \underline{S}_{23} + \Delta Q_{23} = P_3 - P_{23} + \Delta Q_{23} + j(Q_3 + Q_{23} + \Delta Q_{23}).$$



Далі розрахунок проводять за звичайною схемою для радіальних мереж.

Рисунок 15.7 – Схема з двома точками потокорозподілу

Введемо поняття **однорідна мережа**, характерною ознакою якої є однакове відношення реактивного опору до активного на всіх ділянках мережі:

$$\frac{X_{mk}}{R_{mk}} = \text{const}.$$

На практиці до однорідної буде належати, наприклад, мережа, виконана проводами з однаковим поперечним перерізом і однаковими розміщенням проводів фаз і відстанями між ними на всіх ділянках. У цьому разі опори ділянок мережі

$$R_{mk} = r_0 l_{mk} ; \quad X_{mk} = x_0 l_{mk} .$$

Тоді формула для потужності \underline{S}_A за однакових напруг джерел живлення набере вигляду

$$\begin{aligned} \underline{S}_A &= \frac{\sum_{m=1}^n \underline{S}_m \underline{Z}_{mB}^*}{\underline{Z}_{\Sigma}^*} = \frac{\sum_{m=1}^n \underline{S}_m (R_{mB} - jX_{mB})}{R_{\Sigma} - jX_{\Sigma}} = \\ &= \frac{\sum_{m=1}^n \underline{S}_m (r_0 l_{mB} - jx_0 l_{mB})}{r_0 l_{\Sigma} - jx_0 l_{\Sigma}} = \frac{(r_0 - jx_0) \sum_{m=1}^n \underline{S}_m l_{mB}}{(r_0 - jx_0) l_{\Sigma}} . \end{aligned}$$

Після перетворень одержимо

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{m=1}^n \underline{S}_m l_{mB}}{l_{\Sigma}} .$$

Запитання для самоперевірки

1. Які мережі називають замкненими?
2. Які види замкнених мереж ви знаєте?
3. У чому перевага замкнених мереж?
4. Що розуміють під розрахунковим навантаженням вузла замкненої мережі?
5. Яка послідовність розрахунку замкненої електричної мережі?
6. Запишіть вираз для розрахунку потужності головної ділянки кільцевої мережі.

7. Що таке вузол поточкорозподілу в замкненій мережі?
8. Що таке однорідна замкнена мережа? Наведіть приклад.

Список літератури

1. Электрические сети электрических систем / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Львов : Энергия, 1977. – 391 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Шкрабець Ф. П. Електропостачання та електричні мережі : навч. посіб. для ЗВО / Ф. П. Шкрабець, Ю. Г. Качан. – Запоріжжя : ЗДІА, 2014. – 213 с.: іл.

Лекція 16

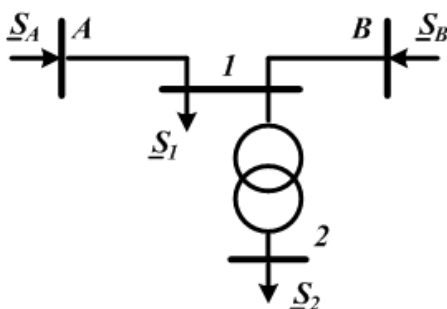
Тема. Електричний розрахунок замкнених електричних мереж (продовження)

План

1. Розрахунок електричної мережі з урахуванням трансформатора при двосторонньому живленні.
2. Розрахунок замкненої електричної мережі.

16.1. Розрахунок електричної мережі з урахуванням трансформатора при двосторонньому живленні

У схемі електричної мережі з двостороннім живленням, показаної на рис. 16.1, визначити потужності \underline{S}_A і \underline{S}_B і напругу вузла 2.



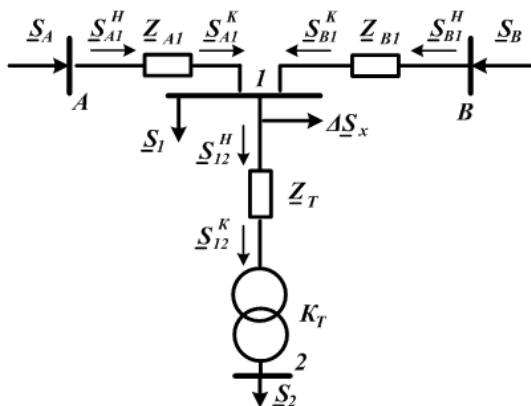
Задані довжина ділянок ліній, марка дроту, тип трансформатора і навантаження споживачів. Напруги вузлів «А» і «В» різні.

Визначаються втрати потужності у трансформаторі:

Рисунок 16.1 – Схема мережі з двостороннім живленням

$$\Delta P_T = \Delta P_K \left(\frac{S_2}{S_H} \right)^2,$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_K \cdot S^2}{100 \cdot S_H} 10^3.$$



Складається схема заміщення мережі і визначається розрахункове навантаження першого вузла

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2,$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_T,$$

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_{12}^H + \Delta \underline{S}_X.$$

Рисунок 16.2 – Схема заміщення мережі з двостороннім живленням

Мережа є однорідною, тому розподіл потужностей без урахування втрат потужності знаходять за такими формулами:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{P1} \cdot l_{1B}}{l_{AB}}, \quad \underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{P1} \cdot l_{1A}}{l_{AB}}.$$

Складається рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{B1}$$

Потужності в кінці ліній $A-I$ і $B-I$ беруть такими, що дорівнюють потужностям на цих лініях ($\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{A1}$, $\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{B1}$). При визначенні втрат потужності у лініях розрахунок ведеться за номінальною напругою, оскільки напругу вузла I не задано

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{S}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \underline{Z}_{A1},$$

$$\Delta \underline{S}_{B1} = \frac{(\underline{S}_{B1}^K)^2}{U_H^2} \underline{Z}_{B1}.$$

Розраховують потужності на початку ліній

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1}, \quad \underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \Delta \underline{S}_{B1}.$$

Напруги джерел живлення «*A*» і «*B*» різні, тому вирівнювальна потужність визначається

$$\underline{S}_{YP} = \frac{U_A - U_B}{* \underline{Z}_{AB}} \cdot U_{ном}.$$

Визначаються потужності, що віддаються джерелами живлення

$$\underline{S}_A = \underline{S}_A^H + \underline{S}_{YP}, \quad \underline{S}_B = \underline{S}_B^H - \underline{S}_{YP}.$$

При розрахунку напруг спочатку визначають напругу вузла *I*, його можна знайти за напругою вузла *A* або *B*. При цьому через малий вплив нехтується поперечна складова падіння напруги в лініях

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A}, \quad \text{або} \quad U_1 = U_B - \frac{P_{B1}^H R_{B1} + Q_{B1}^H X_{B1}}{U_B}.$$

Тепер знаходять зведену до обмотки вищої напруги трансформатора напругу другого вузла. Вона визначається за потужністю \underline{S}_{12}^H , що проходить по обмотках трансформатора

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_T R_T + Q_T X_T}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_T X_T - Q_T R_T}{U_1} \right)^2}.$$

Тоді дійсна напруга другого вузла

$$U_2 = \frac{U_2^B}{k_T}.$$

6.2. Розрахунок замкненої електричної мережі

Для схеми електричної мережі, поданої на рис. 16.3, визначити потужність, яку одержить споживач у третьому вузлі (\underline{S}_3).

Задано:

- довжина ділянок ліній, l_{A1} , l_{12} , l_{13} , l_{23} ;
- марка проводу;
- напруга вузла U_A «*A*»;

- потужність \underline{S}_A вузла «А»;
- навантаження другого і третього вузлів \underline{S}_2 і \underline{S}_3 .

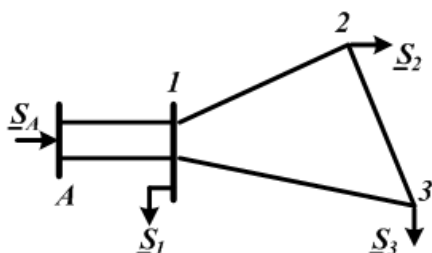


Рисунок 16.3 – Схема мережі

Складають схему заміщення (рис. 16.4) і визначають активні й реактивні опори і зарядні потужності ділянок мережі.

Визначають потужність на початку ділянки А-І \underline{S}_{A1}^H .

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_A + jQ_{A1}.$$

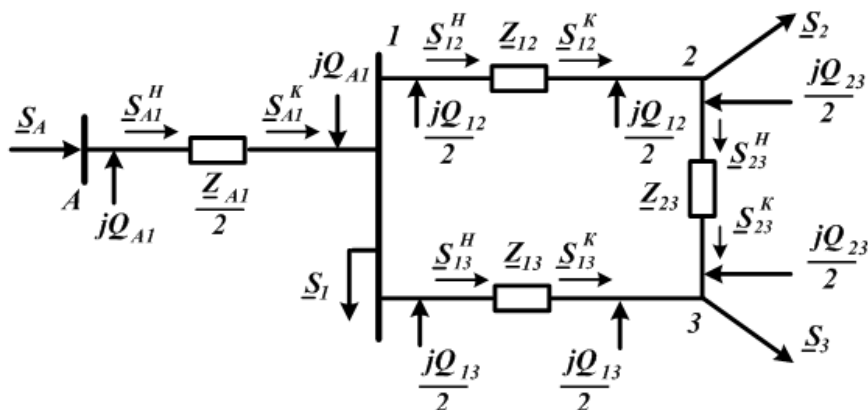


Рисунок 16.4 – Схема заміщення мережі

Знаходять втрати потужності в лінії А-І:

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \left(\frac{\underline{S}_{A1}^H}{U_A} \right)^2 \cdot \frac{\underline{Z}_{A1}}{2}.$$

Тоді потужність у кінці лінії А – І

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{A1}^H - \Delta \underline{S}_{A1}.$$

Визначають розрахункові навантаження вузлів «1» і «2» та складають схему заміщення (рис. 16.5)

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_1 - j(Q_{A1} + \frac{Q_{12} + Q_{13}}{2}),$$

$$\underline{S}_{P2} = \underline{S}_2 - j(\frac{Q_{12} + Q_{23}}{2}).$$

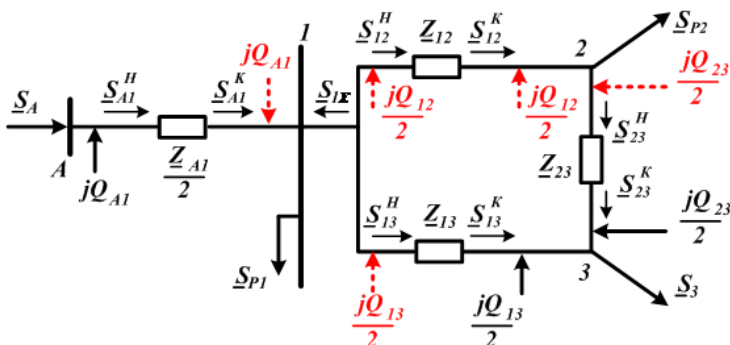


Рисунок 16.5 – Схема заміщення мережі

Вважаємо, що сумарна розрахункова потужність першого вузла спрямована від замкненої мережі і визначається за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{1\Sigma} = \underline{S}_{P1} - \underline{S}_{A1}^K.$$

Одержана у результаті розрахунку сумарна розрахункова потужність першого вузла повинна мати знак «мінус» – це говорить про те, що перший вузол є джерелом живлення замкненої мережі.

Для визначення розподілу потужностей у замкненій мережі без урахування втрат потужності вона розподіляється по вузлу 3 і може бути подана у вигляді лінії з двостороннім живленням (рис. 16.6).

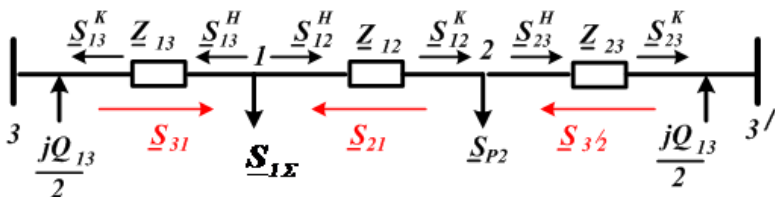


Рисунок 16.6 – Розрахункова схема замкненої частини мережі

Визначаються потужності в лініях $3 - 1$ і $3 - 2$, з огляду на те, що замкнена мережа однорідна

$$\underline{S}_{31} = \frac{\underline{S}_{1\Sigma} \cdot l_{123'} + \underline{S}_{P2} \cdot l_{23'}}{l_{3123'}},$$

$$\underline{S}_{3'2} = \frac{\underline{S}_{1\Sigma} \cdot l_{13} + \underline{S}_{P2} \cdot l_{213}}{l_{3123'}}.$$

Складають рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{31} + \underline{S}_{3'2} = \underline{S}_{1\Sigma} + \underline{S}_{P2}.$$

Згідно 1-го закону Кірхгофа для вузла 1 знаходимо потужність \underline{S}_{21} :

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{1\Sigma} - \underline{S}_{31}.$$

У результаті розрахунку потужностей усіх ліній повинні одержувати від'ємні значення – це вказує на те, що фактично вони мають напрямок протилежний до позначеного на рис. 16.6.

Подальший розрахунок потужностей з урахуванням втрат потужності у лініях проводиться, починаючи з вузла 1 , який є точкою потокорозподілу потужностей джерела живлення, оскільки

$$\underline{S}_{1\Sigma} = \underline{S}_{21} + \underline{S}_{31}.$$

Потужності \underline{S}_{21} і \underline{S}_{31} беруться за дійсні потужності на початку ліній $3-1$ і $1-2$ біля вузла 1 і знаходять втрати потужності у них

$$\Delta \underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{31}^2}{U_1^2} \underline{Z}_{13},$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{21}^2}{U_1^2} \underline{Z}_{12}.$$

Потужності у кінці ліній 1–3 і 1–2:

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} - \Delta \underline{S}_{13};$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} - \Delta \underline{S}_{12}.$$

Напруги у вузлах

$$U_3 = U_1 - \frac{P_{13}R_{13} + Q_{13}X_{13}}{U_1},$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1}.$$

Потужність на початку лінії 2–3' :

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{12}^K - \underline{S}_{P2}.$$

Втрати потужності в лінії 2–3' :

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{(\underline{S}_{23}^H)^2}{U_2^2} \underline{Z}_{23}.$$

Потужності в кінці лінії 2–3:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23}^H - \Delta \underline{S}_{23'}.$$

Визначається потужність, яку одержує споживач вузла 3:

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{13}^K + \underline{S}_{23}^K - j \left(\frac{Q_{C23} + Q_{C13}}{2} \right).$$

Запитання для самоперевірки

1. Чому виникає похибка при аналізі електричних режимів мережі з розрахунковими навантаженнями?
2. Чому у відповідному виразі значення опорів комплексні величини?
3. Як можна уточнити поточкорозподілення з урахуванням втрат потужності?
4. На яких умовах заснований вираз для розрахунку розподілу потужностей у мережі з двостороннім живленням?
5. В якому випадку проходить зрівняльний струм (потужність) у мережі з двостороннім живленням?
6. У чому полягають особливості розрахунку режимів ліній з двостороннім живленням за неоднакових напружених джерел живлення?
7. У чому особливість розрахунку режимів замкнених мереж у разі незбігу точок поточкорозподілу активних і реактивних потужностей?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1985 – 352 с.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – Москва : Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.

Лекція 17

Тема. Спільний розрахунок мереж декількох номінальних напруг

План

1. Спільний розрахунок мереж декількох номінальних напруг, замкнених через трансформатори.
2. Приклад розрахунку мережі трьох номінальних напруг.

17.1. Спільний розрахунок мереж декількох номінальних напруг

Електричні мережі, що містять кілька номінальних напруг, можуть бути роз'єднаними, або замкненими.

Розрахунок розімкнених мереж декількох номінальних напруг виконується за тими самими принципами, що і розрахунок розімкнених мереж однієї напруги.

Відмінність полягає лише в тому, що при переході через трансформатори від мережі однієї напруги до мережі іншої номінальної напруги у процесі обчислення напруг враховують коефіцієнти трансформації трансформаторів. Крім того, при визначенні втрат потужності підставляють у розрахункові формули напруги відповідного класу.

Для визначення потоків потужності у замкненій мережі можна використовувати узагальнене контурне рівняння:

$$\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_i = U_o^2 \left(1 - \prod_{i=1}^n k_i \right),$$

де $\underline{S}_i \underline{Z}_i$ – потужність і опір i -ї ділянки мережі;

U_o – напруга опорного вузла;

k_i – коефіцієнт трансформації трансформаторів із поздовжньо-поперечним регулюванням на i -ій ділянці мережі, що береться у напрямку обходу контура;

n – кількість ділянок мережі у контурі.

Зрівняльну потужність у контурі, що створюється нерівноважними коефіцієнтами трансформації, можна визначити за формулою

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{i1} - \underline{S}_{i2},$$

де \underline{S}_{i1} потужність на i - й ділянці при $\prod_{i=1}^n k_i = 1$,

\underline{S}_{i2} – потужність на i - й ділянці при $\prod_{i=1}^n k_i \neq 1$.

Вищезазначені формули припускають, що опори ділянок контура зведені до однієї номінальної напруги. Зведення зазвичай здійснюють до вищої напруги, яка є в контурі.

Цю процедуру виконують за формулами:

$$R_{iB} = R_{iH} \left(\frac{U_B}{U_H} \right)^2; \quad X_{iB} = X_{iH} \left(\frac{U_B}{U_H} \right)^2,$$

де U_B, U_H – відповідно найвища і найнижча номінальні напруги мережі;

R_{iH}, X_{iH} – опори i -ї ділянки в мережі найнижчої напруги;

R_{iB}, X_{iB} – опори i -ї ділянки в мережі, приведені до найвищого номінального значення напруги.

17.2. Приклад розрахунку мережі трьох номінальних напруг

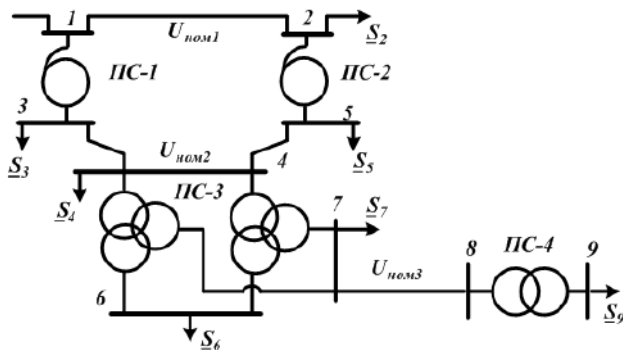


Рисунок 17.1 – Початкова схема до розрахунку замкнутої мережі трьох номінальних напруг

Складається схема заміщення мережі (рис. 17.2)

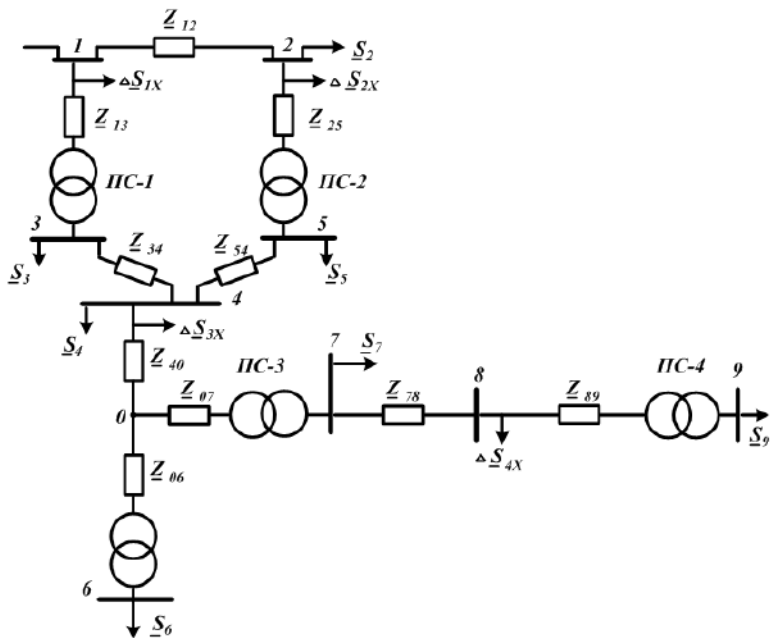


Рисунок 17.2 – Розрахункова схема заміщення вихідної мережі

Потужність у кінці ділянки 8 – 9 \underline{S}_{89}^K беруть такою, що дорівнює потужності вузла навантаження 9 \underline{S}_9 :

$$\underline{S}_{89}^K = \underline{S}_9.$$

Тоді потужність на початку ділянки 8 – 9 \underline{S}_{89}^H дорівнюватиме

$$\underline{S}_{89}^H = \underline{S}_{89}^K + \Delta \underline{S}_{89} = \underline{S}_{89}^K + \frac{(P_{89}^K)^2 + (Q_{89}^K)^2}{(U_{ном.3})^2} (R_{89} + jX_{89}).$$

За першим законом Кірхгофа визначається потужність у кінці ділянки 7 – 8 \underline{S}_{78}^K :

$$\underline{S}_{78}^K = \underline{S}_{89}^H + \Delta \underline{S}_{4X}.$$

Знаходиться потужність на початку ділянки 7 – 8 \underline{S}_{78}^H :

$$\underline{S}_{78}^H = \underline{S}_{78}^K + \Delta \underline{S}_{78} = \underline{S}_{78}^K + \frac{(P_{78}^K)^2 + (Q_{78}^K)^2}{(U_{ном.3})^2} (R_{78} + jX_{78}).$$

За першим законом Кірхгофа визначається потужність у кінці ділянки 0 – 7 \underline{S}_{07}^K :

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_{78}^H + \underline{S}_7.$$

Знаходиться потужність на початку ділянки 0 – 7 \underline{S}_{07}^H :

$$\underline{S}_{07}^H = \underline{S}_{07}^K + \Delta \underline{S}_{07} = \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{(U_{ном.2})^2} (R_{07} + jX_{07}),$$

де $(R_{07} + jX_{07}) = \frac{R_{ТС3} + jX_{ТС3}}{2}$ – опори обмоток середньої напруги двох паралельно ввімкнених трансформаторів.

Потужність у кінці ділянки 0 – 6 \underline{S}_{06}^K беремо такою, що дорівнює потужності вузла навантаження 6 \underline{S}_6 :

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_6.$$

Тоді потужність на початку ділянки 0 – 6 \underline{S}_{06}^H дорівнюватиме

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \Delta \underline{S}_{06} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{(U_{ном.2})^2} (R_{06} + jX_{06}),$$

де $(R_{06} + jX_{06}) = \frac{R_{ТНЗ} + jX_{ТНЗ}}{2}$ – опори обмоток низької напруги двох паралельно ввімкнених трансформаторів.

За першим законом Кірхгофа визначається потужність у кінці ділянки 4 – 0 \underline{S}_{40}^K

$$\underline{S}_{40}^K = \underline{S}_{07}^H + \underline{S}_{06}^H.$$

Знаходиться потужність на початку ділянки 4 – 0 \underline{S}_{40}^H :

$$\underline{S}_{40}^H = \underline{S}_{40}^K + \Delta \underline{S}_{40} = \underline{S}_{40}^K + \frac{(P_{40}^K)^2 + (Q_{40}^K)^2}{(U_{ном.2})^2} (R_{40} + jX_{40}).$$

Тоді розрахункова потужність четвертого вузла за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{4P} = \underline{S}_{40}^H + \Delta \underline{S}_{3X} + \underline{S}_4,$$

де $\Delta \underline{S}_{3X} = 2 \cdot \Delta \underline{S}_{ТЗХ}$ – потужність втрат холостого ходу двох паралельно ввімкнених трансформаторів.

Визначаються опори ділянок ліній $U_{ном.2}$ 3 – 4 \underline{Z}_{34}' , 4 – 5 \underline{Z}_{45}' , наведені до напруги $U_{ном.1}$ за формулою

$$\underline{Z}_{34}' = \underline{Z}_{34} (U_{ном.1} / U_{ном.2})^2.$$

Розрахункова схема заміщення замкненої частини мережі показана на рисунку 17.4. Розрахунок проводять методом узагальнених контурних рівнянь.

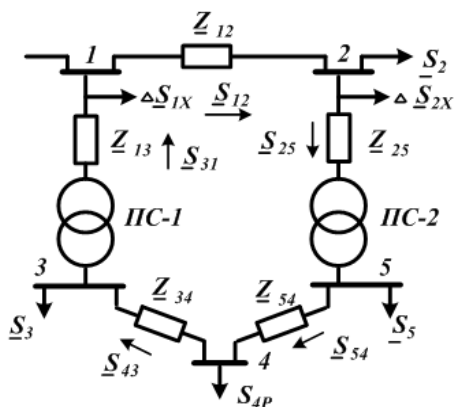


Рисунок 17.4 – Розрахункова схема заміщення замкненої частини мережі

Виберемо напрямок обходу контура за годинниковою стрілкою.

Розраховується потокорозподіл без урахування втрат у контурі, що містить вузли 1, 2, 3, 4, 5. Для цього використовуємо узагальнене контурне рівняння

$$\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_i^* = U_0^2 \left(1 - \prod_{i=1}^n k_i\right),$$

де n – число ділянок мережі, що входять у контур;

\underline{S}_i – потік потужності на i -й ділянці (без урахування втрат);

\underline{Z}_i – опір i -ї ділянки мережі;

k_i – коефіцієнт трансформації i -ї ділянки мережі, взятий у напрямку обходу контура, для ліній $k_i = 1$;

U_0 – напруга опорного вузла.

Втратами холостого ходу трансформаторів й активної та реактивної провідності ліній нехтується. Вузол 1 береться за балансувальний. Напруги у вузлі 1 у всіх режимах беруться $U_{\text{ном.1}}$.

Задаються невідомим потоком потужності на ділянці 1 – 2:

$$\underline{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12}.$$

Тоді потік потужності на ділянці 2 – 5 визначається за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{25} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2.$$

На ділянці 5 – 4:

$$\underline{S}_{54} = \underline{S}_{25} - \underline{S}_5 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_5.$$

Аналогічно для ділянок 4 – 3 і 1 – 3:

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{54} - \underline{S}_{4P} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_5 - \underline{S}_{4P},$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{43} - \underline{S}_3 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_5 - \underline{S}_{4P} - \underline{S}_3.$$

Тоді ліва частина узагальненого контурного рівняння записується у такий спосіб:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^5 \underline{S}_i \underline{Z}_i &= \underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{S}_{25} \cdot \underline{Z}_{25} + \underline{S}_{54} \cdot \underline{Z}_{54} + \underline{S}_{43} \cdot \underline{Z}_{43} + \underline{S}_{31} \cdot \underline{Z}_{31} = \\ &= \underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12} + (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2) \cdot \underline{Z}_{25} + (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_5) \cdot \underline{Z}_{54} + \\ &+ (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_{4P} - \underline{S}_5) \cdot \underline{Z}_{43} + (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - \underline{S}_{4P} - \underline{S}_5) \cdot \underline{Z}_{31} = 0, \end{aligned}$$

оскільки при $k_{13} = k_{25}$;

$$\prod_{i=1}^5 k_i = k_{25} k_{31} = k_{25} \frac{1}{k_{13}} = 1, \quad U_{\text{ном.1}}^2 (1 - \prod_{i=1}^5 k_i) = 0.$$

З одержаного рівняння для контура виражається невідома потужність \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2 (\underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}) + \underline{S}_5 (\underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}) + \underline{S}_{4P} (\underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}) + \underline{S}_3 \underline{Z}_{31}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}}.$$

Потім визначають потоки потужності інших ділянок замкненої частини мережі.

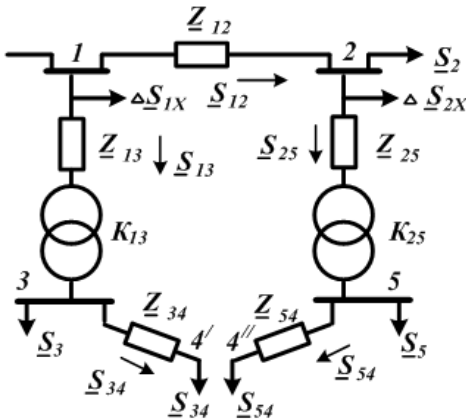


Рисунок 17.5 – Схема заміщення, розімкнена у вузлі 4

Знак (–) біля потоку потужності означає, що потік на цій ділянці спрямований протилежно обраному напрямку обходу.

Потоки потужності ділянок 1 – 3 і 3 – 4 беруться від’ємними, тому точка 4 є точкою потокорозподілу. Потім умовно розривається контур у вузлі 4.

Схема заміщення розімкнена у вузлі 4, показана на рис. 17.5

Далі проводиться розрахунок мережі з урахуванням втрат потужності. Потужності вузлів $4'$ і $4''$ беруть такими, що дорівнюють потужностям ділянок 3 – 4 і 5 – 4.

У виадку $k_{13} \neq k_{25}$ рівняння для визначення потужності

\underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2(\underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}) + \underline{S}_3 \underline{Z}_{31} + \underline{S}_4(\underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}) + \underline{S}_5(\underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}) + \underline{U}_1(1 - k_{25} \cdot \frac{1}{k_{13}})}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}} + \frac{\underline{U}_1(1 - k_{25} \cdot \frac{1}{k_{13}})}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{54} + \underline{Z}_{43} + \underline{Z}_{31}}.$$

Запитання для самоперевірки

1. Принципи розрахунку режимів електричних мереж двох номінальних напруг.
2. Порядок розрахунку мережі з двостороннім живленням за наявності підстанції. Випадок однакових напружень джерел.
3. Порядок розрахунку мережі з двостороннім живленням за наявності двотрансформаторної підстанції.
4. Порядок розрахунку мережі з двостороннім живленням за наявності підстанції. Випадок різних напруг джерел.

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Электричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. А. Файбисовича. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2005. – 352 с.

Лекція 18

Тема. Елементи проектування електричних мереж

План

1. Вибір номінальної напруги мережі.

2. Вибір типу й числа трансформаторів на підстанції.

18.1. Вибір номінальної напруги мережі

Під час проектування розвитку електричної мережі одночасно з розробленням питання про конфігурацію електричної мережі вирішується питання про вибір її номінальної напруги. Шкала номінальних лінійних напруг електричних мереж встановлена ГОСТом 721-77 і становить такий ряд:

0,23; 0,38; 0,66; **3**; 6; 10; 20; 35; 110; **150**; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ.

При виборі номінальної напруги мережі враховують такі загальні рекомендації:

1) напругу 6–10 кВ використовують для промислових, міських і сільськогосподарських розподільних мереж; найбільшого поширення для таких мереж одержала напруга 10 кВ; застосування напруги 6 кВ для нових об'єктів не рекомендується, а може використовуватися під час реконструкції існуючої електричної мережі за наявності у ній високовольтних двигунів на таку напругу;

2) у цей час у зв'язку з ростом навантажень комунально-побутового сектора є тенденція до підвищення напруги розподільних мереж у великих містах до 20 кВ;

3) напруга 35 кВ широко використовується для створення центрів живлення сільськогосподарських розподільних мереж 10 кВ; у зв'язку з ростом потужностей сільських споживачів для цих цілей починає застосовуватися напруга 110 кВ;

4) напругу 110–220 кВ застосовують для створення районних розподільних мереж і для зовнішнього електропостачання великих і середніх промислових підприємств;

5) напругу 330 кВ і вище використовують для видачі потужності великими електростанціями і для формування системоутворюючої мережі єдиної ЕЕС.

Номінальна напруга лінії електропередачі є, головним чином, функцією двох параметрів: потужності P , що передається по лінії, і відстані L , на яку ця потужність передається.

Номінальна напруга залежить від багатьох факторів, тому завдання вибору його не має прямого однозначного рішення. У практиці проектування при виборі напруги використовують ряд підходів.

1. Виходячи з довжин ліній і величини переданої за ними потужностями, намічають *напруги* окремих ліній за:

– *відомими емпіричними формулами*:

Стілла

$$U = 4,34\sqrt{L+16P},$$

де P , кВт – потужність, яка передається по лінії, L , км – відстань, на яку передається потужність. Ця формула дає прийнятні результати при значеннях $L \leq 250$ км і $P \leq 60$ МВт;

Залеського

$$U = \sqrt{P(0,1+0,15\sqrt{L})},$$

де P , кВт; L , км, справедлива при $L \leq 1000$ км і $P \geq 60$ МВт.

Іларіонова

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

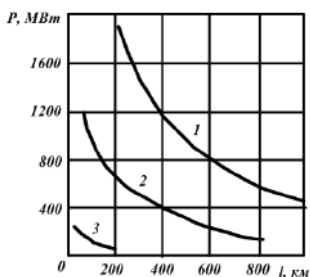
де L , км, і P , МВт;

– *таблицями*, що характеризують пропускну здатність і дальність передачі ліній різних напруг;

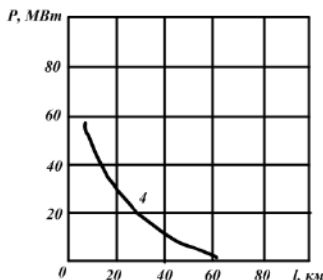
Таблиця 18.1 – Пропускна здатність і дальність передачі ліній 110–1150 кВ

Напруга ліній, кВ	Переріз проводу, мм	Передавана потужність, МВт		Довжина ліній електропередачі, км	
		нату- ральна	за густиною струму 1,1 А/мм ² *	Гранична при ККД = 0,9	Середня (між двома сусіднім к.п.с.)
110	70–240	30	13–45	80	25
150	150–300	60	38–77	250	20
220	240–400	135	90–150	400	100
330	2*240– 2*400	360	270–450	700	130
400	3*300– 3*400	500	620–820	1 000	180
500	3*300– 3*500	900	770–1300	1 200	280
750	5*300– 5*400	2100	1 500–2000	2 200	300
1 150	8*300– 8*500	5200	4 000–6 000	3 000	–
* Для ВЛ 750–1150 кВ 0,85 А/мм ²					

– кривими, що розділяють економічні сфери застосування різних напруг (рис. 18.1).



а)



б)

Рисунок 18.1 – Області застосування ліній різних номінальних напруг:

а), б) границі економічності: 1–750 і 330 кВ; 2 500 і 220 кВ;
3 220 і 110 кВ; 4 110 і 35 кВ

2. Далі уточнюють **значення** напруг, де береться до уваги:

- **по-перше**, система напруг, яка вже склалася в цьому регіоні;

- **по-друге**, технічна прийнятність намічених напруг (наприклад, за втратою напруги для забезпечення якості напруги, можливості застосування допустимих перерізів проводів, виходячи з нормальної роботи уніфікованих опор);

- **по-третє**, відсутність малозавантажених ліній.

Із урахуванням усього цього намічають, наприклад, **два значення** можливих **напруг**, які піддають техніко-економічному порівнянню.

Щодо забезпечення надійності електропостачання електроприймачі поділяють на такі три категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, збій в електропостачанні яких може спричинити за собою:

- небезпеку для життя людей;
- значну шкоду народному господарству;
- пошкодження дорогого основного обладнання;
- масовий брак продукції;
- розлад складного технологічного процесу;
- порушення функціонування особливо важливих

елементів комунального господарства.

Зі складу електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного зупинення виробництва з метою запобігання загрози:

- життя людей;
- вибухів;
- пожеж;
- пошкодження дорогого основного обладнання.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, збій в електропостачанні яких призводить:

- до масового недовідпущення продукції;

- масового простоя робітників, механізмів і промислового транспорту;
- порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – усі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення, і **перерва** їх електропостачання при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Для електропостачання **особливої групи електроприймачів I категорії** повинно передбачатися додаткове живлення від **третього** незалежного взаємно резервованого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для інших електроприймачів I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї і т. д.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання є економічно недоцільним, повинно бути здійснене технологічне резервування, наприклад, шляхом установа взаємно резервованих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійного зупинення технологічного процесу, що діють при порушенні електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з **особливо складним** безперервним технологічним процесом, що вимагає тривалого часу на відновлення робочого режиму, за

наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендується здійснювати від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення, до яких висувають додаткові вимоги, обумовлені особливостями технологічного процесу.

Електроприймачі II категорії рекомендують забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення електроприймачів II категорії за однією ПЛ, зокрема з кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби. Кабельні вставки цієї лінії повинні виконуватися двома кабелями, кожен з яких вибирається за найбільшим тривалим струмом ВЛ. Допускається живлення електроприймачів II категорії за однією кабельною лінією, що складається не менше ніж із двох кабелів, приєднаних до одного спільного апарату.

За наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше ніж 1 доба допускається живлення електроприймачів II категорії від одного трансформатора.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватися живлення від одного джерела за умови, що відімкнення електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання не перевищують 1 добу.

18.2. Вибір типу й числа трансформаторів на підстанції

Завдання вибору трансформаторів полягає у виборі їх кількості та потужності.

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) на підстанції залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів, які живляться від неї і є в загальному випадку техніко-економічним завданням. Існуючою практикою проектування районних і системоутворювальних електричних мереж передбачається установлення на підстанціях, як правило, не менше ніж двох трансформаторів. На підстанціях із вищою напругою 220 кВ і вище, як правило, встановлюються автотрансформатори, які мають низку переваг порівняно з трансформаторами.

Застосування підстанцій з одним трансформатором допускається як перший етап спорудження двотрансформаторної підстанції при поступовому зростанні її навантаження, а також для живлення невідповідальних споживачів, що допускають перерву електропостачання на час, достатній для заміни пошкодженого трансформатора.

На підстанціях 6–35/0,4 кВ міських і сільських місцевих розподільних мереж встановлюються, як правило, по одному трансформатору.

На підстанціях 6–35/0,4 кВ промислових розподільних мереж залежно від потужності та категорії споживачів щодо надійності електропостачання можуть встановлюватися від 1 до 3 трансформаторів.

Вибір встановленої потужності трансформаторів підстанцій проводять за умовами їх роботи у нормальному й післяаварійному режимах. Сумарна встановлена потужність трансформаторів повинна задовольняти умовам

$$S_T \geq P_{НБ},$$

$$S_T \geq \frac{P_{AB}}{k_{AB}(n_T - n_{отк})},$$

де n_T , S_T – кількість і одинична потужність трансформаторів;

P_{HB} – максимальне навантаження підстанції у нормальному режимі;

$P_{AB} = P_{HB} - P_{PEЗ}$ – навантаження підстанції у післяаварійному режимі;

$P_{PEЗ}$ – частина навантаження підстанції, яка резервується за мережами вторинної напруги;

$n_{ОТК}$ – кількість відімкнених трансформаторів;

k_{AB} – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів у аварійних випадках.

Потужність одотрансформаторної підстанції визначають максимальним завантаженням трансформатора у нормальному режимі (до 100 %).

Для двотрансформаторних підстанцій потужність кожного трансформатора вибирається, виходячи з умови, що враховує допустиме впродовж не більше ніж 5 діб перевантаження, а в 40 % на час максимумів навантаження тривалістю не більше ніж 6 годин на добу

$$S_T \geq \frac{S_{HB}}{1,4}.$$

Тобто за відсутності резервування у мережах вторинної напруги потужність кожного трансформатора береться такою, що дорівнює $0,7 P_{HB}$.

За наявності перспективних графіків навантаження проєктованих підстанцій потужність трансформаторів може бути зменшена за рахунок урахування їх допустимого систематичного перевантаження.

Для споживчих підстанцій вибір потужності трансформаторів встановлюється галузевими нормативними матеріалами. Так, для підстанцій сільськогосподарського призначення потужність одно- і двотрансформаторних підстанцій визначається для нормального режиму згідно економічних інтервалів навантаження

$$S_{HM}^E \leq \frac{S_{HB}}{n_T} \leq S_{HB}^E,$$

де S_{HM}^E , S_{HB}^E – відповідно найменша і найбільша границі економічного інтервалу навантаження прийнятого трансформатора для цього виду навантаження.

Взяті трансформатори перевіряються в нормальному режимі за коефіцієнтом допустимих систематичних навантажень k_C і в аварійному режимі за коефіцієнтом аварійного перевантаження k_{AB} за умовами

$$\frac{S_{HB}}{n_T S_T} \leq k_C.$$

Запитання для самоперевірки

1. Які найбільш характерні завдання при проектуванні систем передачі і розподілу електроенергії?
2. Як поділяються електроприймачі за категоріями для забезпечення відповідної надійності електропостачання?
3. Які споживачі електроенергії відносять до I категорії?
4. Які споживачі електроенергії відносять до II категорії?
5. Які споживачі електроенергії відносять до III категорії?
6. Від чого залежать можливі конфігурації електричних мереж?
7. Які вимоги ставлять до схем електричних мереж?
8. Наведіть шкалу номінальних напруг електричних мереж.
9. В яких випадках для електричних мереж використовуються номінальні напруги 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330 кВ і вище?
10. Як визначають номінальну напругу лінії електропередачі?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Глазунов А. А. Электрические системы сети : учеб. пособие / А. А. Глазунов. – Москва : ГЭИ, 1960. – 368 с.

Лекція 19

Тема. Практичне проектування електричної мережі План

1. Вибір напруги в мережі та марки проводів.
2. Вибір потужності трансформаторів на підстанціях.

19.1. Вибір напруги в мережі та марки проводів

На рисунку 19.1 показана схема варіанта заново проєктованої мережі, де довжини ліній зазначені в кілометрах.

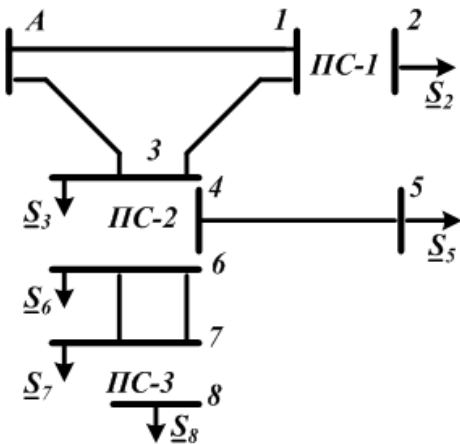


Рисунок 19.1 – Варіант заново проєктованої мережі

Потужності навантаження вузлів дорівнюють:

$$\underline{S}_2 = 70 + j30 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_3 = 30 + j12 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_5 = 10 + j4 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_6 = 40 + j18 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_7 = 3 + j1,5 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_8 = 0,3 + j0,1 \text{ МВА}.$$

Довжини ділянок мережі:

$$l_{A1} = 60 \text{ км}; l_{A3} = 30 \text{ км}$$

$$; l_{13} = 50 \text{ км};$$

$$l_{45} = 15 \text{ км}; l_{67} = 1,5 \text{ км}.$$

Навантаження вузлів 2 – \underline{S}_2 , 3 – \underline{S}_3 , 6 – \underline{S}_6 відносять до 1-ї категорії надійності електропостачання, а вузлів 8 – \underline{S}_8 , 5 – \underline{S}_5 – до 3-ї категорії. Номінальна напруга споживачів вузлів 2 і 6–10 кВ, а вузла 8–0,4 кВ.

Потрібно вибрати номінальні напруги електричної мережі та трансформатори підстанцій ПС – 1, ПС – 2 і ПС – 3.

Для вибору номінальних напруг у замкненій частині електричної мережі знаходять сумарні навантаження вузлів 1 і 3:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 = 70 + j30 \text{ MBA.}$$

$$\begin{aligned}\underline{S}_{3P} &= \underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 + \underline{S}_7 + \underline{S}_8 = \\ &= 30 + 40 + 3 + 0,3 + 10 + j(12 + 18 + 1,5 + 0,1 + 4) = \\ &= 83,3 + j35,6 \text{ MBA.}\end{aligned}$$

Потім складається розрахункова схема заміщення замкненої частини мережі (рис. 19.2).

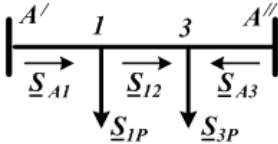


Рисунок 19.2 – Розрахункова схема заміщення замкненої частини мережі

Вибираються додатні напрямки потужностей ділянок мережі.

Визначають потужності у лініях $A - 1$, $A - 3$ і $1 - 2$

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_{1P} \cdot l_{13A} + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3A}}{l_{A13A}} = \\ &= \frac{(70 + j30) \cdot 80 + (83,3 + j35,6) \cdot 30}{140} = \\ &= 57,85 + j24,77 \text{ MBA,} \\ \underline{S}_{A3} &= \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{31A} + \underline{S}_{1P} \cdot l_{1A}}{l_{A13A}} = \\ &= \frac{(83,3 + j35,6) \cdot 110 + (70 + j30) \cdot 60}{140} = \\ &= 95,45 + j40,83 \text{ MBA,} \\ \underline{S}_{12} &= \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = \\ &= 57,85 + j24,77 - (70 + j30) = \\ &= -12,15 - j5,23 \text{ MBA.}\end{aligned}$$

Номінальні напруги попередньо розраховуються за емпіричною формулою **Ларіонова**

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{57,85}}} = 139 \text{ кВ},$$

$$U_{A3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{95,45}}} = 152 \text{ кВ},$$

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{12,15}}} = 67 \text{ кВ}.$$

Так як для всіх ліній кільцевої мережі бажано мати однакову напругу, то це може бути 110 або 220 кВ.

Для лінії **I – 2** більше підходить напруга 110 кВ, а для ліній **A – I** і **A – 2** – 220 кВ. За економічними областями номінальних напруг (рис. 14.1) виходить, що значення **P** і **I** цих ліній потрапляють в область кривої **3**, тобто границі рівноекономічності напруг 110 і 220 кВ. Остаточне рішення у таких випадках ухвалюють на основі техніко-економічного порівняння цих двох варіантів.

Розглянемо деякі інші підходи до вибору напруги.

Знайдемо струми у лініях для нормального режиму за різних напруг:

$$I_{A1}^{110} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{\sqrt{57,85^2 + 24,77^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 330 \text{ А},$$

$$I_{A1}^{220} = \frac{\sqrt{57,85^2 + 24,77^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 165 \text{ А},$$

$$I_{A3}^{110} = \frac{\sqrt{95,45^2 + 40,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 546 \text{ А},$$

$$I_{A3}^{220} = \frac{\sqrt{95,45^2 + 40,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 273 \text{ А}.$$

Із оцінювання перерізу проводів з економічної густини струму випливає, що при напрузі 110 кВ для ліній $A-I$ необхідний переріз 300 мм², а для лінії $A-3$ – 500 мм². Однак для ліній напругою 110 кВ на уніфікованих опорах можна застосовувати переріз проводу не більше 240 мм². Щоб ця умова виконувалася ділянки $A-I$ і $A-3$ необхідно виконувати дволанцюговими, що ускладнить мережу. Зауважимо, що у післяаварійному режимі, наприклад, при обриві лінії $A-I$ на ділянці лінії $A-3$ буде проходити струм

$$I_{A3}^{IIA} = I_{A1} + I_{A3} = 876 \text{ А.}$$

Отже, за умови нагрівання необхідний провід площею поперечного перерізу 500 мм², для якого допустимий струм $I_{доп} = 945 \text{ А}$.

Зробимо такі самі оціночні розрахунки для напруги 220 кВ. Як відомо, за короною переріз проводу для ліній напругою 220 кВ не може бути взятим менше ніж 240 мм². Саме таким виявляється переріз, визначений за економічною густиною струму для лінії $A-3$.

Для ліній напругою 220 кВ на уніфікованих опорах можна застосовувати переріз від 240 до 400 мм². Допустимий струм за умовою нагрівання для 240 мм² $I_{доп} = 605 \text{ А}$, що більший за струм післяаварійного режиму $I_{A2}^{IIA} = 165 + 273 = 438 \text{ А}$.

Тому в розглянутому прикладі для ліній кільцевої мережі вибирають номінальну напругу 220 кВ.

Лінія $1-3$ повинна мати номінальну напругу 10 кВ, оскільки це визначається вимогою споживача вузла 6.

Вибираємо напругу лінії $4-5$. Вона відходить від підстанції $ПС-2$, де вже обрані напруги вузлів $3-220 \text{ кВ}$ і $6-10 \text{ кВ}$

$$U_{45} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15} + \frac{2500}{10}}} = 59 \text{ кВ.}$$

За економічними областями номінальних напруг (див. рис. 18.1) значення P і I ліній 4 – 5 потрапляють нижче кривої 4, тобто межі рівноеконічності напруг 35 і 110 кВ. Для лінії 4 – 5 беремо напругу 35 кВ.

19.2. Вибір трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів на понижувальних підстанціях у першу чергу визначається вимогами, що ставляться споживачами до надійності електропостачання.

Від підстанцій $ПС - 1$ і $ПС - 2$ одержують електроенергію *споживачі 1-ї категорії* ($\underline{S}_2, \underline{S}_3, \underline{S}_6$), тому на них необхідна установка двох трансформаторів.

Підстанція $ПС - 3$ забезпечує електроенергією споживача \underline{S}_8 , який відносять до 3-ї категорії. Тому на ній допускається установка одного трансформатора.

На підстанції $ПС - 1$ трансформатори пов'язують мережі з напругою 220 і 10 кВ. Розрахункову потужність кожного трансформатора визначаємо за формулою

$$S_T = \frac{S_{1H}}{1,4} = \frac{\sqrt{70^2 + 30^2}}{1,4} = 54,4 \text{ МВА.}$$

За довідником вибирають трансформатори $ТРДЦН-63000/220$. Визначають коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі

$$k_3 = \frac{\sqrt{70^2 + 30^2}}{2 \cdot 63} = 0,6.$$

Для підстанції $ПС - 3$, що пов'язує мережі з напругою 10 і 0,4 кВ і має навантаження $\underline{S}_8 = 300 + j100 \text{ кВА}$, вибирається трансформатор $ТМ-400/10$. Коефіцієнт його завантаження

$$k_3 = \frac{\sqrt{300^2 + 100^2}}{400} = 0,79.$$

Трансформатори, встановлені на підстанції $ПС - 2$, пов'язують мережі трьох різних напруг: 220, 35 і 10 кВ. Тому

вибирають два триобмоткових трансформатори. Для визначення їх потужності знаходять потужність, що передається по обмотці вищої напруги

$$\begin{aligned}\underline{S}_B &= \underline{S}_5 + \underline{S}_6 + \underline{S}_7 + \underline{S}_5 = \\ &= 40 + 3 + 0,3 + 10 + j(18 + 1,5 + 0,1 + 4) = \\ &= 53,3 + j23,6 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Потужність кожного трансформатора

$$S_T = \frac{S_B}{1,4} = \frac{\sqrt{53,3^2 + 23,6^2}}{1,4} = 41,6 \text{ МВА.}$$

За довідником вибирають триобмоткові трансформатори марки *ТДТН-40000/230 / 38,5 / 11*. Коефіцієнт завантаження їх у нормальному режимі

$$k_3 = \frac{\sqrt{53,3^2 + 23,6^2}}{2 \cdot 40} = 0,73.$$

Припустимо, що при виборі номінальної напруги лінії 2–4 перевага була віддана напрузі 110 кВ. Тоді на підстанції 2 необхідно було встановлювати два автотрансформатори марки *АТДЦТН-63000/230/121/11*. Коефіцієнт завантаження їх за обмоткою вищої напруги низький

$$k_{3B} = \frac{\sqrt{53,3^2 + 23,6^2}}{2 \cdot 63} = 0,46.$$

Потужність обмотки нижчої напруги автотрансформатора дорівнює 50 % потужності трансформатора. Тому коефіцієнт завантаження обмоток нижчої напруги близький до допустимого значення

$$\begin{aligned}k_{3.H.} &= \frac{\sqrt{(P_{2H} + P_{3B} + P_{3H})^2 + (Q_{2H} + Q_{3B} + Q_{3H})^2}}{2S_{H.H.}} = \\ &= \frac{\sqrt{(40 + 3 + 0,3)^2 + (18 + 1,5 + 0,1)^2}}{2 \cdot 0,5 \cdot 63} = 0,75.\end{aligned}$$

Запитання для самоперевірки

1. Якими факторами визначається кількість трансформаторів на підстанції?
2. Як вибирається потужність трансформаторів на однострансформаторних підстанціях?
3. Як вибирається потужність трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях?
4. Які допустимі перевантаження трансформаторів у післяаварійних режимах?
5. Які мінімальні перерізи проводів за умовами обмеження втрат на корону?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. А. Файбисовича. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2005. – 352 с.

Лекція 20

Тема. Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній

План

1. Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній

20.1. Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній

Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній, як правило, проводять виходячи з економічних умов, яким відповідають методи економічної густини струму й економічних струмових інтервалів. При цьому необхідно враховувати ряд технічних обмежень, що мають переважно конкретну область застосування.

Вибір перерізів з економічної густини струму ведеться для нормального робочого режиму максимальних навантажень розглянутої електричної мережі, для якого й визначається розрахунковий струм I_{HB} . Далі, виходячи з передбачуваного конструктивного виконання лінії, марки проводу або кабелю і часу використання максимальних навантажень, вибирають значення економічної густини струму J_e (табл. 20.1).

Поперечний переріз провідника, визначений за формулою

$$F_E = \frac{I_{HB}}{j_E},$$

округлюють до стандартного.

Таблиця 20.1 – Економічна густина струму, A/mm^2

Тип провідника	I_{HB} , год/рік		
	1 000– 3 000	3 001–5 000	Більше 5 000
Неізольовані дроти:			
мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0

Продовження таблиці 20.1

Кабелі з паперовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,0	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,5	3,1	2,7
алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

У повітряних і кабельних лініях з проміжними відборами потужності для сусідніх ділянок допускається брати однаковий переріз провідника, відповідний економічному для найбільш протяжної ділянки, якщо їх розрахункові перерізи розрізняються на один ступінь за шкалою стандартних перерізів.

При визначенні розрахункового струму $I_{НБ}$ у замкнених мережах потрібно враховувати таке. Для мереж напругою 110 кВ і вище нормальним робочим режимом є замкнений. Розрахунок розподілу у них потужностей, за яким знаходять струми $I_{НБ}$, береться з припущенням однорідності мережі.

Для замкнених за конфігурацією мереж 6–35 кВ нормальним робочим режимом є розімкнений. При цьому розмикання здійснюють, як правило, на ділянці, що забезпечує мінімум втрат потужності у мережі, який визначають так. Знаходять розподіл потужностей у замкненому режимі мережі, вважаючи її однорідною. Потім виявляють лінію, за якою проходить найменша активна потужність, і вимикають її.

Вибір перерізів за економічною густиною струму береться у лініях із напругою не вище ніж 220 кВ. Із ліній цього класу напруги *виняток становлять*: мережі промислових підприємств до 1 кВ при часу використання найбільшого навантаження до 4 000–5 000 год; відгалуження до окремих електроприймачів

напругою до 1 кВ й освітлювальні мережі; мережі тимчасових споруд, а також пристрої з терміном служби 3–5 років.

Вибір перерізів проводів у повітряних лініях 35 кВ і вище пропонують проводити не за економічною густиною струму, а згідно економічних інтервалів струму (потужності). Його проводять за розрахунковим навантаженням струму, яке визначають для нормального робочого режиму максимальних навантажень і враховують зміни навантаження за роками експлуатації лінії і кількості годин використання найбільшого навантаження I_{HB} :

$$I_P = I_{HB} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T,$$

де I_{HB} – струм у лінії на п'ятий рік її експлуатації у нормальному режимі, відповідному максимуму навантаження енергосистеми;

α_i – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження погодам експлуатації лінії, для ліній 110–220 кВ береться таким, що дорівнює 1,05;

α_T коефіцієнт, що враховує число використання найбільшого навантаження лінії I_{HB} , і коефіцієнт її потрапляння в максимум енергосистеми k_M (табл. 20.2).

Економічні інтервали струму для вибору перерізів подають у вигляді таблиць залежно від напруги, розрахункового навантаження струму I_P , району щодо ожеледі, матеріалу опор і кількості ланцюгів у лінії.

Економічні інтервали струмів підраховані для перерізів, придатних за умовами корони. Тому перевіряти за умовою корони потрібно лише повітряні лінії 110 кВ і вище, що прокладаються на висоті понад 1 500 м над рівнем моря.

Таблиця 20.2 – Усереднені значення коефіцієнта α_T

Напруга ВЛ, kV	K_m	$T_{\text{НБ. год}}$		
		< 4 000	4 000– 6 000	> 6 000
35–330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2

Вибрані згідно економічних інтервалів струмів повітряні лінії 35 кВ не потрібно перевіряти за допустимими втратами напруги, оскільки підвищувати рівень напруги у них за рахунок збільшення перерізу економічно недоцільно. У деяких лініях переріз не вибирають згідно економічних умов. У них основними умовами виступають втрата напруги $F_{\Delta U}$ і нагрівання тривало допустимим струмом $F_{I_{\text{доп}}}$.

Тут потрібно оцінити нерівність $F_{\Delta U} > < F_{I_{\text{доп}}}$ і вибрати більший переріз.

Для кабельних ліній, як правило $F_{I_{\text{доп}}} > F_{\Delta U}$. Для повітряних ліній із невеликими навантаженнями і відносно великими довжинами (сільські мережі) $F_{\Delta U} > F_{I_{\text{доп}}}$.

Надійність роботи електричних мереж залежить від температури нагрівання проводів і кабелів. Тому у всіх без винятку електричних мережах проводи та кабелі повинні вибиратися або, якщо вони обрані за іншими умовами, перевірятися за умовами допустимого нагрівання. Провідник підходить за допустимим нагріванням, якщо дотримується умова

$$I_{\text{НБ}} \leq I_{\text{доп}},$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм провідника, що враховує реальні умови його прокладання та охолодження й аварійного перевантаження;

$I_{НБ}$ – максимальний струм із нормального, післяаварійного і ремонтного режимів.

При розрахунку повітряних ліній $I_{доп}$ береться таким, що дорівнює допустимому табличному значенню для провідника розглянутого перерізу. Для кабельних ліній допустимий струм визначають за виразом

$$I_{доп} = I_{доп.т} \cdot k_{п} \cdot k_{т} \cdot k_{ав},$$

де $I_{доп.т}$ – допустимий табличний струм для цього кабелю;

$k_{п}$ – поправковий коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених працюючих кабелів;

$k_{т}$ – поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, виходячи з умов прокладання;

$k_{ав}$ – коефіцієнт перевантаження у післяаварійному режимі

$$I_{доп} \geq \frac{I_{НОМ.ЗАХ.АП}}{k},$$

де $I_{НОМ.ЗАХ.АП}$ – номінальний струм захисного апарата;

k – коефіцієнт, що дорівнює 0,8 для міських мереж і 3 для промислових підприємств і силових установок.

У мережах напругою 0,38 – 20 кВ вибраний чи такий, що вибирають переріз повинен задовольняти умові

$$\Delta U_{НБ} \leq \Delta U_{доп},$$

де $\Delta U_{доп}$ – допустима втрата напруги, що забезпечує необхідні відхилення напруги;

$\Delta U_{НБ}$ – втрата напруги від джерела до найвіддаленішої точки мережі.

Необхідність перевірки цієї умови викликана:

– по-перше, вимогою забезпечення відхилень напруги у споживачів відповідно державного стандарту;

– по-друге, істотним впливом перерізу провідника на втрати напруги через те, що в розглянутих мережах $r_0 > x_0$.

При виборі перерізів за допустимою втратою напруги можуть братися до уваги додаткові умови: незмінність перерізу, але всієї лінії з декількома навантаженнями $F = \text{const}$, мінімум витрат металу $m_F = \min$ і мінімум втрат потужності $\Delta P = \min$.

Необхідність виконання *першої умови* характерна для міських мереж, що мають велику кількість навантажень, достатньо близько розміщених один до одного. *Другу додаткову* умову використовують у сільських мережах, де через малі навантаження економія металу часто важливіша, ніж економія, наприклад, втрат електроенергії. *Остання умова*, відповідність постійній густині струму, є найбільш характерною для промислових мереж, що мають досить великі навантаження за малих відстанях їх передачі.

Розглянемо *алгоритм вибору перерізів* провідників за допустимою втратою напруги з урахуванням необхідності виконання додаткових умов.

У всіх випадках рішення починається з вибору величини питомого індуктивного опору x_0 залежності від конструктивного виконання мережі та номінальної напруги. Потім визначається *реактивна* складова втрати напруги

$$\Delta U_P = \frac{X_0 \Sigma \cdot Q_{iL} \cdot l}{U_H}.$$

Далі знаходимо активну складову допустимої втрати напруги

$$\Delta U_{A.\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_P.$$

Ця частина розрахунку є однаковою для всіх додаткових умов, а подальші розрахунки з визначення перерізів провідників для них різні.

При виборі додаткової умови $F = \text{const}$ переріз провідника визначають за формулою

$$F = \frac{\Sigma \cdot P_{iL} \cdot l_{iL}}{\gamma \Delta U_{A.доп} U_H},$$

де γ – питома провідність матеріалу провідника (для алюмінієвих і сталевалюмінієвих провідників)

$$\gamma = 32 \frac{M}{Om \cdot mm^2}.$$

Для додаткової умови $\Delta P = \min$ спочатку розраховують густину струму, однакову для всіх ділянок

$$j_{\Delta U} = \frac{\gamma \Delta U_{A.доп}}{\sqrt{3 \Sigma l_{iL} \cdot \cos \varphi_{iL}}},$$

а потім для кожної ділянки визначають розрахункові перерізи

$$F_{iL} = \frac{I_{iL}}{j_{\Delta U}}.$$

І, нарешті, для умови $m_F = \min$ у випадку n навантажень спочатку знаходять переріз останньої ділянки лінії $(n - 1) - n$

$$F_{(n-1)-n} = \frac{\sqrt{P_{(n-1)-n}}}{\gamma \Delta U_{A.доп} U_H} \Sigma l_{iL} \cdot \sqrt{P_{iL}}.$$

Далі послідовно визначають перерізи попередніх ділянок лінії

$$F_{(n-2)-(n-1)} = F_{(n-1)-n} \sqrt{\frac{P_{(n-2)-(n-1)}}{P_{(n-1)-n}}}.$$

Подальший розрахунок для всіх додаткових умов однаковий. Знайдені розрахункові перерізи округлюють до найближчих стандартних значень. Для них знаходять параметри r_0 і x_0 і розраховують дійсну втрату напруги до найвіддаленішої точки

$$\Delta U_{НБ} = \frac{\Sigma \cdot P_{iL} R_{iL} + \Sigma \cdot Q_{iL} X_{iL}}{U_H}.$$

Якщо виконується умова $\Delta U_{НБ} \leq \Delta U_{доп}$, то знайдені перерізи підходять. В іншому разі необхідна зміна вибраних перерізів.

Переріз проводів у повітряних лініях напругою 110 кВ і вище повинен бути не менший за мінімально допустиме значення за умовою виключення корони.

Для ліній також встановлені мінімальні перерізи, що можна застосовувати за умовою механічної міцності. Для ліній напругою до 1 кВ такими є алюмінієві дроти перерізом 16 мм² і сталевалюмінієві 10 мм², а для ліній напругою вище 1 кВ відповідно 35 і 25 мм².

Приклад 1

Підприємство з максимальним навантаженням $S_{НБ} = 35 \text{ МВА}$ передбачається забезпечити електроенергією по дволанцюговій повітряній лінії напругою 110 кВ·год використання максимального навантаження становить $T_{НБ} = 4 \text{ 200}$ год. Вибрати дроти лінії.

Розв'язання

Як проводи беремо сталевалюмінієві дроти марки АС.

Перетин проводів вибираємо за економічною густиною струму. Визначаємо струм по лінії для нормального робочого режиму, коли працюють обидва ланцюги лінії

$$I_{НБ} = \frac{S_{НБ}}{2\sqrt{3}U_H} = \frac{35 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 92 \text{ А.}$$

За таблицю 20.1 знаходимо, що економічна густина струму $j_E = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Економічно доцільний переріз проводів лінії

$$F_E = \frac{I_{НБ}}{j_E} = \frac{92}{1,1} = 84 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до шкали стандартних перерізів вибираємо найближчий, відповідний провід марки АС-95/16.

Відзначаємо, що цей провід підходить за умовою корони, оскільки мінімально допустимий переріз у короні для ліній напругою 110 кВ – 70 мм².

Перевіряємо обраний провід щодо тривалого нагрівання допустимим струмом. Допустимий струм для сталевалюмінієвих проводів, прокладених поза приміщеннями, становить $I_{\text{доп}} = 330$ А. Отже, для нормального режиму $I_{\text{нб}} < I_{\text{доп}}$.

У післяаварійному режимі, коли один із двох ланцюгів відключено, струм також менший допустимого $I_{\text{нб}} < I_{\text{доп}}$ ($2 \cdot 92 < 330$).

Для проєктованої лінії остаточно вибираємо провід АС-95/16.

Запитання для самоперевірки

1. Що таке економічна густина струму?
2. Як виконується вибір перерізів з економічної густини струму?
3. Яка область застосування методу економічної густини струму?
4. Поясніть суть методу економічних інтервалів струму і потужності.
5. Які технічні обмеження існують при виборі перерізів провідників?
6. Які мінімальні перерізи проводів за умовами обмеження втрат на корону?
7. Які додаткові умови враховують при виборі перерізів провідників у місцевих розподільних мережах?
8. Для яких місцевих розподільних мереж береться умова сталості перерізу?
9. Для яких місцевих розподільних мереж береться умова мінімальної витрати кольорового металу?
10. Для яких місцевих розподільних мереж береться умова мінімуму втрат потужності?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі. Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Фурсанов М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск : УВНЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.

Лекція 21

Тема. Показники якості електричної енергії

План

1. Відхилення частоти.

2. Відхилення напруги.

1. Відхилення частоти

Під цим показником розуміють зміну частоти щодо її номінального значення 50 Гц. Зміна частоти пов'язана з балансом активних потужностей в електроенергетичній системі:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P,$$

де $\sum P_{\Gamma}$ – сумарна активна потужність генераторів електростанцій;

$\sum P_{\Pi}$ – сумарна потужність споживачів;

$\sum \Delta P$ – сумарна потужність втрат в електричних мережах.

Якщо, наприклад, відбудеться збільшення потужності споживачів за рахунок під'єднання до системи додаткових навантажень, а потужність генераторів залишиться незмінною, то стане неможливим обертати двигуни з колишньою частотою обертання. Вони почнуть гальмуватися, зменшуючи споживану активну потужність. У результаті настане баланс активних потужностей, але вже за частоти, меншої за попередню.

При від'єднанні частини споживачів, навпаки, з'явиться надлишок потужності, яка генерується, що призведе до збільшення частоти обертання всіх двигунів, під'єднаних до системи, і відповідно до збільшення споживаної ними з системи потужності. При цьому також настане баланс активних потужностей, але вже при підвищеній частоті. Аналогічна картина буде спостерігатися й у разі зміни сумарної потужності генераторів $\sum P_{\Gamma}$ при незмінній потужності споживачів.

Таким чином, відхилення частоти буде відбуватися за умови:

– зміни потужності електроприймачів $\Sigma P_{II} = var$ і сталості потужності, що генерується $\Sigma P_{Г} = const$;

– зміни потужності генераторів електростанцій $\Sigma P_{Г} = var$ без зміни під'єднаної до системи потужності споживачів $\Sigma P_{II} = const$;

– одночасної неузгодженої зміни навантаження станцій $\Sigma P_{Г} = var$ і споживачів $\Sigma P_{II} = var$;

– вимкнення навантаженої лінії електропередачі, що пов'язує дві системи, при цьому в одній із систем частота підвищиться, а в іншій знизиться.

За ступенем впливу відхилення частоти усі електроприймачі можна поділити на дві групи.

До першої групи належать електроприймачі, що мають лише активний опір і споживають із мережі лише активну потужність (лампи розжарювання, електричні печі та ін.). Вони не реагують на відхилення частоти.

До другої групи належать електроприймачі, режим роботи яких залежить від частоти. До них відносять електродвигуни, що при зміні частоти змінного струму змінюють свою частоту обертання. Наслідком цього є зміна продуктивності механізмів, з'єднаних з цими двигунами.

Особливо сильно змінюється продуктивність механізмів, що працюють зі статичним напором. До таких механізмів, зокрема, відносять обладнання, призначене для власних потреб теплових електростанцій (насоси живлення, димососи, вентилятори та ін.).

При сильному зниженні частоти це призводить до зниження продуктивності зазначеного обладнання і, як наслідок, до зниження потужності, що видається тепловою електростанцією в систему, що, в свою чергу, призводить до подальшого зниження частоти. Це може викликати таке явище, як «лавину частоти», за якої станції повністю можуть вийти з ладу.

Для запобігання такій системній аварії застосовують спеціальні пристрої автоматичного частотного розвантаження (**АЧР**), що при значних зниженнях частоти відключають частину споживачів.

Крім того, зниження частоти зменшує термін служби різного устаткування (електродвигуни, трансформатори та ін.) і погіршує економічність роботи електричної системи. Підвищення частоти може бути причиною пошкодження.

Відхилення частоти обчислюють за формулою

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}},$$

де f – значення частоти на даний момент часу;

$f_{\text{ном}}$ – номінальна частота.

Його допустимі значення нормують для нормальних, післяаварійних та аварійних режимів. У нормальних і післяаварійних режимах установлюють тривалість відхилення частоти.

При аварійних порушеннях допускається короткочасне відхилення частоти з подальшим відновленням до значень, що відповідають післяаварійним режимам. Класифікація та числові значення допустимих відхилень частоти наведені на рис. 22.1.



Рисунок 22.1 – Нормовані показники відхилення частоти

2. Відхилення напруги

Під цим показником розуміють величину, що дорівнює різниці між значенням напруги у даній точці мережі на даний

момент часу та його номінальним значенням. Відхилення напруги характеризує відносно повільні та плавні зміни напруги. Вони викликаються зміною навантаження споживачів і, як наслідок, зміною втрат напруги в мережі. На відхилення напруги у різних точках мережі також впливає режим напруг джерел живлення.

При експлуатації електричних мереж неможливо постійно контролювати напругу в усіх електроприймачах. Тому для контролю встановлюють спеціальні контрольні точки, найбільш характерні для цієї мережі. Якщо в цих точках напруга виявляється в допустимих межах, то це означає, що у більшості споживачів вона також у допустимих межах. Контрольні точки, як правило, вибирають на шинах вторинної напруги підстанцій, на шинах первинної напруги в основних вузлах системи і на електростанціях.

Відхилення напруги істотно впливає на роботу електроприймачів та електричних мереж. Так, найбільш поширені електроприймачі – асинхронні електродвигуни – при відхиленні напруги змінюють частоту обертання, що в багатьох випадках впливає на продуктивність механізмів, що працюють спільно з цими двигунами. Крім того, при зміні напруги за рахунок зміни струму можуть виникати підвищене нагрівання ізоляції і зниження терміну її служби. При цьому змінюються також втрати потужності.

Зниження напруги на лампах розжарювання призводить до зменшення освітленості, що може викликати зниження продуктивності праці на виробництвах, де потрібна значна зорова напруга (заводи радіоапаратури, швейні фабрики і тощо).

Підвищення напруги призводить до скорочення терміну служби ламп розжарювання.

У газорозрядних люмінесцентних лампах при підвищенні напруги також зменшується термін служби, і при зниженні напруги до певної величини виникає «миготіння». В електролізних та електротермічних установках при зниженні

напруги знижується продуктивність праці і збільшується собівартість продукції, а в зварювальному виробництві погіршується якість зварювання.

В електричних мережах величина напруги впливає на техніко-економічні показники. Так, втрати активної потужності на лінії при зміні напруги змінюються неоднозначно. При підвищенні напруги навантажувальні втрати знижуються, а втрати холостого ходу, пов'язані з явищем корони, збільшуються:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{н}} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U} \right)^2 + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n,$$

де $\Delta P_{\text{н}}$, $\Delta P_{\text{к}}$ – навантажувальні втрати і втрати на корону при номінальній напрузі;

n – показник, що характеризує стан погоди.

Результуюча реактивна потужність лінії, обумовлена втратами реактивної та зарядної потужностей, також залежить від напруги:

$$Q_{\text{л}} = \Delta Q_{\text{н}} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U} \right)^2 + Q_{\text{в}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2,$$

де $\Delta Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{в}}$ – втрати реактивної потужності і зарядна потужність при номінальній напрузі.

Відхилення напруги обчислюють за формулою

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

де U – дійсне значення напруги, яке визначається в мережах трифазового струму як діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти.

Числові значення допустимих відхилень напруги відповідно до стандарту наведено в табл. 22.1. У таблиці ці значення наведені відповідно з ПНЕ.

Таблиця 22.1 – Допустимі значення показників якості напруги

Номер пор.	<i>Назва показника</i>	Допустимі значення показника	
		нормальне	максимальне
1	Відхилення напруги, %, у мережі напругою:		
	до 1 кВ	±5	±10
	6—20 кВ	±5	±10
	35—220 кВ	±5	+15
	330 кВ	±5	+10
	500 кВ і більше	±5	+5
2	Розмах зміни напруги, %	—	За рис. 7.2
3	Доза коливань напруги, % ² (залежно від типу освітлювальних установок)	—	0,018–0,079
4	Коефіцієнт несинусоїдальності (%), в електричній мережі напругою:		
	до 1 кВ	5	10
	6—20 кВ	4	8
	35 кВ	3	6
	110 кВ і вище	2	4
5	Коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку (%), в електричній мережі напругою:		
	до 1 кВ	—	6 (3)
	6—20 кВ	—	5 (2, 5)
	35 кВ	—	4 (2)
	110 кВ і вище	—	2 (1)

Продовження табл. 22.1

6	Коефіцієнт зворотної послідовності напруги, %	2	4
7	Коефіцієнт нульової послідовності напруг, %	2	4

Запитання для самоперевірки

1. Які відомі показники якості електричної енергії?
2. Яким показником оцінюється якість частоти?
3. Якими показниками оцінюється якість напруги?
4. Що розуміють під відхиленням напруги і які причини його появи?
5. Як впливає відхилення напруги на роботу електроприймачів?
6. Які верхні межі допустимих відхилень напруги у мережах 35–750 кВ?
7. Що розуміють під сумнівом напруги, які причини його появи?
8. Як кількісно оцінюється коливання напруги?
9. З яких причин виникає несинусоїдальність напруги? Які негативні наслідки її появи?
10. Як кількісно оцінюється несинусоїдальність напруги?
11. Які причини появи несиметрії напруг і негативні наслідки її появи?
12. Якими кількісними показниками оцінюється несиметрія напруги?
13. Що розуміють під провалом напруги?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Фурсанов М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск : УВНЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.
6. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – Москва : Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.

Лекція 22
Тема. Показники якості електричної енергії
(продовження)

План

- 3. Коливання напруги.**
- 4. Несинусоїдальність напруги.**
- 5. Несиметрія напруг.**
- 6. Провал напруги.**
- 7. Імпульсна напруга.**

3. Коливання напруги

Під *коливаннями напруги* розуміють серію поодиноких змін напруги в часі. Причиною виникнення коливань є різкозмінний характер споживаних активної та реактивної потужностей у вузлах мережі. До споживачів із таким характером електроприймачів відносять машини контактного зварювання, дугові сталеплавильні, рудотермічні та індукційні печі та ін.

Коливання напруги викликають миготіння ламп, що у деяких випадках знижує продуктивність праці та підвищує стомлюваність людей.

Для кількісного оцінювання коливань напруги використовують *два показники*:

1. **Розмах зміни напруги**, що характеризує різницю між найбільшим і найменшим значеннями напруги за певний інтервал часу в сталому режимі роботи:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}} 100\%,$$

де U_i , U_{i+1} – значення наступних один за одним екстремумів обвідної амплітудних значень напруги.

2. **Дозу коливання напруги**, що характеризує інтегральний вплив, що викликає у людини роздратування

миготіння ламп за встановлений період часу. При періодичних змінах дозу коливання напруги обчислюють за формулою

$$\varphi = \frac{1}{\theta} \int_0^t \sum g_f^2 \delta U_f^2 dt,$$

де θ – інтервал часу усереднення, такий, що дорівнює 10 хв;

δU_f – діючі значення складових розкладання в ряд Фур'є змін напруги з розмахом δU_t , що визначають за формулою;

g_f – коефіцієнт приведення дійсних розмахів зміни напруги до еквівалентних, що беруться залежно від частоти зміни напруги.

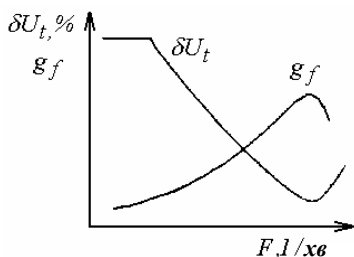


Рисунок 22.2 – Залежності показників коливань напруги від частоти коливань

Коефіцієнт g_f

регламентується стандартом залежно від частоти змін напруги F (рис. 20.2). Допустима величина розмаху зміни напруги також залежить від показника F (табл. 20.1, рис. 22.2).

4. Несинусоїдальність напруги

Несинусоїдальність напруги пов'язана з перекручуванням синусоїдальної форми кривої напруги. На практиці вона характеризується наявністю вищих гармонік напруги, які з'являються в електричних мережах, що мають елементи з нелінійними характеристиками. До таких елементів відносять перетворювачі частоти, вентильні перетворювачі, трансформатори, телевізійні приймачі, люмінесцентні лампи та ін.

Негативний вплив вищих гармонік проявляється у додатковому нагріванні електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі, порушення роботи пристроїв релейного захисту, автоматики, зв'язку, телемеханіки, перевантаження батарей статичних конденсаторів, різкому зростанні напруги через резонансні явища та ін.

Для оцінювання несинусоїдальності напруг застосовують такі показники:

1. *Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги*

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

де $U_{(n)}$ – діюче значення n -ї гармонічної складової напруги;

n – порядок гармонічної складової напруги;

N – порядок останньої з врахованих гармонічних складових напруги.

2. *Коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги*

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{\text{ном}}} 100\%,$$

де $U_{(n)}$ – діюче значення n -ї гармонічної складової напруги.

Чисельні значення показників, що визначаються стандартом, наведені в табл. 20.1.

5. Несиметрія напруг

Під нею розуміють відмінність величин напруг у різних фазах. Вона обумовлена нерівномірним приєднанням однофазних споживачів за фазами і випадковим одночасним ввімкненням та вимкненням деякої частини однофазових електроприймачів (імовірісна несиметрія), а також можливої несиметрії опорів мережі. Несиметрія значна в електричних мережах, що мають потужні однофазові електроприймачі, наприклад електровози в мережах із тяговими підстанціями.

Несиметрія навантажень за фазами викликає появу у всіх фазах струмів зворотної та нульової послідовності. Ці струми створюють додаткові втрати потужності та напруги в елементах мережі, викликають додаткове нагрівання асинхронних двигунів.

Несиметрію напруги регламентують такими показниками:

1. *Коефіцієнт зворотної послідовності напруги*

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}} 100\%,$$

де $U_{2(1)}$ – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазової системи напруг.

2. *Коефіцієнт нульової послідовності напруг трифазової системи*

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{ном.ф}}} 100\%,$$

де $U_{0(1)}$ – діюче значення нульової послідовності основної частоти;

$U_{\text{ном.ф}}$ – номінальне значення фазової напруги.

Чисельні значення допустимих показників несиметрії напруги наведені в табл. 20.1.

6. Провал напруги

Під ним розуміють раптове значне зниження напруги в електричній мережі з подальшим його відновленням. Причина провалу напруги полягає у виникненні короткого замикання з наступним його відімкненням. Його негативні наслідки очевидні – можливі порушення роботи споживачів, що знаходяться поблизу точки провалу напруги і за нею.

Провал напруги характеризують тривалістю провалу:

$$\Delta t_n = t_k - t_n,$$

де t_k , t_n – початковий і кінцевий моменти провалу напруги, с.

Іншою характеристикою провалу напруги служить глибина провалу напруги:

$$\delta U_n = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{мін}}}{U_{\text{ном}}} 100 \%,$$

де $U_{\text{мін}}$ – мінімальне значення напруги впродовж провалу напруги.

7. Імпульсна напруга

Вона може з'являтися в мережі впродовж малого інтервалу часу при відключенні та включенні вимикачів, роботі розрядників і т. п. У результаті спотворюється форма кривої напруги живлення.

Імпульсну напругу обчислюють за формулою

$$\delta U_{\text{ім}} = \frac{U_{\text{ім}}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}},$$

де $U_{\text{ім}}$ – амплітудне значення імпульсної напруги.

Чисельні значення показників провалу напруги і імпульсної напруги стандартом не визначені.

Запитання для самоперевірки

1. Перелічіть відомі показники якості електричної енергії?
2. Яким показником оцінюється якість частоти?
3. Якими показниками оцінюється якість напруги?
4. Що розуміють під відхиленням напруги і які причини його появи?
5. Як впливає відхилення напруги на роботу електроприймачів?
6. Які верхні межі допустимих відхилень напруги у мережах 35–750 кВ?
7. Що розуміють під сумнівом напруги, які причини його появи?
8. Як кількісно оцінюється коливання напруги?
9. З яких причин виникає несинусоїдальність напруги? Які негативні наслідки її появи?

10. Як кількісно оцінюється несинусоїдальність напруги?
11. Які причини появи несиметрії напруг і негативні наслідки її появи?
12. Якими кількісними показниками оцінюється несиметрія напруги?
13. Що розуміють під провалом напруги?

Список літератури

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
3. Правила налаштування електроустановок (ПНЕ). – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
4. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
5. Лычев П. В. Электрические системы и сети. Решение практических задач: учеб. Пособие / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Дизайн ПРО, 1997. – 192 с.

Зміст	С.
Лекція 1. Загальна характеристика систем передачі й розподілу електричної енергії.....	3
Лекція 2. Загальна характеристика систем передачі й розподілу електричної енергії (продовження).....	11
Лекція 3. Напруги та класифікація електричних мереж	19
Лекція 4. Основні відомості про конструкції опор повітряних ліній електропередач	30
Лекція 5. Основні відомості про конструкцію арматури повітряних ліній електропередач.....	39
Лекція 6. Кабельні лінії електропередачі	47
Лекція 7. Схеми заміщення і параметри елементів електричних мереж.....	58
Лекція 8. Параметри схеми заміщення двообмоткових трансформаторів.....	72
Лекція 9. Параметри схеми заміщення триобмоткових трансформаторів.....	81
Лекція 10. Характеристики основних електроприймачів і розрахунок втрат потужності.....	91
Лекція 11. Втрати потужності і електроенергії в мережі й трансформаторах	101
Лекція 12. Розрахунок режиму лінії електропередачі	113
Лекція 13. Розрахунок режиму електричної мережі з трансформаторами.....	125
Лекція 14. Розрахунок режиму розімкненої мережі різних номінальних напруг	133
Лекція 15. Електричний розрахунок замкнених електричних мереж	143
Лекція 16. Розрахунок замкнених електричних мереж (продовження).....	155
Лекція 17. Спільний розрахунок мереж декількох номінальних напруг	163
Лекція 18. Елементи проектування електричних мереж..	171
Лекція 19. Практичне проектування електричної мережі	181

Лекція 20. Вибір перерізів провідників повітряних і кабельних ліній.....	188
Лекція 21. Показники якості електричної енергії	198
Лекція 22. Показники якості електричної енергії (продовження)	206

Навчальне видання

**Лебединський Ігор Леонідович,
Романовський Володимир Ігорович,
Загородня Тетяна Миколаївна**

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ

Конспект лекцій

для студентів спеціальності
141 *«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*
галузі знань 14 *«Електрична інженерія»*
усіх форм навчання

Відповідальний за випуск І. Л. Лебединський
Редактор Н. М. Мажуга
Комп'ютерне верстання Т. М. Загородньої

Підписано до друку 26.04.18, поз.
Формат 60x84/16. Ум. друк. арк. 12,56. Обл.-вид. арк. 10,95. Тираж 50 пр. Зам. №
Собівартість видання грн к.

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3062 від 17.12.2007.