

О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

Навчальний посібник



**О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко,
В.О. Мунтян, І.П. Радько**

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

Навчальний посібник

*Рекомендовано Міністерством освіти і науки України
як навчальний посібник для студентів вищих навчальних
закладів, які навчаються за напрямом «Енергетика та
електротехнічні системи в агропромисловому комплексі»*

Мелітополь

ТОВ «Видавничий будинок ММД»

2011

УДК 631.171:621.311(075.8)

ББК 40.76

О75

*Гриф надано Міністерством освіти і науки України
(лист № 1/11-896 від 02.02.11)*

Рецензенти: Кірницький М.В., головний інженер Українського НДІ
«Сільенергопроект»;
Мірошник О.В., к.т.н., професор, завідувач кафедрою
«Електропостачання та енергетичний менеджмент»
Харківський національний технічний університет
сільського господарства ім. П. Василенка.

О75 Основи електропостачання сільського господарства :
Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко,
В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавни-
чий будинок ММД», 2011 – 462 с.

Розглянуто основні задачі електропостачання сільського gospodarства, електричні навантаження сільськогосподарських споживачів, будову та розрахунок електричних мереж, підстанцій, релейного захисту та автоматики. Розглянуто будову комутаційних та захисних апаратів, вимірювальних трансформаторів.

Навчальний посібник призначається для студентів енергетичних спеціальностей аграрних вищих навчальних закладів, які вивчають одну-меншу або споріднену за змістом дисципліну.

УДК 631.371:621.31(075)

ББК 40.76

© Коваленко О. І., Коваленко Л. Р.,

ISBN 978-966-197-115-7

Мунтян В. О., Радько І. П., 2011.

ПЕРЕДМОВА

Основним завданням, що стоїть перед агропромисловим комплексом країни, є виробництво сільськогосподарської продукції високої якості в необхідній кількості для задоволення потреб суспільства. Вирішення цього завдання можливе лише на основі використання новітніх високо механізованих технологій, високого ступеня автоматизації виробничих процесів та широкого використання електричної енергії, як для безпосереднього її впливу на продукт переробки, так і для перетворення її в інші види енергії для потреб технологічного процесу.

В наш час парк технологічного обладнання з переробки та виробництва продукції сільського господарства оснащений силовим електрообладнанням. У зв'язку із цим значно збільшується споживання електричної енергії, і в значній мірі підвищуються вимоги до її якості (відхилення напруги, частоти, синусоїдальності та ін.).

Забезпечення споживачів електричною енергією здійснюється через систему електропостачання, яка здійснює передачу та розподілення електричної енергії електроприймачам, забезпечує необхідну потужність в години максимальних навантажень, нормовану надійність електропостачання, нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, має задовольняти умовам безпечної експлуатації, економічності та мати надійне керування.

Для професійного та коректного вирішення завдань, що пов'язані з електропостачанням сільськогосподарських виробничих об'єктів та сільських населених пунктів, інженер повинен мати достатній обсяг теоретичних знань та вміти творчо використовувати їх у своїй повсякденній практичній діяльності.

Допомогти студентам здобути, систематизувати та поглибити знання, а також набути практичні навички у виборі раціональних рішень задач електропостачання сільського господарства є метою цього посібника.

В запропонованому посібнику висвітлено найбільш суттєві питання основ електропостачання сільського господарства. Розглянуті питання виробництва електроенергії, порядок розрахунку електричних навантажень сільськогосподарських споживачів, вибір місця розташування трансформаторних підстанцій, вибір та перевірка основного обладнання і апаратів на термічну та динамічну стійкість, розрахунок електричних мереж, принцип дії і розрахунок релейного захисту та автоматики елементів мереж.

Відомості, які викладені в навчальному посібнику стануть в нагоді інженеру-енергетику в його практичній діяльності.

ВСТУП ДО КУРСУ «ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА»

Навчальна дисципліна «Основи електропостачання сільського господарства» є профільною для спеціальності 6.100101 «Енергетика та електротехнічні системи в агропромисловому комплексі».

Основною метою дисципліни є набуття студентами необхідних знань та вмінь для забезпечення надійної та ефективної роботи систем електропостачання споживачів агропромислового комплексу та побутових споживачів у сільських районах.

Базові знання і навички, одержані при вивченні дисципліни, будуть використовуватися студентами при вивченні та засвоєнні таких дисциплін як «Електропостачання АПК», «Основи технічної експлуатації енергообладнання та засобів керування», «Проектування систем електропостачання», «Станції та підстанції» та ін.

В результаті вивчення дисципліни «Основи електропостачання сільського господарства» студент повинен знати:

- основи технології виробництва, передачі та розподілу електричної енергії;
- будову апаратів, конструкцію і електричні схеми електроустановок системи електропостачання;
- режими роботи систем електропостачання та їх елементів;
- основні методи розрахунків параметрів і режимів електричних мереж та установок.

Студент повинен вміти:

- виконувати необхідні розрахунки окремих елементів та систем електропостачання сільськогосподарських об'єктів;
- аналізувати технічний стан та режими роботи систем електропостачання, щодо їх відповідності нормативним вимогам;
- визначати перспективні шляхи реконструкції та розвитку систем електропостачання.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Основні терміни та визначення

Електроустановка – це сукупність машин, апаратів, ліній електропередачі і допоміжного устаткування, які призначені для виробництва, перетворення, передачі та розподілу електричної енергії.

Приймач електричної енергії (електроприймач) – апарат, механізм або агрегат, який призначений для перетворення електричної енергії в інші види енергії.

Споживач електричної енергії – електроприймач або група електроприймачів, які об'єднані спільним технологічним процесом і розташовані на певній території.

Трансформаторна підстанція – це електроустановка, що призначена для прийняття, перетворення і розподілу електричної енергії. Підстанція складається з трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв керування, релейного захисту і автоматики та допоміжних споруд.

Розподільний пристрій – частина підстанції, що призначена для прийому і розподілу електричної енергії, яка складається з комутаційних апаратів, шин, пристроїв захисту і автоматики та ін.

Електропостачання – процес забезпечення споживачів електричною енергією.

Система електропостачання – сукупність комплектів електротехнічного устаткування, призначеного для забезпечення споживачів електричною енергією.

Електрична мережа – сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, яка складається із підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, які працюють на певній території.

Енергетична система – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних загальним режимом в безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії.

Електрична частина енергосистеми – сукупність енергоустановок електростанцій, підстанцій та електричних мереж енергосистеми.

Об'єднана енергосистема – сукупність енергетичних систем, об'єднаних загальним режимом роботи.

Єдина енергосистема – сукупність об'єднаних енергосистем, що охоплюють всю територію країни при загальному режимі роботи.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів електричною енергією здійснюється від джерела електропостачання (джерела живлення), в якості якого можуть використовуватися:

- районні енергетичні системи – **централізоване електропостачання**;
- районні та міжрайонні електростанції – **децентралізоване електропостачання**.

1.2 Відомості про виробництво, передачу, розподіл та споживання електричної енергії

1.2.1 Розвиток електроенергетики в Україні

Електрична енергія є одним із найпоширеніших видів енергії, яку на даний час використовує людство. Вона може швидко передаватися від місця генерування до місця споживання (використання), легко перетворюється в інші види енергії, її можна легко розподіляти, легко контролювати та регулювати параметри.

Ці властивості обумовили широке використання її у народногосподарському комплексі країни.

Перші електростанції на території сучасної України були введені в експлуатацію в 1890 році (Київ, Костянтинівка, Катеринослав, Львів).

В 1913 році сумарна потужність електростанцій України становила 304,3 тис. кВт.

У Радянській Росії в 1920 році було вироблено близько 0,5 млрд. кВт·годин електроенергії. У тому ж 1920 році був розроблений план електрифікації Росії ГОЕЛРО, який передбачав спорудження 30-ти потужних районних електростанцій загальною потужністю 1,75 млн. кВт із виробництвом електроенергії до 8 млрд. кВт·годин на рік.

План ГОЕЛРО передбачав, зокрема, будівництво чотирьох теплових електростанцій на Донбасі та гідроелектростанцію у Запоріжжі.

У 1926 році здійснено пуск першого турбогенератора Штерівської теплової електростанції (м. Міусинськ Луганської області).

З перших днів існування радянської енергетики розпочалося об'єднання дрібних районних електростанцій в енергосистеми. Перші енергосистеми були створені на базі ліній електропередачі напругою 35 та 110 кВ.

Пізніше були створені енергосистеми на базі ліній електропередачі напругою 150 та 220 кВ, далі 330, 500 та 750 кВ.

У 1929 році було споруджено першу повітряну лінію напругою 110 кВ Штерівська ТЕС – Кадіївка.

Перший гідроагрегат Дніпровської ГЕС (м. Запоріжжя) введено в експлуатацію в 1932 році. В цьому ж році розпочато експлуатацію повітряної лінії напругою 150 кВ Дніпрогес – Донбас.

У 1935 році на Україні створено Донбаську, Дніпровську і Харківську енергетичні системи.

У 1940 році введено в експлуатацію повітряну лінію напругою 220 кВ Дніпро-Донбас.

У 1961 році збудовано першу в Україні лінію електропередачі напругою 330 кВ Кременчук – Черкаси – Київ.

У 1962 році збудовано першу в світі лінію електропередачі постійного струму Волгоград – Донбас з напругою 800 кВ, протяжністю 473 км.

Станом на 1965 рік в Україні працювало близько 1600 малих гідроелектростанцій (ГЕС). Сформована цілісна енергетична система України.

У 1970 році введено в експлуатацію першу в Радянському Союзі Київську гідроаккумуляційну електростанцію потужністю 225 МВт.

Повітряну лінію напругою 750 кВ ПС «Донбаська» – ПС «Західно-Українська» введено в експлуатацію у 1973 році.

У 1975 році завершено будівництво каскаду Дніпровських гідроелектростанцій. В цьому ж році розпочато будівництво Південно Українського енергетичного комплексу.

У 1977 році введено в експлуатацію перший енергоблок Чорнобильської АЕС потужністю 1000 МВт.

У 1991 році загальна довжина електричних мереж України перевищила 1 млн. кілометрів.

У 1995 році завершено спорудження найбільшої в Європі атомної електростанції – Запорізької АЕС потужністю 6000 МВт.

Електроенергетична система України до 1991 року входила до складу єдиної енергетичної системи СРСР у вигляді об'єднаної енергосистеми «Південь».

Після 1991 року, із розпадом СРСР, енергосистема України якийсь час працювала у складі енергосистеми Росії. Далі енергосистема України працювала в автономному режимі. В цей час відбулося ряд кризових явищ, які супроводжувалися відключенням ряду генераторних потужностей. На той час гостро стояли проблеми із підтримання рівня напруги та частоти, збереження стабільності енергосистеми.

Оскільки енергосистеми Росії і України знаходяться в безпосередній близькості, а в деяких випадках навіть перетинаються,

то за економічною доцільністю вони знову були об'єднані в загальну систему і зараз працюють паралельно.

До останніх досягнень енергетики України можна віднести: прийняття до промислової експлуатації блоку №2 Хмельницької АЕС потужністю 1 млн. кВт (2005 р.); прийняття до промислової експлуатації блоку №4 Рівненської АЕС потужністю 1 млн. кВт (2006 р.); пуск першого гідроагрегату на Ташлицькій ГАЕС (2006 р.), пуск першого гідроагрегату на Дністровській ГАЕС (2009 р.).

На сьогодні всі сільські райони України повністю електрифіковані. Сучасні сільськогосподарські підприємства використовують електроенергію для механізації виробничих процесів, водопостачання, первинної обробки сільськогосподарської продукції, для створення мікроклімату тощо.

На сучасному етапі розвитку електрифікації сільського господарства при використанні тваринницьких комплексів промислового типу, птахофабрик, тепличних комбінатів, заводів із виготовлення кормів, будь-яке відключення споживачів від джерела живлення, як планове, так і непередбачене (аварійне), завдає значних збитків споживачам і самій енергосистемі.

Оскільки будівництво сільських електричних мереж на даний час можна вважати завершеним, то основним завданням підприємств енергопостачання є забезпечення якості електроенергії і високої надійності електропостачання сільських споживачів.

Одним із шляхів вирішення цього завдання є проведення реконструкції сільських електричних мереж, впровадження сучасних електричних апаратів і пристроїв та сучасних технологій транспортування електроенергії – кабельні лінії та повітряні лінії, що виконані ізольованими проводами (ПЛІ).

1.2.2 Джерела електричної енергії

Для виконання будь-якої роботи необхідно витратити певну кількість енергії. Людина у своїй діяльності використовує різні види енергії, але на сьогодні найбільш поширено використову-

ється електрична енергія. Її виробляють на електричних станціях шляхом перетворення теплової, механічної або хімічної енергії природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, газу, торфу, сланців та ін). Крім того в якості джерела енергії може використовуватися вітер, сонячна енергія та морські припливи, але такі електростанції мають малу потужність і їх застосування на теперішній час обмежене.

Значного поширення на даному етапі розвитку людства набули електростанції, в яких використовуються атомна енергія. Атомні електростанції є різновидом теплових електростанцій, в яких джерелом теплової енергії є ядерне паливо: уран-233, уран-235, плутоній-239.

В залежності від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють теплові (ТЕС, ТЕЦ), гідравлічні (ГЕС), гідроаккумуляційні (ГАЕС) та атомні (АЕС) електростанції.

Теплові електростанції на органічному паливі розділяють на конденсаційні та теплофікаційні. В конденсаційних електростанціях (ТЕС) використовується теплота від спалювання палива в топках котлів. Пара, що одержується в котлах, направляється до парових турбін, обертає генератор і виробляє електричну енергію. Після турбіни пара конденсується в конденсаторах. Коефіцієнт використання енергії палива на таких станціях становить близько 40 %.

В теплофікаційних електростанціях (ТЕЦ) пара, що пройшла через турбіну не охолоджується (відсутні конденсатори), а використовується для опалення житлових будинків та промислових підприємств. Коефіцієнт використання енергії палива на таких станціях становить близько 70 %.

Гідравлічні електростанції використовують енергію річок. Потужність таких електростанцій визначається добутком напору на витрати води. Особливо доцільним є використання гірських річок, в яких можна отримати значний перепад (напір) між верхнім та нижнім рівнями води.

На атомних електростанціях використовують теплоту, що виділяється при розпаді атомів урану. Основою таких електростанцій є ядерний реактор, в якому виділяється значна кількість теплоти. Один кілограм урану виділяє теплоти більше ніж два мільйона кілограмів кам'яного вугілля.

На сьогодні в Україні на атомних, теплових і гідроелектростанціях виробляється близько 170...190 млрд. кВт·годин електричної енергії на рік (2007 рік – 196,3; 2010 – 173,6).

На чотирьох АЕС (15 енергоблоків) виробляється до 80...90 млрд. кВт·годин електричної енергії на рік (45...50 %).

Решта електроенергії генерується на 44 ТЕС (ТЕЦ) – до 70 млрд. кВт·годин на рік (40%), і на 10 ГЕС – 14 млрд. кВт·годин на рік (7%). Близько 3% електроенергії виробляється на малопотужних комунальних ТЕЦ.

На Запорізькій АЕС генерується до 50 % електроенергії від загального обсягу електроенергії, що виробляється на всіх АЕС України (до 25% від загальної кількості виробленої в Україні електроенергії).

Атомні електростанції України:

- Запорізька АЕС (6 енергоблоків загальною потужністю 6000 МВт) виробляє до 42 млрд. кВт·годин на рік електроенергії;
- Південноукраїнська АЕС (3 енергоблоки загальною потужністю 3000 МВт) виробляє до 17...18 млрд. кВт·год на рік;
- Рівненська АЕС (4 енергоблоки загальною потужністю 2800 МВт) виробляє до 11...12 млрд. кВт·годин на рік;
- Хмельницька АЕС (2 енергоблоки загальною потужністю 2000 МВт) виробляє до 7 млрд. кВт·годин на рік електричної енергії.

Основні потужні теплові електростанції України:

- Запорізька державна районна електростанція (ДРЕС), встановлена потужність 3650 МВт;
- Вуглегірська ДРЕС, встановлена потужність 3600 МВт;
- Криворізька ДРЕС, встановлена потужність 3000 МВт;
- Старобешевська ДРЕС, встановлена потужність 2300 МВт;

- Зміївська ДРЕС, встановлена потужність 2400 МВт;
- Ладизинська ДРЕС, встановлена потужність 1800 МВт.

Основні гідроелектростанції України:

Київська ГЕС, Київська ГАЕС, Кременчуцька ГЕС, Дніпродзержинська ГЕС, Дніпровська ГЕС 1, Дніпровська ГЕС 2, Каховська ГЕС, Дністровська ГЕС. Сумарна встановлена потужність гідроелектростанцій становить близько 4800 МВт. Введено в експлуатацію першу чергу Ташлицької та Дністровської ГАЕС.

У 2006 році Україна експортувала до країн Східної та Центральної Європи близько 5,5 млрд. кВт·годин, а до країн СНД – близько 6 млрд. кВт·годин на рік. У 2010 експорт електроенергії знизився до 5,5 млрд. кВт·годин на рік. Також Україна імпортує електричну енергію в розмірі 1,4...2,1 млрд. кВт·годин на рік.

1.2.3 Передача та розподіл електричної енергії

На електростанціях України генерується трифазна змінна напруга частотою 50 Гц. Генератори потужних електростанцій виробляють електроенергію напругою 6,3...21 кВ. Напруга основних споживачів електроенергії не перевищує 380...660 В. Електropостачання сільських споживачів здійснюється через електричні мережі, які живляться від енергосистеми (об'єднаної енергосистеми), що об'єднує велику кількість електростанцій та електричних мереж різних класів напруги.

Електроенергія від енергосистеми до споживача передається на значні відстані, що супроводжується втратою потужності:

$$\Delta P = I^2 \cdot r_0 \cdot l, \quad (1.1)$$

де I – струм трифазної системи, А;
 r_0 – опір одного кілометра проводу, Ом;
 l – довжина лінії електропередачі, км.

Струм трифазної системи:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}, \quad (1.2)$$

де P – потужність, кВт;
 U – напруга мережі, кВ;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Як видно із виразу (1.2), підвищуючи напругу в мережі, можна збільшувати потужність, що передається при незмінному струмі; а при незмінній потужності із збільшенням напруги – зменшується сила струму. З цього випливає, що при збільшенні напруги лінії, без збільшення втрати потужності, можна значно збільшити довжину ліній електропередачі.

Згідно із сказаним вище, при передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях, що розташовані на електричних станціях. На сьогодні від електростанцій електрична енергія передається лініями напругою 110, 150, 220, 330, 500 та 750 кВ.

Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують ряд знижувальних підстанцій.

Знижувальні трансформаторні підстанції розділяють на районні та споживчі. На *районних* підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до напруги 6...110 кВ і передається в розподільні мережі.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються *споживчими*.

Електростанції в будь-який момент часу виробляють стільки електричної енергії, скільки її використовують споживачі у той самий момент. Баланс виробництва і споживання електроенергії підтримується регулюванням напруги і частоти струму в мережі.

Необхідно забезпечити таку організацію виробництва, передачі, розподілу і споживання електроенергії, при якій кількість електроенергії, що виробляється, буде дорівнювати кількості електроенергії, що споживається.

1.2.4 Державні стандарти, що регламентують електропостачання сільськогосподарських підприємств та населених пунктів

Електропостачання сільського господарства та його якість регламентується рядом державних стандартів та правил; до них можна віднести:

– **ДСТУ 3465-96** – Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення.

– **ДСТУ 3466-96** – Якість електричної енергії. Терміни та визначення.

– **ДСТУ 2790-94** – Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

– **ДСТУ 2791-94** – Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

– **ДСТУ 3429-96** – Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення.

– **ГОСТ 1309 -97** – Норми якості електричної енергії у системах загального електропостачання (міждержавний стандарт, введений в Україні 01.01.2000 р.).

Правила улаштування електроустановок станом на 2011 рік зі змінами 2001-2011 років.

1.3 Завдання електропостачання сільського господарства

1.3.1 Особливості роботи систем електропостачання сільськогосподарських споживачів

Електропостачання – область електроенергетики, що займається передачею і розподілом електричної енергії.

До завдань електропостачання, з метою забезпечення споживачів електроенергією заданої якості, входять: розрахунок на-

вантажень; розробка систем; вибір кількості і потужності підстанцій; проектування електричних мереж та підвищення їх пропускної спроможності; регулювання напруги і компенсація реактивної потужності; конструктивне виконання електромереж; захист мереж та їх автоматизація; підвищення надійності мереж.

Електропостачання виробничих підприємств та населених пунктів у сільській місцевості має ряд особливостей у порівнянні із електропостачанням промислових об'єктів та міст.

Головною особливістю електропостачання сільського господарства є необхідність підведення електроенергії до великої кількості малопотужних об'єктів, які розосереджені на значній території. Результатом цього є значна довжина сільських електричних мереж, висока вартість електричних ліній із розрахунку на одиницю потужності.

Наявність протяжних повітряних ліній електропередачі, в свою чергу, веде до частих перерв в електропостачанні споживачів внаслідок аварій – тобто до зниження надійності електропостачання.

Надійність – важливий показник системи електропостачання, у тому числі і системи сільського електропостачання.

У зв'язку із наявністю в сучасному сільськогосподарському виробництві тваринницьких комплексів промислового типу, птахофабрик, тепличних комбінатів та інших відповідальних об'єктів, будь-яке відключення живлення – планове (для обслуговування та ремонту обладнання) та особливо несподіване, аварійне – приводить до значних збитків споживачів та енергосистеми. Тому необхідно застосовувати ефективні, економічно доцільні заходи із забезпечення відповідного рівня надійності сільськогосподарських споживачів.

1.3.2 Якість електричної енергії

Якість електроенергії при живленні електроприймачів від енергосистеми визначається стабільністю і рівнями частоти, струму і напруги, а також ступенем несиметрії і несинусоїдальності напруги.

Коливання частоти в першу чергу впливає на навантаження представлене електродвигунами – змінюється їх частота обертання, струм, момент та інтенсивність нагрівання.

В електричних мережах України прийнята частота змінної напруги 50 Гц. У системі електропостачання допускається **відхилення частоти** (різниця між фактичним та номінальним значенням) не більше ніж на $\pm 0,2$ Гц (допускається тимчасове відхилення до $\pm 0,4$ Гц). Для електроприймачів, які приєднані до автономних електростанцій потужністю до 1000 кВт допустиме відхилення частоти становить $\pm 0,5$ Гц, а для приймачів, які приєднані до електростанцій потужністю до 250 кВт – допустиме відхилення частоти лежить в межах ± 2 Гц.

Підтримання частоти в заданих межах не є основною задачею сільського електропостачання, яке займається лише розподіленням електричної енергії, а не її виробництвом.

Рівень напруги – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної мережі. Підтримання необхідного рівня напруги – одна із основних задач електропостачання.

Номінальною (U_n) називається така напруга приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів, при якій вони нормально і найбільш економічно працюють, вона вказується в паспорті машини або апарату. Для установок трифазного струму за номінальну напругу приймають значення міжфазної (лінійної) напруги.

Відхилення напруги (усталене відхилення напруги) – це алгебраїчна різниця між напругою в будь-якій точці мережі та номінальною напругою мережі. Відхилення напруги – це повільна плавна зміна напруги, зумовлена зміною навантаження. Напруга в мережі змінюється поступово при зміні навантаження на протязі доби, місяця, року. Відхилення напруги вимірюється у вольтах або у відсотках.

Відхилення напруги δU на початку та в кінці лінії можна визначити за наступними виразами:

$$\delta U_A = U_A - U_n; \quad \delta U_B = U_B - U_n. \quad (1.3)$$

де U_A, U_B – відповідно, напруга на початку та в кінці лінії, В;
 U_n – номінальна напруга мережі (лінії), В.

Коливання напруги – це швидка стрибкоподібна зміна напруги, яка викликана, наприклад, включенням потужного асинхронного електродвигуна.

Коливання напруги характеризується розмахом та частотою зміни напруги й інтервалом часу між змінами напруги.

Збільшення напруги на 5% зменшує термін служби ламп розжарювання в 2 рази, але підвищує світловий потік. Зменшення напруги на 5% збільшує термін служби лам розжарювання в 2 рази.

Для асинхронних електродвигунів момент на валу змінюється прямо пропорційно квадрату напруги, тому при зниженні напруги нормально завантажені електродвигуни «перекидаються».

При відхиленні напруги в будь-яку сторону від номінального значення збільшується струм в електродвигуні, що веде до підвищеного нагріву обмотки.

За встановленими нормами, відхилення напруги на затискачах у споживача повинне бути не більше $\pm 5\%$. Максимально допустиме короткочасне відхилення напруги до $\pm 10\%$.

Номінальна напруга генераторів на 5...10% вища за номінальну напругу мережі і становить (для потужних електростанцій): 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75; 21,0 та 24,0 кВ.

Вторинна напруга підвищувальних та знижувальних трансформаторів також на 5% вища за номінальну напругу мережі.

Напруга первинної обмотки знижувальних трансформаторів, так як вони є споживачами електроенергії, рівна номінальній напрузі мережі: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 400, 500 та 750 кВ.

Для підтримання необхідних рівнів напруги у споживачів в системі сільського електропостачання використовують спеціальні пристрої: відгалуження обмоток трансформаторів, пристрої регулювання напруги під навантаженням, автотрансформатори, мережні регулятори, конденсаторні установки.

Коефіцієнт несиметрії напруги – відношення напруги зворотної послідовності основної частоти до номінальної лінійної напруги.

Несиметрія напруги характерна для сільських мереж напругою 0,38/0,22 кВ із переважаючим однофазним навантаженням. У цих мережах навіть нормальні режими роботи часто несиметричні.

В результаті несиметрії відхилення напруги у однофазних приймачів, які приєднані до різних фаз, будуть різними і можуть виходити за допустимі межі. При несиметрії характерна поява складових нульової і зворотної послідовності, що приводить до додаткового нагрівання електродвигунів.

Нормальне значення коефіцієнта несиметрії напруги на затискачах трифазних електроприймачів тривало допускається в межах 2 % і максимально до 4% (короткочасно).

Для зменшення впливу несиметрії на якість напруги необхідно: забезпечити рівномірний розподіл навантаження однофазних споживачів між фазами; потужні споживачі електроенергії підключати на лінійну напругу; збільшувати переріз проводів; встановлювати трансформатори на споживчих ТП 10/0,4 кВ із схемою з'єднання обмоток «зірка-зигзаг-нуль».

Коефіцієнт несинусоїдальності напруги – відношення діючого значення гармонічної складової несинусоїдальної напруги до напруги основної частоти.

На затискачах електроприймачів значення коефіцієнта несинусоїдальності напруги тривало допускається в межах 5% і максимально до 10% (короткочасно).

Несинусоїдальність форми кривої напруги приводе до підвищеного нагріву електродвигунів та до збільшення втрат електроенергії в усіх елементах мережі.

Так як шкідливий вплив несинусоїдальності напруги частіше за все проявляється при несиметричних режимах роботи мережі, відповідно, вказані заходи з боротьби із несиметрією будуть також дієвими і для боротьби із несинусоїдальністю напруги.

1.3.3 Надійність електропостачання сільського господарства та способи її підвищення

Під надійністю електропостачання розуміють безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією заданої якості.

Відповідно до ПУЕ сільськогосподарські споживачі та електроприймачів у відношенні надійності електропостачання діляться на три категорії:

– I-а категорія – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких може створити небезпеку для життя людей, значні збитки, хворобу і загибель тварин, масовий брак продукції, порушення складного технологічного процесу та інше.

Електроприймачі I-ї категорії забезпечуються електроенергією від декількох незалежних джерел живлення, що взаємно резервуються. Допускається перерва в електропостачанні споживачів I-ї категорії на час автоматичного відновлення живлення від резервного джерела.

– II-га категорія – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких приводить до масового недовідпускання продукції, масового простою устаткування, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі II-ї категорії рекомендується також забезпечувати електроенергією від двох джерел живлення.

Допускається перерва в електропостачанні споживачів II-ї категорії на час, необхідний для підключення резервного живлення черговим персоналом або виїзною бригадою (до 30 хвилин).

Допускається живлення споживачів II-ї категорії від однієї лінії або від одного трансформатора, якщо перерва в електропостачанні при виконанні аварійного ремонту не буде перевищувати одну добу (час заміни або ремонту обладнання).

– III-я категорія – решта споживачів.

Електроприймачі (споживачі) III-ї категорії забезпечуються живленням від одного джерела при умові, що перерви в електропостачанні не будуть перевищувати одну добу.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів існує ряд організаційно-технічних і технічних заходів.

Організаційно-технічні заходи:

- підвищення кваліфікації персоналу;
- підвищення вимог до експлуатаційного персоналу;
- раціональна організація поточних і капітальних ремонтів;
- раціональна організація відшукування і ліквідації пошкоджень;
- організація заходів із визначення утворення ожеледі та її видалення;
- забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування.

Технічні заходи:

- підвищення надійності окремих елементів мереж;
- скорочення радіусу дії сільських електричних мереж;
- застосування підземних кабельних мереж;
- застосування повітряних ліній електропередач з ізолюваними проводами (ПЛП);
- мережне та місцеве резервування;
- автоматизація сільських електричних мереж.

Максимального ефекту в напрямку підвищення надійності електропостачання можна досягти при комплексному використанні організаційно-технічних і технічних заходів.

1.3.4 Економічність роботи сільських електричних мереж

Підвищення економічності електропостачання сільського господарства – це велика комплексна задача, яка тісно пов'язана із підвищенням якості електроенергії та надійності електропостачання. У зв'язку із цим заходи, які були розглянуті вище, вирішують одночасно і задачу підвищення економічності електропостачання.

Важливе значення для вирішення вказаної задачі мають заходи із зниження втрат електричної енергії в елементах електричних мереж та її раціонального використання.

Розрізняють організаційні та технічні заходи із зниження втрат електроенергії в сільських мережах.

До організаційних заходів відносяться:

- підтримання оптимальних рівнів напруги на шинах 6...10 кВ трансформаторних підстанцій 110...35/6...10 кВ;
- відключення одного із трансформаторів двотрансформаторних підстанцій при їх незначному завантаженні;
- зменшення часу роботи електродвигунів в режимі неробочого ходу;
- вирівнювання навантажень за фазами в мережі 0,38 кВ;
- скорочення строків ремонту електрообладнання;
- зменшення витрат енергії на власні потреби підстанцій;
- удосконалення систем обліку електроенергії.

До технічних заходів відносяться:

- встановлення в мережах конденсаторних установок із автоматичним регулюванням ємності;
- встановлення на підстанціях 110...35/10...6 кВ пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- спорудження нових ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій;
- заміна проводів на перенавантажених лініях електропередачі;
- переведення електричних мереж на більш високу напругу.

Запитання для самоконтролю

1. Що називається електроустановкою?
2. Що називається трансформаторною підстанцією?
3. Що називається приймачем електричної енергії?
4. Що називається споживачем електричної енергії?
5. Що називається електричною мережею?
6. На які групи поділяють електростанції за видом первинної енергії?

7. На електростанціях якого типу виробляється електроенергія в Україні?
8. Назвіть основні потужні електростанції України.
9. Які особливості роботи систем електропостачання сільськогосподарських підприємств та сільських населених пунктів?
10. Основні задачі електропостачання сільського господарства.
11. З якою метою в електричних мережах застосовують декілька ступенів трансформації напруги?
12. За якими параметрами контролюється якість електричної енергії?
13. Що таке коливання та відхилення напруги?
14. Чому номінальна напруга вторинної обмотки трансформаторів більша від номінальної напруги мережі?
15. Що розуміють під надійністю електропостачання сільських споживачів і від яких факторів вона залежить?
16. Як класифікуються сільські електроприймачі та споживачі електричної енергії у відношенні забезпечення надійності електропостачання?
17. Які сільськогосподарські споживачі відносяться до I-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
18. Які сільськогосподарські споживачі відносяться до II-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
19. Які існують організаційно-технічні заходи для підвищення надійності електропостачання споживачів?
20. Які існують технічні заходи для підвищення надійності електропостачання споживачів?
21. Яким чином можна зменшити вплив несиметрії напруги на якість електричної енергії?
22. Перелічіть заходи із зниження втрат електричної енергії в сільських електричних мережах?

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

2.1 Характеристика споживачів електричної енергії

Від електричних мереж в сільських районах отримує живлення велика кількість різноманітних споживачів. Як зазначалося вище, під споживачем електричної енергії розуміють приймач або групу приймачів електричної енергії, які об'єднані технологічним процесом і розташовані на певній території.

В сільських районах розташовані такі основні споживачі електричної енергії:

- житлові будинки;
- установи та підприємства із обслуговування населення (школи, дитячі садки, лікарні, клуби, магазини, лазні тощо);
- виробничі сільськогосподарські споживачі (тваринницькі ферми, теплиці, зерноочисні пункти, млини та ін.);
- підприємства агропромислового комплексу (молокозаводи, м'ясокомбінати, консервні заводи, винзаводи та ін.);
- інші споживачі, наприклад, промислові підприємства, підприємства транспорту, зв'язку та ін.

В особливу групу сільських споживачів необхідно виділити великі підприємства із виробництва сільськогосподарської продукції на промисловій основі: тваринницькі комплекси, птахофабрики, тепличні комбінати. Схеми електропостачання цих споживачів наближені до схем електропостачання промислових підприємств.

Як відмічалося раніше, генератори електростанцій в кожний момент часу повинні розвивати таку потужність, яку в сумі мають усі споживачі із врахуванням потужності втрат на власні потреби та в елементах мережі.

Втрати потужності на власні потреби електростанцій і підстанцій, та втрати в елементах мережі становлять незначну і досить рівномірну частину від загальної потужності, що виробляється електростанціями. Внаслідок цього можна стверджувати, що характер роботи джерел електричної енергії (генераторів) повністю визначається характером роботи споживачів (навантаженням).

Для проектування електричних ліній та підстанцій необхідно знати навантаження окремих електроприймачів та їх груп.

Електричне навантаження в сільському господарстві, як і в інших галузях народного господарства, є величиною, яка безперервно змінюється, тобто – одні споживачі підключаються, а інші відключаються.

Окрім того, потужність електроприймачів, підключених до електричної мережі, також змінюється на протязі часу їх роботи. Наприклад, для електродвигуна потужність змінюється із зміною навантаження робочої машини, яку він приводить в дію і т.д.

Всі ці зміни навантаження в мережі носять виключно випадковий характер, але для них справедливі закони ймовірності, які можуть бути встановлені із заданою точністю шляхом обробки дослідних даних.

Таким чином детальне вивчення електричних навантажень в сільському господарстві є складною і самостійною задачею.

В курсі «Основи електропостачання сільського господарства» ця задача вирішується частково і зводиться до визначення розрахункових навантажень окремих споживачів, сільських електричних мереж та підстанцій.

Номінальне навантаження (потужність) – корисна потужність яка направлена на здійснення певної роботи. Номінальна потужність вказується в паспортних даних електроустановок.

Встановлена потужність – найбільша активна електрична потужність, з якою електроустановка може тривало працювати без перевантаження відповідно до технічних умов або із паспортом на устаткування.

Розрахункове навантаження – найбільше значення повної потужності на вводі до споживача або на ділянці електричної мережі за період часу 0,5 години в кінці розрахункового періоду.

За розрахунковий період приймається час, який пройшов із моменту введення установки в експлуатацію до моменту досягнення навантаженням розрахункового значення.

Розрізняють **денний** S_d , кВА, та **вечірній** S_e максимуми навантаження споживачів або групи споживачів.

2.2 Графіки електричних навантажень споживачів і трансформаторних підстанцій

Для проектування і експлуатації систем сільського електропостачання необхідно точно знати, як змінюються із часом основні параметри в усіх елементах системи.

Розрізняють два види параметрів системи: **режимні і схемні**.

Режимні параметри: струм, потужність, енергія, коефіцієнт потужності, напруга, частота та ін., тобто параметри, які пов'язані безпосередньо із режимами виробництва, передачі та розподілу електричної енергії.

Схемні параметри: тип та марка проводів, тип силових трансформаторів, довжина ділянок ліній та ін., тобто параметри, які характеризують елементи електричної схеми системи електропостачання.

Основними режимними параметрами системи електропостачання є **потужність і напруга** (максимальна, мінімальна, номінальна).

У проектній практиці для визначення навантажень на вводах до споживачів користуються типовими проектами або даними «Руководящих материалов по проектированию электроснабжения сельского хозяйства» (РУМ). Для основних споживачів електричної енергії показники навантаження приймаються за встановленими нормативами.

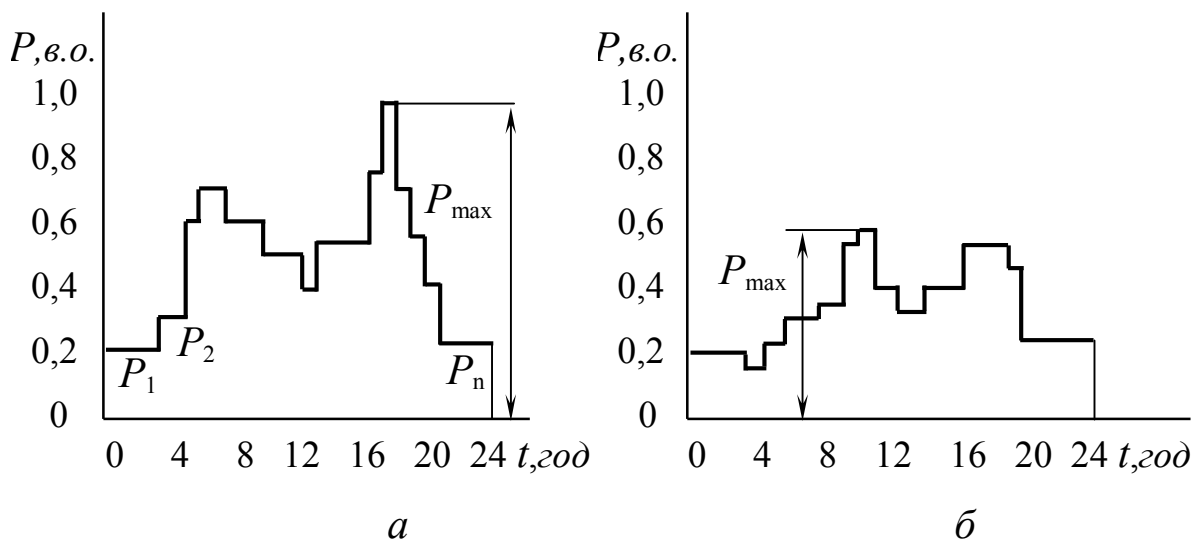
У таблицях РУМ наведені потужності на вводах всіх сільськогосподарських споживачів з урахуванням характеру технологічного процесу.

Якщо в даному районі є сезонні споживачі (зрошування, теплиці, зернотік), то вони також повинні бути враховані при розрахунку навантажень із використанням коефіцієнту сезонності.

При визначенні навантажень, про які відсутні дані в типових методиках, використовують реальні графіки електричних навантажень споживачів.

Графік електричних навантажень – залежність потужності (P , Q , S) або струму від часу на протязі певного періоду – доби, сезону, року. Відповідно, розрізняють добові, сезонні та річні графіки навантажень.

В практиці розрахунків використовують **східчасті графіки**, які отримують із безперервних графіків шляхом усереднення крайніх значень (рисунок 2.1). При розрахунку навантажень користуються характерними добовими графіками для зимової (рисунок 2.1, а) та літньої доби (рисунок 2.1, б). Також існують сезонні графіки навантаження: зимовий та літній.

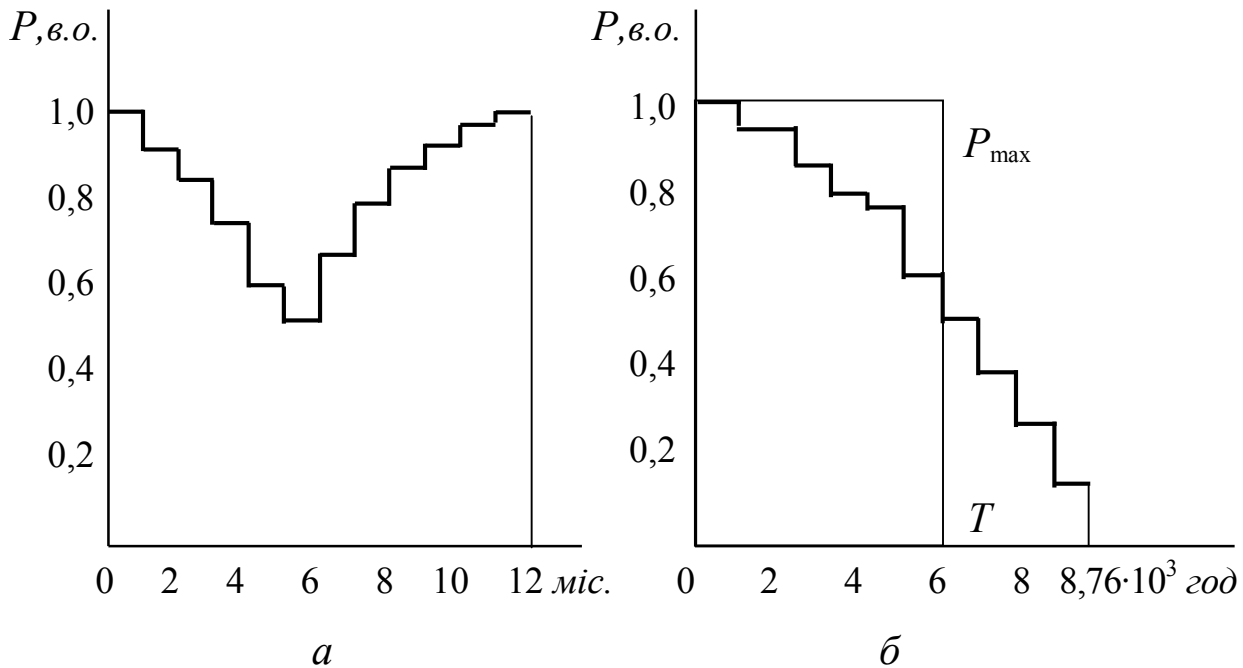


а – для зимової доби; б – для літньої доби

Рисунок 2.1 – Добові графіки навантаження

Річний графік навантаження – це зміна за місяцями року максимального півгодинного навантаження (рисунк 2.2 а). Він характеризує коливання розрахункової потужності об'єкту на протязі року.

Для практичних цілей зручно користуватися **річним графіком навантаження за тривалістю** (рисунк 2.2 б).



a – річний; $б$ – річний за тривалістю

Рисунок 2.2 – Графіки навантаження

Річний графік навантаження за тривалістю будується за даними добових графіків навантаження зими і літа за всі дні року. На осі ординат в порядку, що спадає, відкладають навантаження, а на осі абсцис відкладають тривалість цих навантажень (час).

Із достатньою точністю можна побудувати річний графік навантаження за тривалістю, користуючись лише двома добовими графіками навантаження – зимового та літнього (рисунк 2.1). При цьому приймають, що споживачі працюють на протязі року 200 діб за зимовим і 165 діб – за літнім добовими графіками.

Із добових графіків (рисунок 2.1) в порядку зменшення по черзі вибирають ординати (навантаження $P_1, P_2, \dots P_n$) на річний графік. Розрахунок тривалості кожного ступеня навантаження ($P_1, P_2, \dots P_n$) річного графіка t_i , год, ведуть за формулами:

$$t_1 = 200 \cdot t_{1 \text{ зим.}} + 165 \cdot t_{1 \text{ літ.}}; \quad (2.1)$$

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

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

За графіками навантаження можна визначити всі величини, які необхідні для проектування системи електропостачання – параметри, що пов’язані з передачею потужності і енергії.

Для визначення розрахункового навантаження споживача на добовому графіку беруть ділянку, для якої потужність на протязі не менше ніж півгодини найбільша. У випадках коли максимум навантаження триває менше ніж пів години, еквівалентну потужність визначають за формулою:

$$P_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

де $P_1, P_2, \dots P_n$ – найбільші навантаження, кВт;

$t_1, t_2, \dots t_n$ – тривалість дії відповідних навантажень, год.

Для того, що б визначити розрахункове еквівалентне навантаження, виражене повною потужністю, необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження в період його максимуму:

$$S_{\text{екв}} = \frac{P_{\text{екв}}}{\cos \varphi_{\text{екв}}}. \quad (2.3)$$

Енергія, що передається по лінії, може бути визначена безпосередньо з графіка навантаження, оскільки вона чисельно дорівнює його площі:

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2.4)$$

де P_i – ордината i -го ступеню в одиницях потужності;
 t_i – час i -го ступеню, години.

Якщо замінити східчастий річний графік навантаження прямокутником, рівновеликим за площею фігурі, що обмежена графіком та координатними осями, у якого одна сторона – це максимальна потужність $P_{\max}$, а інша – максимальний час T (рисунок 2.2, б), то енергію, яка передається лінією за рік можна визначити за виразом:

$$W = P_{\max} \cdot T. \quad (2.5)$$

Основу цього прямокутника називають **часом використання максимального навантаження T** . Це умовний час, який необхідний для того щоб вся річна енергія була передана лінією при незмінній максимальній потужності (струмі).

Із виразу (2.5) видно, що чим більшим є значення T , тим ефективніше використовується електроустановка (лінія). Але в реальних умовах, при постійній зміні навантаження споживачів на протязі доби та року, час використання максимального навантаження T для сільських мереж знаходиться в межах 900...3400 годин.

2.3 Визначення навантажень електричних мереж

2.3.1 Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38...35 кВ

Розрахункові навантаження сільськогосподарських об'єктів визначають наступними методами:

- за реальними або типовими графіками навантаження;
- за кількістю спожитої об'єктом електроенергії за рік та за часом використання максимального навантаження;
- за імовірнісними характеристиками сільськогосподарських споживачів:

- а) з урахуванням коефіцієнту одночасності;
- б) з використанням таблиць надбавок.

Для визначення розрахункового навантаження на вводі в житлові будинки користуються номограмами, які побудовані із урахуванням річного споживання електроенергії на вводі до сільського будинку.

Для населених пунктів, які вперше електрифікуються або при відсутності відомостей про річне споживання електроенергії в будинках, розрахункове навантаження на вводі до будинку із урахуванням характеристики населеного пункту приймають наступним:

- 1,5 кВт – для газифікованих населених пунктів старої забудови;
- 1,8 кВт – для негазифікованих населених пунктів старої забудови або газифікованих нової забудови;
- 2,2 кВт – для населених пунктів нової забудови без газифікації;
- 4 кВт – для селищ міського типу із газифікацією;
- 5 кВт – для селищ міського типу без газифікації;
- 6 кВт – для сільських будинків із електроплитами;
- 7,5 кВт – для сільських будинків із електроплитами та водонагрівачами.

При розрахунку навантаження для групи споживачів прийнято вважати, що вони не всі працюють одночасно, тому розрахункове навантаження на вводі визначають як суму навантажень окремих споживачів помножену на коефіцієнт одночасності $k_o < 1$:

– для споживачів із неоднаковою встановленою потужністю:

$$P_p = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{oi}, \quad (2.6)$$

– для споживачів із однаковою встановленою потужністю:

$$P_p = k_o \cdot n \cdot P_o, \quad (2.7)$$

де n – кількість споживачів (електроприймачів), шт.;

k_o – коефіцієнт одночасності;

P_o, P_{oi} – максимальне (встановлене) навантаження одного споживача (електроприймача), кВт.

Коефіцієнт одночасності – це відношення розрахункового навантаження групи споживачів до суми їх максимальних навантажень.

Якщо від мережі отримують живлення лише виробничі споживачі, розрахунок можна виконувати тільки для денних годин. Якщо ж споживачі тільки побутові, то можна розраховувати лише вечірній режим.

Для спрощення розрахунків використовують коефіцієнти денного і вечірнього максимумів навантаження, відповідно, κ_d і κ_e .

Для виробничих споживачів:

$$P_{p.e} = \kappa_e P_{p.d}. \quad (2.8)$$

Для побутових споживачів:

$$P_{p.d} = \kappa_d P_{p.e}. \quad (2.9)$$

Ці коефіцієнти можуть мати наступні значення:

- для виробничих споживачів $\kappa_d = 1$; $\kappa_e = 0,6$;
- для побутових споживачів без електроплит: $\kappa_d = 0,3 \dots 0,4$; $\kappa_e = 1$;
- для побутових споживачів із електроплитами: $\kappa_d = 0,6$; $\kappa_e = 1$;
- для змішаного навантаження: $\kappa_d = \kappa_e = 1$.

Підрахунок електричних навантажень в мережах (лініях) напругою 0,38...0,66 кВ виконують шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах до споживачів, а в мережах напругою 6...35 кВ – шляхом підсумовування навантажень трансформаторних підстанцій 6...35 кВ окремо для денного та вечірнього максимуму.

Максимальне розрахункове навантаження (потужність) на ділянках електричної мережі визначають із урахуванням коефіцієнта одночасності, якщо навантаження, що підсумовуються, сумірні (не відрізняються більше ніж в 4 рази) та однорідні – мають однаковий характер навантаження (однаковий коефіцієнт потужності):

$$P_{p.\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial i}, \quad (2.10)$$

$$P_{p.\epsilon} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i}, \quad (2.11)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\partial i}$ і $P_{\epsilon i}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -го споживача, кВт.

Якщо навантаження споживачів у групі відрізняються більше ніж у 4 рази або вони не однорідні, то їх підсумовують за допомогою таблиць надбавок окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial.\bar{\epsilon}} + \Delta P_{\partial.m}, \quad (2.12)$$

$$P_{p.\epsilon} = P_{\epsilon.\bar{\epsilon}} + \Delta P_{\epsilon.m}, \quad (2.13)$$

де $P_{\partial.\bar{\epsilon}}$, $P_{\epsilon.\bar{\epsilon}}$ – більше з навантажень, що підсумовуються, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\Delta P_{\partial.m}$, $\Delta P_{\epsilon.m}$ – надбавка від меншого навантаження (денного та вечірнього відповідно), кВт.

Значення повних розрахункових потужностей на ділянках лінії визначаються із виразів:

$$S_{p.\partial} = \frac{P_{p.\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}; \quad (2.14)$$

$$S_{p.\epsilon} = \frac{P_{p.\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}}. \quad (2.15)$$

де $\cos \varphi_{\partial}$, $\cos \varphi_{\epsilon}$ – коефіцієнт потужності, відповідно, денний та вечірній.

Для неоднорідних споживачів визначають середньозважене значення коефіцієнта потужності:

$$\cos \varphi_{c.з.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.16)$$

де P_i – навантаження (денне або вечірнє) i -го споживача, кВт;
 $\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності (денний або вечірній) i -го споживача.

2.3.2 Розрахунок навантажень трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,38 кВ

Навантаження на шинах споживчих трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,4 кВ можна визначити за допомогою таблиць надбавок, зважаючи на їх неоднорідність:

$$P_{p.д.ТП} = P_{p.д.лін.б} + \sum \Delta P_{p.д.лін.м}; \quad (2.17)$$

$$P_{p.в.ТП} = P_{p.в.лін.б} + \sum \Delta P_{p.в.лін.м} + P_{з.о.}, \quad (2.18)$$

де $P_{p.д.лін.б}$, $P_{p.в.лін.б}$ – більше з розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\sum \Delta P_{p.д.лін.м}$, $\sum \Delta P_{p.в.лін.м}$ – сума надбавок від менших розрахункових навантажень головних ділянок ліній, відповідно, денних та вечірніх, кВт.

$P_{з.о.}$ – навантаження зовнішнього та вуличного освітлення, кВт.

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + (N_{прим.} \cdot P_{0 \text{ прим.}} + L_{пер} \cdot P_{0 \text{ пер}}), \quad (2.19)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;

$L_{пер}$ – загальна довжина периметрів дворів виробничих та комунальних приміщень, м;

$N_{прим.}$ – кількість виробничих та комунальних приміщень, шт.;

$P_{0 \text{ вул.}}$, $P_{0 \text{ прим.}}$, $P_{0 \text{ пер}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно, на один погонний метр вулиці, на одне виробниче приміщення та на один погонний метр периметру двора виробничого приміщення, кВт (додаток А).

Значення повних розрахункових потужностей підстанції $S_{p.д.ТП}$ та $S_{p.в.ТП}$ визначають за виразами (2.14) та (2.15).

Номінальна потужність силового трансформатора підстанції вибирається за умовами його роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантаження з урахуванням допустимих систематичних навантажень:

$$S_{екон. \min} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{екон. \max}, \quad (2.20)$$

де $S_{p.ТП}$ – повна розрахункова потужність підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

$S_{екон. \min}$, $S_{екон. \max}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА.

Економічні інтервали роботи трансформаторів визначають за таблицями РУМ (додаток А).

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряються за умови їх роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням.

Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевіряють за співвідношенням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c, \quad (2.21)$$

де $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора (додаток А).

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{н.m.}), \quad (2.22)$$

де $k_{c.m.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження при табличній температурі повітря $t_{н.m.}$;

α – розрахунковий температурний градієнт, $1/^{\circ}\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^{\circ}\text{C}$ (дані гідрометеослужби);

$t_{n.m.}$ – таблична середньодобова температура повітря, $^{\circ}\text{C}$.

Якщо умова (2.21) не виконується, необхідно вибрати до встановлення на підстанції 10/0,4 кВ трансформатор більшої потужності.

Річне споживання енергії на шинах підстанції приблизно можна визначити за значенням розрахункового активного навантаження та за часом використання максимального навантаження:

$$W_{\text{рік}} = P_{p.\text{max}} \cdot T, \quad (2.23)$$

де $P_{p.\text{max}}$ – максимальне розрахункове навантаження ТП, кВт;

T – час використання максимального навантаження, год.

2.4 Визначення центру електричних навантажень

Трансформаторну підстанцію слід розташовувати в центрі навантажень, і від неї повинно відходити три-чотири повітряні лінії, довжиною не більше 700...800 м, прокладені з двох сторін вулиці.

Центр навантаження визначають на плані об'єкту електропостачання, на якому наносять осі координат x і y . Координати центру навантаження визначають за виразами:

$$x_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{p.i} x_i}{\sum P_{p.i}}; \quad (2.24)$$

$$y_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{p.i} y_i}{\sum P_{p.i}}, \quad (2.25)$$

де x_i, y_i – координати центру навантаження окремих споживачів, см;

$P_{p.i}$ – розрахункова активна потужність на ввіді до i -го споживача, кВт.

Якщо трансформаторну підстанцію неможливо встановити в розрахованому місці (в центрі навантаження), то спільно із зацікавленими організаціями підбирають нове місце для встановлення підстанції, яке повинне бути максимально наближеним до розрахункового. Комунально-побутовий і виробничий сектори споживачів бажано забезпечити електроенергією від окремих підстанцій.

Практичні заняття

ЗАДАЧА 2.1

П'ятнадцять житлових будинків у негазифікованому населеному пункті нової забудови зібрані в три групи по п'ять будинків. Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_d/\cos \varphi_e$) інших споживачів та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) вказані на розрахунковій схемі лінії (рисунк 2.3). Периметр двору хлібопекарні – 170 м, школи – 200 м. Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) 0,38 кВ та потужність зовнішнього освітлення вулиці.

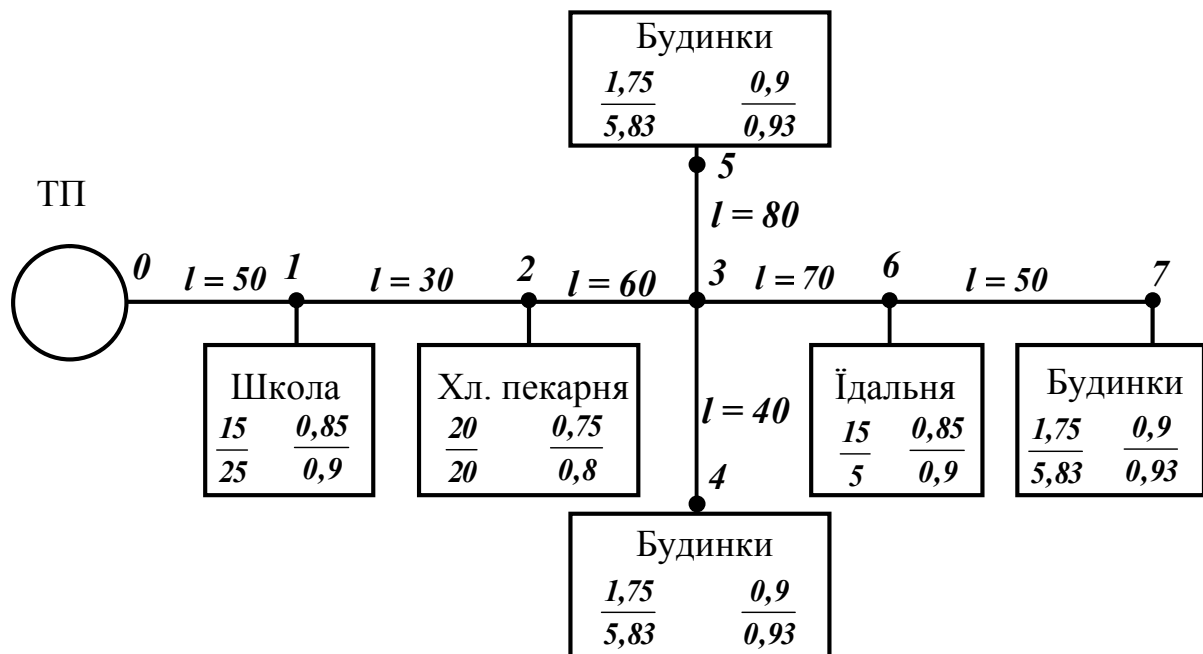


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку А.

1. Навантаження на вводі до житлового будинку.

Для будинку в населеному пункті нової забудови без газифікації $P_{\max} = 2,2$ кВт.

2. Максимум денного та вечірнього навантаження групи з п'яти будинків визначаємо через коефіцієнт одночасності (таблиця А.3):

$$P_{\epsilon} = n \cdot k_o \cdot P_{\max}; \quad P_{\epsilon} = 5 \cdot 0,53 \cdot 2,2 = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\epsilon}; \quad P_{\partial} = 0,3 \cdot 5,83 = 1,75 \text{ кВт.}$$

3. Загальна потужність зовнішнього освітлення:

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + (N \cdot P_{0 \text{ прим.}} + L_{\text{пер}} \cdot P_{0 \text{ пер}});$$

$$P_{з.о.} = (380 \cdot 4 + 3 \cdot 250 + 370 \cdot 3) \cdot 10^{-3} = 3,38 \text{ кВт.}$$

$$P_{0 \text{ вул.}} = 4 \text{ Вт/м; } P_{0 \text{ прим.}} = 250 \text{ Вт/прим.; } P_{0 \text{ пер}} = 3 \text{ Вт/м;}$$

(таблиця А.10).

4. Визначаємо навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ. Так як навантаження неоднорідні і не сумірні, то їх підсумовування виконуємо із використанням таблиць надбавок (таблиця А.5). Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 2.3).

$$P_p = P_{\partial} + \Delta P_m.$$

$$P_{p.\partial.7-6} = P_{\partial} = 1,75 \text{ кВт; } P_{p.\epsilon.7-6} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\partial.6-3} = 15 + \Delta 1,75 = 15 + 1,05 = 16,05 \text{ кВт;}$$

$$P_{p.\epsilon.6-3} = 5,83 + \Delta 5 = 5,83 + 3 = 8,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\partial.4-3} = P_{\partial} = 1,75 \text{ кВт; } P_{p.\epsilon.4-3} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\partial.5-3} = P_{\partial} = 1,75 \text{ кВт; } P_{p.\epsilon.5-3} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\partial.3-2} = 16,05 + \Delta 1,75 + \Delta 1,75 = 16,05 + 1,05 + 1,05 = 18,15 \text{ кВт;}$$

$$P_{p.\epsilon.3-2} = 8,83 + \Delta 5,83 + \Delta 5,83 = 8,83 + 3,5 + 3,5 = 15,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\partial.2-1} = 20,0 + \Delta 18,15 = 20,0 + 11,3 = 31,3 \text{ кВт;}$$

$$P_{p.\epsilon.2-1} = 20,0 + \Delta 15,83 = 20,0 + 9,7 = 29,7 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\partial.1-0} = 31,3 + \Delta 15,0 = 31,3 + 9,15 = 40,45 \text{ кВт;}$$

$$P_{p.\epsilon.1-0} = 29,7 + \Delta 25,0 = 29,7 + 15,7 = 45,4 \text{ кВт.}$$

5. За літературними джерелами визначаємо коефіцієнт потужності окремих споживачів (таблиця А.9), а на ділянках лінії визначаємо його середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{\partial.7-6} = 0,90; \quad \cos \varphi_{\varepsilon.7-6} = 0,93;$$

$$\cos \varphi_{c.3.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}.$$

$$\cos \varphi_{\partial.6-3} = \frac{15 \cdot 0,85 + 1,75 \cdot 0,9}{15 + 1,75} = 0,86;$$

$$\cos \varphi_{\varepsilon.6-3} = \frac{5 \cdot 0,9 + 5,83 \cdot 0,93}{5 + 5,83} = 0,92.$$

6. Визначаємо повну розрахункову потужність споживачів на ділянках лінії:

$$S_{p.\partial.} = \frac{P_{p.\partial.}}{\cos \varphi_{\partial.}};$$

$$S_{p.\varepsilon.} = \frac{P_{p.\varepsilon.}}{\cos \varphi_{\varepsilon.}}.$$

$$S_{p.\partial.7-6} = \frac{1,75}{0,90} = 1,94 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\varepsilon.7-6} = \frac{5,83}{0,93} = 6,27 \text{ кВА}.$$

$$S_{p.\partial.6-3} = \frac{16,05}{0,86} = 18,66 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\varepsilon.6-3} = \frac{8,83}{0,92} = 9,59 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках лінії виконуємо аналогічно. Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Визначення розрахункових навантажень лінії 0,38кВ

Ділянка	Більше навантаження		Менше навантаження		Надбавка		Розрахункове навантаження		$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\varepsilon}$	$S_{p.\partial}$, кВА	$S_{p.\varepsilon}$, кВА
	P_{∂} , кВт	P_{ε} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{ε} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	ΔP_{ε} , кВт	$P_{p.\partial}$, кВт	$P_{p.\varepsilon}$, кВт				
7-6	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
6-3	15,0	5,83	1,75	5,00	1,05	3,00	16,05	8,83	0,86	0,92	18,66	9,59
4-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
5-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
3-2	16,05	8,83	1,75	5,83	1,05	3,5	18,15	15,83	0,87	0,92	20,86	17,21
			1,75	5,83	1,05	3,5						
2-1	20,0	20,0	18,15	15,83	11,3	9,7	31,3	29,7	0,82	0,86	38,17	34,53
1-0	31,3	29,7	15,0	25,0	9,15	15,7	40,45	45,4	0,83	0,89	48,73	51,01

ЗАДАЧА 2.2

Споживча одотрансформаторна підстанція 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ (рисунок 2.4). Навантаження ліній $P_{p.д.лін.} / P_{p.в.лін.}$, кВт, наведено в таблиці 2.2. Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

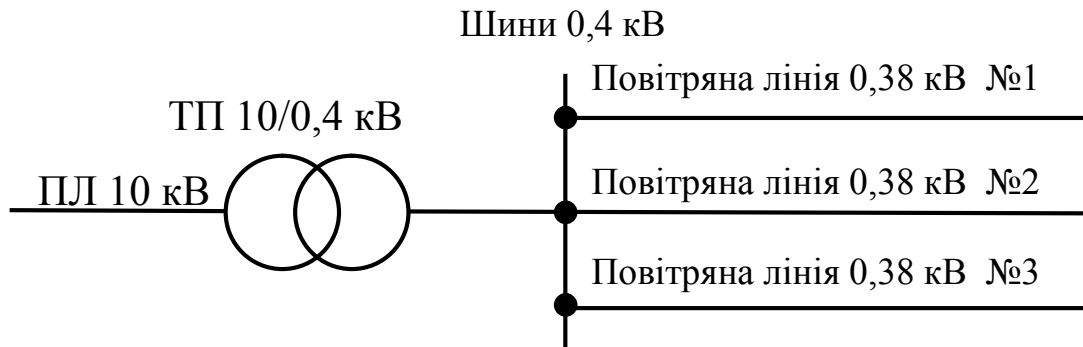


Рисунок 2.4 – Схема споживчої підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.2 - Вихідні дані для розрахунку

Навантаження ліній $P_{p.д.лін.} / P_{p.в.лін.}$, кВт			$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °C	Характер навантаження	T , год
ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
$\frac{30,8}{43,2}$	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{40,5}{45,4}$	3,4	0	Змішане	3000

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в **додатку А**.

1. Розрахункове навантаження (денне та вечірнє) на шинах ТП:

$$P_{p.д.ТП} = P_{p.д.лін.б} + \sum \Delta P_{p.д.лін.м},$$

$$P_{p.д.ТП} = 40,5 + \Delta 35,0 + \Delta 30,8 = 40,5 + 22,8 + 19,6 = 82,9 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.в.ТП} = P_{p.в.лін.б} + \sum \Delta P_{p.в.лін.м} + P_{з.о.},$$

$$P_{p.в.ТП} = 51,2 + \Delta 45,4 + \Delta 43,2 + 3,4 = 51,2 + 30,3 + 28,5 + 3,4 = 113,4 \text{ кВт.}$$

2. За літературними джерелами визначаємо коефіцієнти потужності для споживчої ТП 10/0,4 кВ із змішаним навантаженням (таблиця А.9):

$$\cos \varphi_0 = 0,8;$$

$$\cos \varphi_6 = 0,83.$$

3. Повна розрахункова потужність ТП (денна та вечірня):

$$S_{p.\partial.ТП} = \frac{P_{p.\partial.ТП}}{\cos \varphi_{\partial}}, \quad S_{p.в.ТП} = \frac{P_{p.в.ТП}}{\cos \varphi_{в}}.$$

$$S_{p.\partial.ТП} = \frac{82,9}{0,8} = 103,6 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.ТП} = \frac{113,4}{0,83} = 136,6 \text{ кВА}.$$

Так як $S_{p.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА} > S_{p.\partial.ТП} = 103,6 \text{ кВА}$, то за розрахункову потужність приймаємо $S_{p.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА}$.

4. Номінальна потужність трансформатора при $n = 1$, за шкалою економічних інтервалів (таблиця А.12):

$$S_{екон. \min} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{екон. \max}; \quad 116 \leq \frac{136,6}{1} \leq 150.$$

Приймаємо трансформатор з номінальною потужністю $S_{нтр} = 100 \text{ кВА}$ (економічний інтервал навантаження 116 – 150 кВА).

5. Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора (таблиця А.14):

$$k_c = k_{с.т.} - \alpha (t_n - t_{н.т.}),$$

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (0 - (-10)) = 1,67.$$

6. Прийняту номінальну потужність трансформатора перевіряємо за умови його роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{нтр}} \leq k_c; \quad \frac{136,6}{1 \cdot 100} = 1,37 < 1,67.$$

Умова виконується.

До встановлення на підстанції 10/0,4 кВ приймаємо один силовий трансформатор потужністю $S_{нтр} = 100 \text{ кВА}$.

7. Річне споживання електроенергії на шинах ТП при $T = 3000$:

$$W_{рік} = P_{p.\max} \cdot T, \quad W_{рік} = 113,4 \cdot 3000 = 340200 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

ЗАДАЧА 2.3

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.\partial}$, $S_{p.в.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{\partial ТП i}$ / $P_{в. ТП i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 2.5). Характер навантаження споживчих ТП – виробниче.

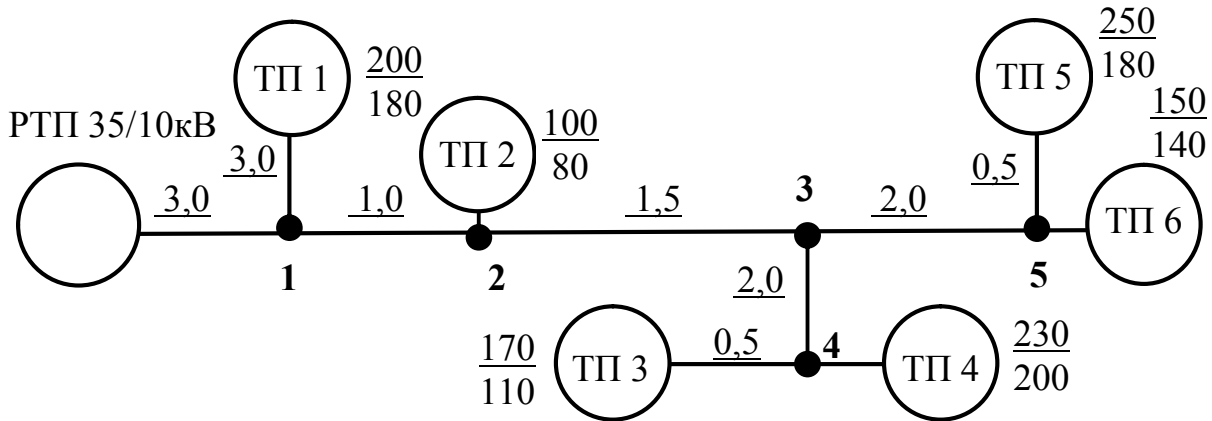


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в **додатку А**.

1. Визначаємо навантаження на окремих ділянках лінії. Навантаження підсумовуємо із використанням коефіцієнта одночасності (таблиця А.4), так як навантаження ТП однорідні та сумірні. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 2.5).

$$P_{p.\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial.ТП i},$$

$$P_{p.в.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{в.ТП i}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 250 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в.} = 180 \text{ кВт}.$$

– ділянка 5-3:

$$P_{p.\partial} = 0,9 \cdot (250 + 150) = 360 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,9 \cdot (180 + 140) = 288 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП3-4:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 170 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в.} = 110 \text{ кВт}.$$

– ділянка 4-3:

$$P_{p.\partial} = 0,9 \cdot (170 + 230) = 360 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = 0,9 \cdot (110 + 200) = 279 \text{ кВт}.$$

– ділянка 3-2:

$$P_{p.\partial} = 0,82 \cdot (250 + 150 + 170 + 230) = 656 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,82 \cdot (180 + 140 + 110 + 200) = 516,6 \text{ кВт}.$$

– ділянка 2-1:

$$P_{p.\partial.} = 0,8 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100) = 720 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.} = 0,8 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80) = 568 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП1-1:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial} = 200 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.} = P_{\epsilon} = 180 \text{ кВт}.$$

– ділянка 1-РТП:

$$P_{p.\partial.} = 0,79 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100 + 200) = 869 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.} = 0,79 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80 + 180) = 703,1 \text{ кВт}.$$

2. Коефіцієнт потужності для ТП із виробничим характером навантаження становить (таблиця А.9):

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,7;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = 0,75;$$

3. Визначаємо повну розрахункову потужність на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ:

$$S_{p.\partial.} = \frac{P_{p.\partial.}}{\cos \varphi_{\partial}};$$

$$S_{p.\epsilon.} = \frac{P_{p.\epsilon.}}{\cos \varphi_{\epsilon}}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$S_{p.\partial.} = \frac{250}{0,7} = 357,1 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\epsilon.} = \frac{180}{0,75} = 240,0 \text{ кВА}.$$

– ділянка 5 - 3:

$$S_{p.\partial.} = \frac{360}{0,7} = 514,3 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\epsilon.} = \frac{288}{0,75} = 384,0 \text{ кВА}.$$

Повну розрахункову потужність на інших ділянках лінії визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунок навантажень лінії напругою 10 кВ

Ділянка	$\sum_{i=1}^n P_{\partial.ТПi},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{\epsilon.ТПi},$ кВт	k_o	$P_{p.\partial.i},$ кВт	$P_{p.\epsilon.i},$ кВт	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\partial.i},$ кВА	$S_{p.\epsilon.i},$ кВА
ТП5-5	250	180	1,0	250,0	180,0	0,7	0,75	357,1	240,0
5 - 3	400	320	0,9	360,0	288,0	0,7	0,75	514,3	384,0
ТП3-4	170	110	1,0	170,0	110,0	0,7	0,75	242,9	146,7
4 - 3	400	310	0,9	360,0	279,0	0,7	0,75	514,3	372,0
3 - 2	800	630	0,82	656,0	516,6	0,7	0,75	937,1	688,8
2 - 1	900	710	0,8	720,0	568,0	0,7	0,75	1028,6	757,3
ТП-1	200	180	1,0	200,0	180,0	0,7	0,75	285,7	240,0
1-РТП	1100	890	0,79	869,0	703,1	0,7	0,75	1241,4	937,5

Запитання для самоконтролю

1. Які основні споживачі електричної енергії є в сільському господарстві?
2. Що таке номінальна потужність електроустановки?
3. Що таке розрахункове навантаження (потужність) електроустановки?
4. Які основні параметри системи електропостачання відносяться до режимних?
5. Які основні параметри системи електропостачання відносяться до схемних?
6. Що таке графік електричного навантаження?
7. Які існують графіки навантаження?
8. Що таке час використання максимального навантаження?
9. Що таке еквівалентна потужність?
10. Як будується річний графік навантаження за тривалістю?
11. Якими методами визначають розрахункові навантаження сільськогосподарських об'єктів?
12. Як визначається електричне навантаження на вводі в сільський житловий будинок або групу будинків?
13. Як визначається потужність вуличного та зовнішнього освітлення населеного пункту?
14. Як підсумовують навантаження в електричних мережах напругою 0,38...110 кВ?
15. Що таке коефіцієнт одночасності?
16. Що таке однорідні і неоднорідні навантаження?
17. Що таке сумірні і не сумірні навантаження?
18. Що таке надбавки навантаження і як їх використовують?
19. Як визначається потужність трансформаторної підстанції?
20. Яким чином перевіряють вибрані номінальні потужності трансформаторів?
21. Як визначається центр електричного навантаження?

РОЗДІЛ 3

БУДОВА ЗОВНІШНІХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Класифікація електричних мереж напругою 0,38...110 кВ

Електричною мережею називають частину електричної системи, що складається із підстанцій і ліній електропередачі.

Електричні мережі можна класифікувати за наступними ознаками:

- за родом струму: постійного або змінного;
- за величиною напруги: мережі до 1000 В і вище 1000 В;
- за функціональним призначенням: живильні та розподільні;
- за конфігурацією: радіальні, магістральні та замкнуті;
- за кількістю центрів (джерел) живлення: одностороннього, двостороннього та багатостороннього (вузлові) живлення;
- за кількістю кіл в лінії: одноколові та двоколові;
- за конструктивним виконанням: внутрішні і зовнішні;
- за районом обслуговування: місцеві та районні.

Живильною називається електрична мережа, якою електричну енергію підводять до розподільних пунктів або підстанцій (рисунок 3.1).

Розподільною називається електрична мережа, що підводить електроенергію безпосередньо до споживачів або до споживчих трансформаторних підстанцій від розподільних пунктів або підстанцій (рисунок 3.1).

У електричних мережах можна виділити живильні та розподільні лінії, причому одна і та ж сама лінія може одночасно виконувати функцію лінії живлення та розподільної лінії, залежно від того, до якої частини мережі вона відноситься.

Радіальною називається електрична мережа, у якій кожний споживач забезпечується електроенергією окремою лінією.

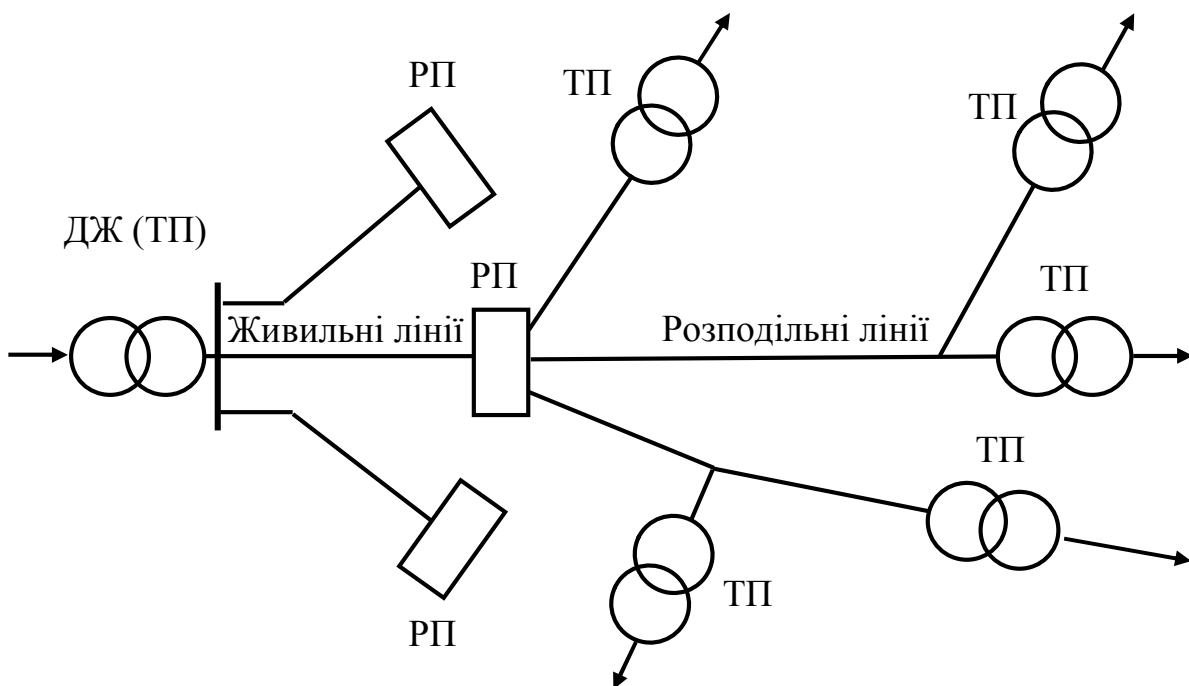


Рисунок 3.1 – Живильні та розподільні електричні мережі

Радіальною мережею із розподіленням навантаженням називається мережа, у якій кожний споживач забезпечується електроенергією окремими лініями (відпайками), що приєднані до однієї, спільної для усіх, головної (магістральної) лінії.

Магістральною називається електрична мережа, у якій декілька груп споживачів електричної енергії отримують живлення від джерела по одній лінії (магістралі) через вузлові точки (розподільні пункти або знижувальні підстанції).

Місцеві мережі – електричні мережі радіусом до 30 км, з напругою до 35 кВ.

Районні мережі – мережі радіусом до 100 км, з напругою 35 кВ і вище.

До електричних мереж висувають такі основні вимоги:

- надійність і безпека в роботі;
- безперебійність в електропостачанні;
- економічність;
- забезпечення необхідної якості електроенергії;
- можливість подальшого розширення без корінної реконструкції.

Для забезпечення перелічених вище вимог електричні мережі необхідно розраховувати:

- за економічними показниками;
- за допустимим струмом і допустимим нагріванням;
- за втратою напруги;
- на механічну міцність.

Відомо, що для передачі електричної енергії на значні відстані з метою зменшення втрат в елементах мережі підвищують напругу (рисунок 3.2).

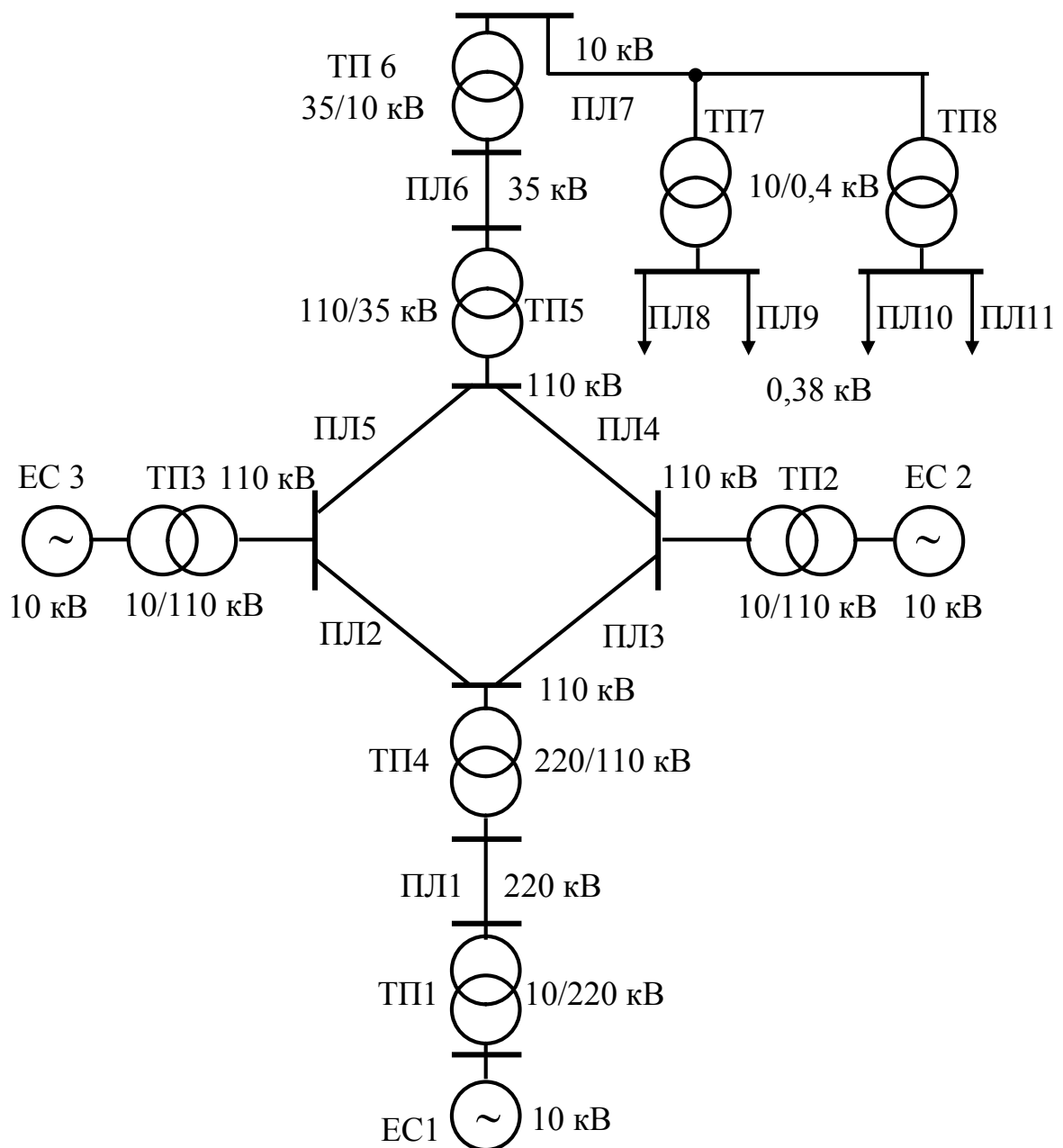
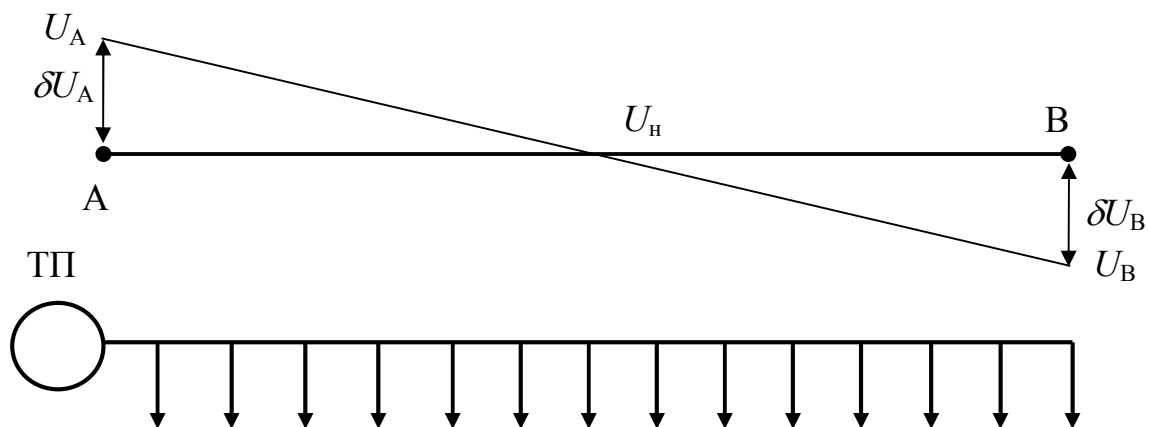


Рисунок 3.2 – Схема електричної частини енергосистеми

Електрична частина сучасної енергосистеми (рисунок 3.2) складається із генераторів електростанцій (ЕС), підвищувальних підстанцій (ТП1...ТП3), знижувальних підстанцій (ТП4...ТП8) та повітряних ліній електропередачі (ПЛ1...ПЛ11). Таким чином, щоб передати електроенергію від джерела живлення до споживача її необхідно декілька разів трансформувати.

Як відмічалось в розділі 1, рівень напруги – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної установки, у тому числі і електричну мережу. Підтримання необхідних рівнів напруги у споживача та на елементах мережі – одне із основних завдань сільського електропостачання.

Напруга в різних точках мережі неоднакова. На початку лінії напруга зазвичай вища, а в кінці – нижча від номінальної. Для прикладу розглянемо лінію з рівномірно розподіленим навантаженням (рисунок 3.3).



$\delta U_A, \delta U_B$ – відхилення напруги

Рисунок 3.3 – Номінальна та дійсна напруга в точках електричної мережі

Відхиленням напруги називається алгебраїчна різниця між напругою в заданій точці мережі і номінальною напругою, вона змінюється поступово при зміні навантаження на протязі доби, року. Відхилення напруги δU вимірюється у вольтах або відсотках.

$$\delta U_A = U_A - U_n; \quad \delta U_B = U_B - U_n \quad (3.1)$$

За встановленими нормами, в сільських електричних мережах відхилення напруги від номінального значення на затискачах у споживача повинно знаходитися в межах $\pm 5\%$. Максимально допустиме короткочасне відхилення напруги $\pm 10\%$.

Номінальна напруга генераторів приймається на 5 (10)% вищою від номінальної напруги мережі. Номінальна напруга первинних обмоток трансформаторів повинна дорівнювати номінальній напрузі мережі, оскільки вони є приймачами електричної енергії. Номінальна напруга вторинних обмоток трансформаторів приймається на 5 (10) % вищою від номінальної (рисунок 3.4).

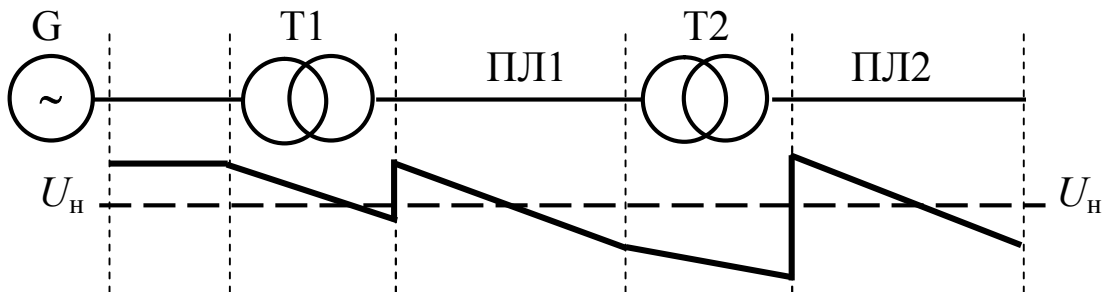


Рисунок 3.4 – Епюра розподілу напруги в електричній мережі з підвищувальним та із знижувальним трансформаторами

Електричні установки поділяють на установки напругою до 1000 В і понад 1000 В. Аналогічно лінії (мережі) поділяють на лінії до 1000 В (низької напруги) та на лінії вище 1000 В (високої напруги).

В Україні встановлені наступні стандартні значення напруги електроустановок змінного струму частотою 50 Гц: 127, 220, 380, 660 В, а також 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 400, 500, 750 кВ.

За режимом нейтралі електричні мережі поділяють на мережі з ізольованою та із заземленою нейтраллю.

В електричних мережах напругою 6, 10 та 35 кВ нейтраль трансформатора ізольована від землі і лінії виконують трипровідними (три фазних проводи). В окремих випадках нейтраль може з'єднуватися із землею, але через значний індуктивний опір (реактор). Як наслідок, такі мережі є мережами з компенсованою нейтраллю (різновид мереж з ізольованою нейтраллю).

В електричних мережах напругою 110 кВ і вище, хоч і прокладають лише три фазних проводи, але нейтраль трансформаторів заземлюють. Таким чином отримують трипровідні мережі із глухозаземленою нейтраллю.

Електричні мережі напругою до 1000 В виконують чотири- та пятипровідними із глухозаземленою або з ізольованою нейтраллю, тобто систем *TN-C*, *TN-S*, *TN-C-S*, *TT* та *IT* (рисунок 3.5).

На даний час у сільських мережах застосовується напруга 380/220В при чотирипровідній системі із глухозаземленою нейтраллю (*TN-C*) (рисунок 3.5, б та 3.6). Нульовий провід заземляють біля трансформатора і в кінці лінії, а також виконують повторні заземлення.

Літерні позначення типу заземлення системи означають:

перша літера в позначенні системи – характер типу заземлення джерела живлення:

T (від латин. «*terra*» – земля) – безпосереднє приєднання однієї точки струмоведучих частин джерела живлення (нейтраль) до заземлюючого пристрою;

I (від англ. «*isolated*» – ізольований) – всі струмоведучі частини джерела живлення ізольовані від землі;

друга літера – характер заземлення відкритих частин електроустановки, що можуть проводити електричний струм:

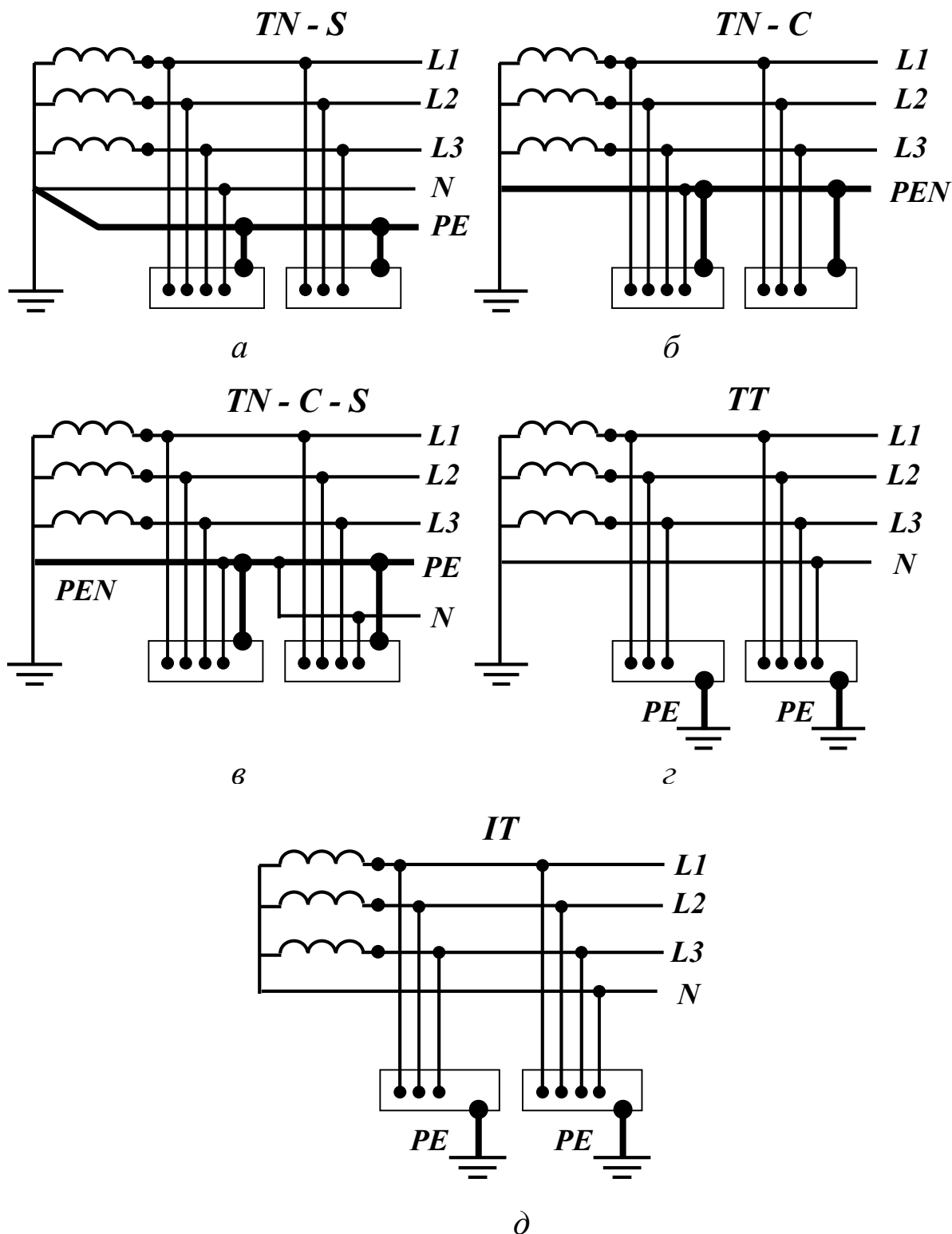
N (від англ. «*neutral*» – нейтраль) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки із точкою заземлення джерела живлення;

T (від латин. «*terra*» – земля) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки із землею незалежно від характеру зв'язку джерела живлення із землею;

наступні літери в системі *TN* означають конструкцію нейтрального *N* та захисного *PE*-провідників:

S (від англ. «*separate*» – розділяти) – функції *N*- та *PE*-провідників виконують окремі провідники;

C (від англ. «*combine*» – об'єднувати) – функції *N*- та *PE*-провідників виконує один *PEN* –провідник.



а – система *TN-S*; *б* – система *TN-C*; *в* – система *TN-C-S*;
г – система *TT*; *д* – система *IT*

Рисунок 3.5 – Схеми виконання систем електропостачання напругою до 1000 В

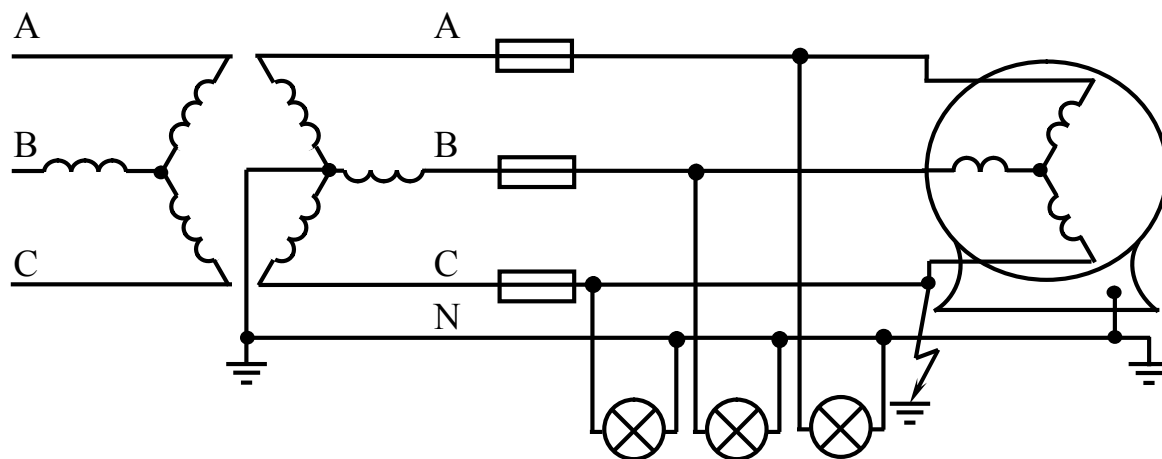


Рисунок 3.6 – Схема чотирипровідної мережі напругою 380/220 В із заземленою нейтраллю

Всі металеві частини електроустановок, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під нею при пошкодженні ізоляції, повинні з'єднуватися з нульовим проводом (рисунок 3.6). При замиканні фазного проводу на землю відбувається однофазне коротке замикання, спрацьовує апарат захисту і відключає пошкоджену лінію від живлення. Така система електропостачання сприяє підвищенню безпеки мереж.

При використанні напруги 380 В знижуються втрати електроенергії у декілька разів (в порівнянні із напругою 220), а також спостерігається економія металу в 2 рази.

Розподільні сільські мережі виконують напругою 6 та 10 кВ. Напругу 6 кВ застосовують лише при розширенні існуючих мереж.

Живильні мережі виконують напругою 35 та 110 кВ. Для трансформації використовують підстанції напругою 10(6)/0,4 кВ та 35/0,4 кВ, а для живлення великих об'єктів – 110/35/10 кВ.

Згідно із ПУЕ, для електропостачання споживачів, що реконструюються або вперше вводяться в експлуатацію, необхідно застосовувати системи електропостачання *TN-S* або *TN-C-S* (рисунок 3.5, а, в). Ці системи мають окремо нейтральний *N* (нульовий) та захисний *PE* провідники. Всі металеві частини електроустановок, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під нею при пошкодженні ізоляції, повин-

ні з'єднуватися із захисним **РЕ**-провідником. Нейтральний **N**- провідник використовують для створення фазної напруги для живлення однофазних електроприймачів (рисунок 3.5, а, в).

3.2 Конструкція проводів та кабелів зовнішніх електричних мереж

У сільських електричних мережах в якості матеріалу для струмопровідних жил проводів та кабелів використовують мідь та алюміній. Для проводів повітряних ліній також використовують сталь.

Мідь застосовують для ізованих проводів всередині приміщень і лише в окремих випадках (на березі морів, в районі хімічних заводів) для проводів повітряних ліній. Алюміній використовують для виготовлення проводів як для внутрішніх, так і для зовнішніх електричних мереж. Для повітряних ліній електропередачі, на даний час, здебільшого використовують неізовані (голі) проводи.

До неізованих проводів висуваються наступні вимоги:

- висока електрична провідність;
- висока механічна міцність;
- гнучкість та пластичність;
- висока хімічна стійкість;
- низька густина;
- низька вартість.

Електричні та механічні характеристики міді, алюмінію і сталі значно різняться між собою.

Мідь має високу електричну провідність. Для твердої (не відпаленої) міді питома провідність $\gamma = 54 \cdot 10^6$ См/м. Механічна міцність міді також висока. Тимчасовий опір при розриванні твердої міді, тобто зусилля, при якому відбувається руйнування матеріалу, $\sigma = 390$ МПа. Густина міді $\rho = 8940$ кг/м³. Мідні проводи добре протистоять хімічній дії різних речовин. Вони відрізняють-

ся тим, що, знаходячись в повітрі, покриваються тонкою плівкою оксидів, яка захищає їх від подальшого руйнування.

Алюміній володіє меншою провідністю в порівнянні із міддю. Для твердого алюмінію питома провідність $\gamma = 32 \cdot 10^6$ См/м. Він має нижчі механічні характеристики у порівнянні із міддю. Тимчасовий опір при розриванні $\sigma = 80 \dots 160$ МПа. Густина алюмінію значно менша, ніж у міді, і становить всього $\rho = 2700$ кг/м³ (дуже легкий). Так само як і мідь, алюміній не руйнується на відкритому повітрі, покриваючись плівкою оксидів.

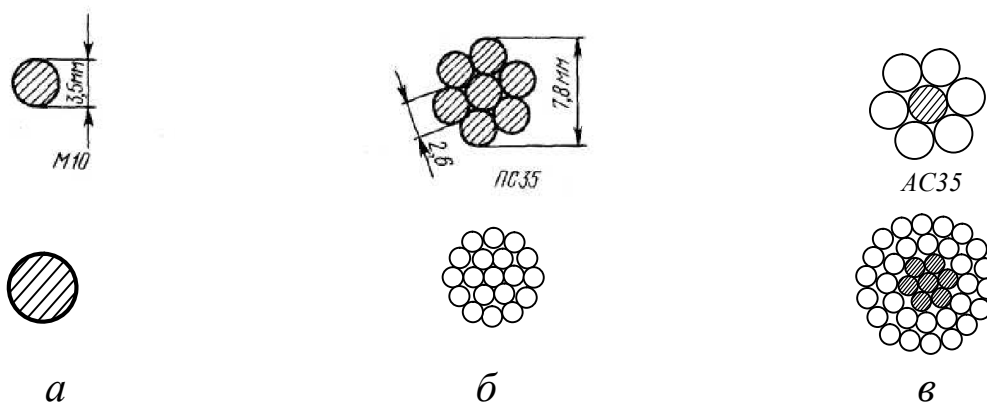
Сталь має провідність значно меншу ніж алюміній та мідь, до того ж її провідність залежить від сили змінного струму, що протікає по проводу. При дуже малому струмі провідність сталі $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ См/м. Механічна міцність сталених проводів значна. Тимчасовий опір при розриванні сталевих однодротових проводів $\sigma = 370$ МПа, а багатодровових $\sigma = 650 \dots 700$ МПа. Густина сталі $\rho = 7850$ кг/м³. На відміну від проводів з кольорових металів сталеві проводи, окислюючись, покриваються іржею яка не захищає їх від подальшого руйнування. Тому їх виготовляють або з оцинкованого дроту, або з присадкою міді.

На сьогодні поширеним є застосування сталеоалюмінієвих проводів, в яких внутрішні дроти виконані із сталі, а зовнішні – із алюмінію. Сталеві дроти несуть механічне навантаження, алюмінієві – електричне і механічне навантаження.

Застосовуються також біметалічні дроти. У них сталеву жилу електролітично покривають товстим шаром міді або алюмінію, що значно підвищує електропровідність проводу.

Неізольовані проводи для повітряних ліній виконують однодротовими і багатодрововими (рисунок 3.7).

Однодротові проводи виготовляють тільки з міді перерізом до 10 мм² і сталі діаметром до 5 мм, але в сільських повітряних лініях мідь не використовують. Алюмінієві однодротові проводи для повітряних ліній електропередачі застосовувати не можна.



a – однодротовий, *б* – багатодрововий, *в* – сталєалюмінієвий
 Рисунок 3.7 – Конструкція неізолюваних проводів

Багатодровові проводи виготовляють із усіх перерахованих вище металів. Їх виконують з дротів однакового перерізу. Число дротів зазвичай дорівнює 7, 12, 19, 37 або 61. При такому числі дротів вони краще за все розташовуються навколо одного центрального дроту. Багатодровові проводи мають більшу механічну міцність і більшу гнучкість в порівнянні з однодротовими, тому саме їх широко застосовують в сільських мережах.

Неізолювані проводи позначають (маркують) наступним чином: літерами М, А, Ап, АС, АпС та ПС позначають матеріал проводу, а цифрами – його переріз в міліметрах квадратних. Наприклад, А25 (Ап25) означає алюмінієвий провід перерізом 25 мм², ПС25 – провід стальний перерізом 25 мм².

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

Однодротові сталні проводи позначають наступним чином: ПСТ3.5, ПСТ4, ПСТ5, де цифри відповідають діаметру проводу в міліметрах.

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

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

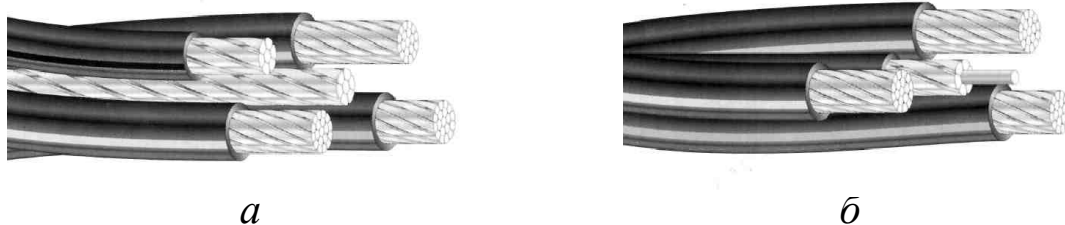
Для маркування проводів, у яких нейтральним мастилом заповнений лише міждротовий простір сталюого осердя, включно із його поверхнею, додають літери КС (АСКС, АпКС).

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

З метою підвищення надійності електропостачання при передачі електроенергії на значні відстані та при розподіленні її в силових і освітлювальних мережах використовують ізолювані проводи із алюмінієвими жилами, скручені в загальний джгут із сталюю несучою жилою або без неї, з ізоляцією із зшитого поліетилену. Такі повітряні кабелі мають великі перспективи для застосування в сільських мережах.

Самоутримні ізолювані проводи (СП) використовують для ліній електропередачі напругою 0,38, 0,66 та 10 кВ при температурі від -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. При використанні СП знижуються експлуатаційні витрати, відсутнє утворення ожеледі на проводах, можлива робота лінії при перехрещенні проводів, виключена можливість короткого замикання між проводами.

СП-1 (СП-1А) – самоутримний ізолюваний провід, алюмінієві жили ізолювані світлостабілізованим термопластичним поліетиленом, скручені навколо неізолюваного (ізолюваного) сталюалюмінієвого тросу. Провід призначений для повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ (рисунок 3.8).



a – СП-1; *б* – СП-1А

Рисунок 3.8 – Самоутримні ізолювані проводи

СП-3 – одножильний самоутримний провід із ущільнених дротів із алюмінієвого сплаву із сталюим дротом всередині, ізо-

льований зшитим світлостабілізованим поліетиленом. СП-3 призначений для повітряних ліній електропередачі напругою 6...20 кВ.

САПт (САПсш) – провід із алюмінієвими жилами із ізоляцією із світлостабілізованого термопластичного (т) або зшитого (сш) поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ.

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

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

Для електричних кабельних ліній характерними є наступні переваги у порівнянні із повітряними:

- більш тривалий термін експлуатації та відсутність опор;
- вища експлуатаційна надійність із-за відсутності впливу таких атмосферних явищ як вітер, ожеледь, грозові перенапруги та ін.;
- відсутність опор та проводів, які захащують вулиці та поля;
- зниження небезпеки для людей та тварин при виникненні аварії на лінії.

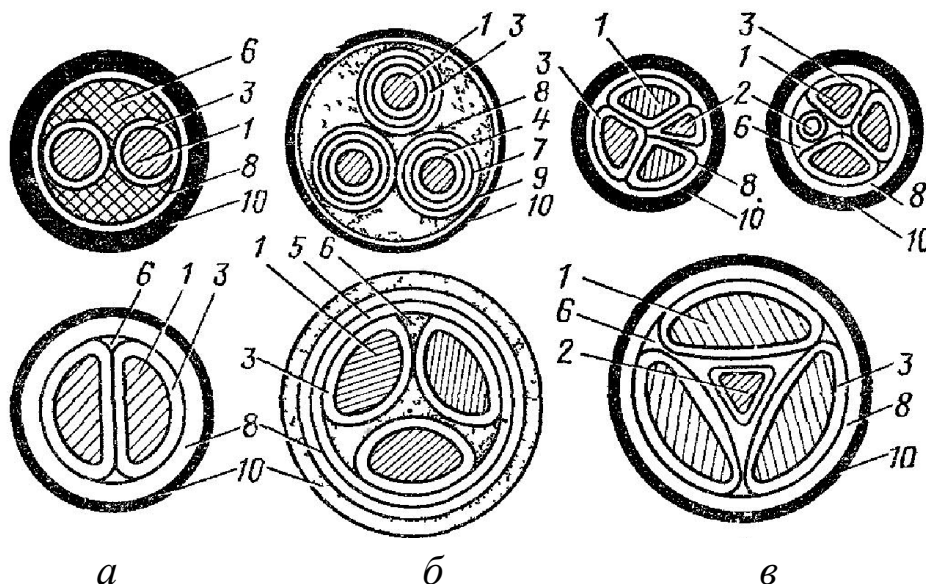
Але кабельні лінії також мають і ряд недоліків, до яких можна віднести наступні:

- більш висока вартість мереж у порівнянні із повітряними та необхідність додаткової витрати кольорових металів (свинцю, алюмінію);
- потреба більш кваліфікованих працівників при спорудженні та обслуговуванні кабельних ліній;
- складність визначення пошкодженої ділянки.

Але не дивлячись на перелічені недоліки кабельних ліній, їх необхідно більш широко застосовувати у сільських районах.

Електричні кабелі загального призначення виготовляють із паперовою просоченою або із гумовою ізоляцією. Кабелі із гумовою ізоляцією прокладають у закритих приміщеннях або застосовують для живлення мобільних пересувних споживачів.

Найбільш поширеними є три- та чотирижильні кабелі із паперовою ізоляцією. Для напруги до 10 кВ їх виготовляють із поясною ізоляцією та в загальній для усіх жил свинцевій оболонці, для напруги 20 та 35 кВ кабелі виготовляють із окремо освинцьованими жилами (рисунок 3.9).



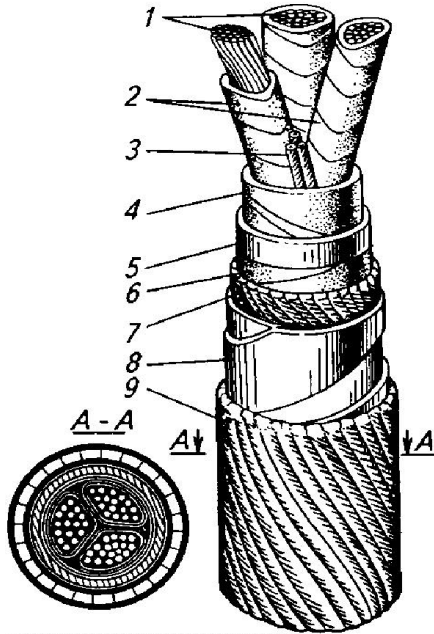
а – двожильні кабелі із круглими і сегментними жилами; *б* – трижильні кабелі з окремо освинцьованими жилами та з поясною ізоляцією; *в* – чотирижильні кабелі з нульовою жилою секторної, круглої і трикутної форми; 1 – струмопровідна жила; 2 – нульова жила; 3 – ізоляція жили; 4 – екран на струмопровідній жилі; 5 – поясна ізоляція; 6 – наповнювач; 7 – екран на ізоляції жили; 8 – оболонка; 9 – бронепокриття; 10 – зовнішнє захисне покриття

Рисунок 3.9 – Поперечні перерізи силових кабелів

Кабелі напругою до 6 кВ та перерізом жил до 16 мм² виготовляють із круглими жилами. При більш високій напрузі та більших перерізах вони мають секторні жили.

На рисунку 3.10 зображено кабель із секторними жилами на напругу 3...10 кВ. Кожна струмопровідна жила кабелю ізолювана кабельним папером, який просочений масою, до складу якої входять трансформаторне масло та каніфоль. Крім того, всі жили разом ізолювані просоченим кабельним папером (поясна ізоляція). Для забезпечення герметичності кабелю на поясну ізоляцію накладають свинцеву оболонку без швів. Від механічних пошко-

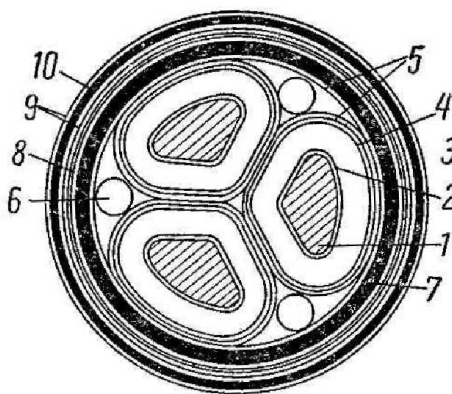
джень кабель захищають бронею із сталеві стрічки. Для захисту від хімічних впливів кабель покривають асфальтованим джутом. Випускають також кабелі, у яких оболонка із свинцю замінена оболонкою із алюмінію або пластмаси.



1 – алюмінієві або мідні струмопровідні жили; 2 і 4 – фазна і поясна паперова ізоляція; 3 – джутові заповнювачі; 5 – свинцева оболонка; 6 – паперова стрічка; 7 – прошарок із джуту; 8 – сталеві стрічкова броня; 9 – джутове покриття

Рисунок 3.10 – Конструкція трижильного кабелю напругою 3...10 кВ із секторними жилами і поясною ізоляцією

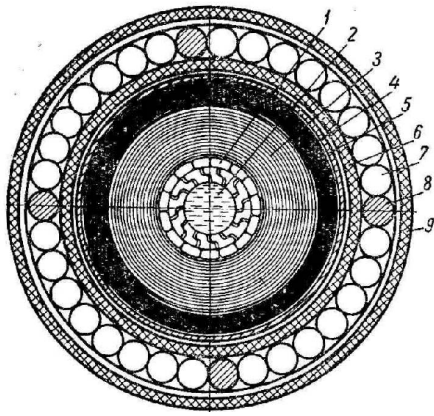
Для напруги 10 і 35 кВ також виготовляють газонаповнені кабелі із спільною свинцевою оболонкою на всі жили (рисунок 3.11). Повітряні включення в ізоляції, по мірі їхнього утворення, заповнюються азотом під тиском. Постійність тиску забезпечується тим, що витік газу компенсуються неперервним підкачуванням.



1 – струмопровідна жила; 2 – екран із напівпровідного паперу; 3 – збіднено-просочена фазна паперова ізоляція; 4 – металізований папір; 5 – тканинна стрічка з дротом; 6 – сталевий гнучкий газопроникний шланг; 7 – свинцева оболонка; 8 – мідна стрічка; 9 – захисний шар; 10 – сталеві стрічкова броня і джутовий покрив

Рисунок 3.11 – Газонаповнений кабель напругою 35 кВ

Для напруги 110 кВ і вище кабелі виготовляють одножильними. Жилу виготовляють із міді. Всередині кабелю розташована стрічка, згорнута у вигляді спіралі. У ній під тиском циркулює кабельне масло, яке забезпечує високоякісну ізоляцію і охолодження кабелю (рисунок 3.12).



1 – струмопровідна жила; 2 – центральний маслопровідний канал; 3 – шар паперової ізоляції; 4 – свинцева оболонка; 5 – латунні стрічки; 6 – антикорозійні бітумні покритви; 7 – сталеві дроти; 8 – мідні дроти; 9 – тканина, просочена бітумом

Рисунок 3.12 – Маслонаповнений кабель середнього тиску напругою 110 кВ

Для сільських умов розроблені полегшені кабелі з алюмінієвими жилами з ізоляцією із поліхлорвінілового пластикату, а також з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці.

Кабелі маркують так само, як і ізольовані проводи. Наприклад, СБЗ×70 – кабель трижильний з мідними жилами (відсутня літера А), із перерізом жили 70 мм^2 , з паперовою поясною ізоляцією (Б), в свинцевій оболонці (С), броньований стрічкою, із джутовим асфальтованим покриттям.

Коли ізоляцію виготовляють із гуми, в марку кабелю додають літеру Р. Коли замість свинцевої оболонки застосована оболонка з поліхлорвінілу, то в маркуванні кабелю літеру С замінюють літерою В, а якщо з алюмінію, то літерою А.

Кабелі прокладають в приміщеннях і поза ними. Найбільш поширений спосіб прокладки кабелю – безпосередньо в землі, в траншеях. За цієї умови тепловіддача кабелю найкраща і допустиме електричне навантаження значно підвищується.

При прокладанні кабелів на відкритому повітрі, в спеціаль-

них блоках і каналах обслуговувати їх зручніше, ніж при прокладці в траншеях, але при цьому погіршується тепловіддача.

Кабельні канали застосовують при цеховому та позацеховому прокладанні кабелів. Цей спосіб дозволяє забезпечити огляд і ремонт кабельних ліній в процесі експлуатації, а також прокласти новий або замінити діючий кабель без виконання земляних робіт. Також він забезпечує надійний захист від механічних пошкоджень.

Прокладання кабелів в блоках рекомендується в місцях перетину із залізницею та автомобільними шляхами, в умовах обмеженості простору по трасі (при великій кількості інших підземних комунікацій та споруджень), при вірогідності розливу агресивних рідин в місцях проходження кабельних трас та ін.

3.3 Ізолятори повітряних ліній електропередачі

Для безаварійної роботи електричної апаратури слід забезпечити надійну ізоляцію струмопроводів між собою і відносно землі. Стійкість ізоляції визначається пробивною напругою.

Ізолятори, що використовуються для кріплення електричної апаратури поділяють на **опорні** та **прохідні**. Ізолятори, що використовують для кріплення проводів повітряних ліній і шин відкритих розподільних пристроїв (ВРП) називаються **лінійними**.

За призначенням розрізняють **штирові** та **підвісні** лінійні ізолятори. Виготовляють лінійні ізолятори із скла та фарфору. Останнім часом застосовують ізолятори із полімерних матеріалів.

Основне призначення ізоляторів повітряних ліній – ізолювати проводи від опор і інших несучих конструкцій. В більшості випадків ізолятори витримують значні механічні навантаження. Матеріал ізоляторів повинен задовольняти перерахованим вимогам і, крім того, бути пристосованим до роботи на відкритому повітрі під впливом змінних температур, опадів, сонця і т.д. Одним із ма-

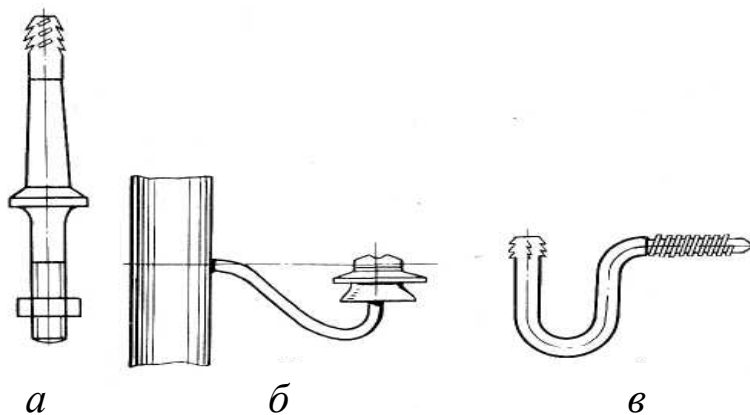
теріалів, що задовольняє наведеним вимогам, є фарфор, тому ізолятори повітряних ліній виготовляють головним чином із фарфору.

Ізолятори повітряних ліній всіх типів виготовляють також із скла. Механічна міцність таких ізоляторів вища, а розміри і маса менші, ніж у фарфорових. При електричному пробіє скляні ізолятори руйнуються, що значно спрощує контроль за їх станом.

Ізолятори повітряних ліній в залежності від способу кріплення їх на опорі розділяють на штирові та підвісні.

Штирові ізолятори кріплять на штирях (рисунки 3.13) або на крюках і застосовують в сільських мережах при напрузі до 35 кВ включно.

Низьковольтні ізолятори майже завжди кріплять на крюках. Ізолятори високої напруги в лініях з невеликими прольотами і проводами малих і середніх перерізів кріплять також на крюках, а з великими прольотами і перерізами – на штирях, що укріплюються на траверсах (поперечинах).



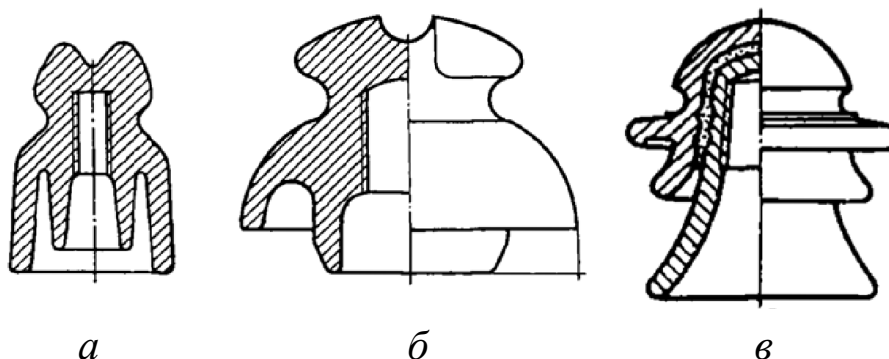
а –штир; *б* – крюк високої напруги; *в* – крюк низької напруги

Рисунок 3.13 – Арматура повітряних ліній електропередачі

На лініях низької напруги застосовують штирові ізолятори (рисунки 3.14, *а*) різних типорозмірів: фарфорові ТФ-16, ТФ-20, РФО-16; скляні НС-16, НС-18. На прямих ділянках провід кріплять до головки ізолятора, а на поворотах лінії – до шийки.

Для ліній напругою 10 кВ застосовують штирові ізолятори: фарфорові ШФ10-Г та скляні ШС10-А і ШС10-Г (рисунки 3.14, *б*). Для напруги 20 і 35 кВ застосовують штирові ізолятори ШД-35,

ШЖБ-35, ШФ-20, ШФ-35 (рисунок 3.14, в). Крім того, для ліній напругою 35 кВ також застосовують підвісні ізолятори.



a – типу ТФ; *б* – типу ШФ10; *в* – типу ШФ35

Рисунок 3.14 – Штирові ізолятори

На повітряних лініях напругою 35 кВ та вище, а в деяких випадках і 10 кВ, використовують підвісні ізолятори (рисунок 3.15). Ізолятори кріплять один під одним, при цьому утворюється гірлянда ізоляторів. Кількість ізоляторів в гірлянді залежить від напруги лінії та від матеріалу опор. У повітряних лініях електропередачі, що виконані на металевих або залізобетонних опорах, в гірляндах підвісних ізоляторів на 10 кВ повинен бути 1 ізолятор, на 35 кВ – 3, на 110 кВ – 7, на 150 кВ – 9.

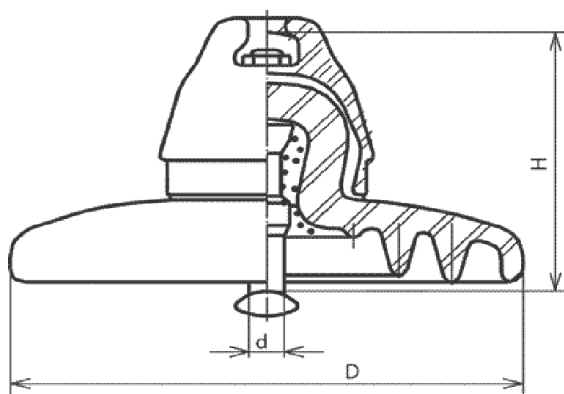
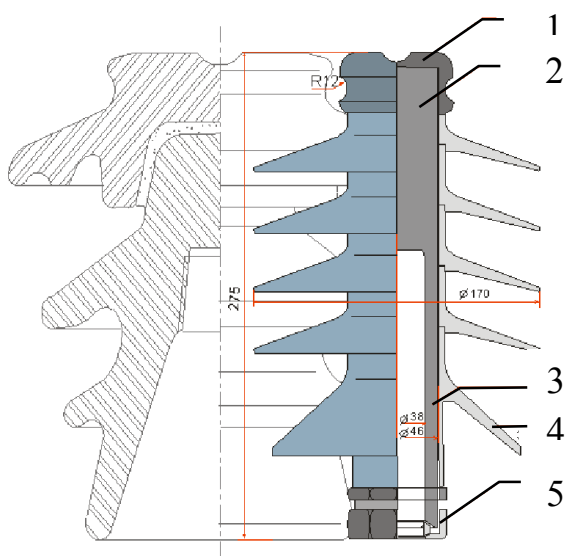


Рисунок 3.15 – Підвісний ізолятор типу ПС

На лініях застосовують підвісні фарфорові ізолятори типу ПФ класів 70, 160, 200 та скляні типу ПС класів 40, 70, 120, 160, 210 та 300. Клас ізолятора відповідає мінімальному руйнівному навантаженню в кілоньютонах (кН).

Останнім часом для ліній електропередач, взамін скляних та фарфорових ізоляторів, застосовують підвісні та штирові ізолятори в полімерному корпусі. Відомі наступні ізолятори в полімерному корпусі: штирові – ШПУ10, ШПУ20, ШПУ35 (рисунок 3.16); підвісні – ЛК70/10, ЛК70/20, ЛК70/35 (рисунок 3.17) та ін. В загальному вигляді такі ізолятори складаються із склопластикового стержня або трубки 2, який покритий ребристою захисною оболонкою із кремнійорганічної гуми 4.



1 – алюмінієвий оголовок для кріплення проводу; 2 – композитний силовий склопластиковий стержень; 3 – композитна силова склопластиковая трубка; 4 – кремнійорганічна захисна оболонка; 5 – система кріплення

Рисунок 3.16 – Штировий ізолятор в полімерному корпусі ШПУ-35 УХЛ1 в порівнянні з ізолятором ШФ-35

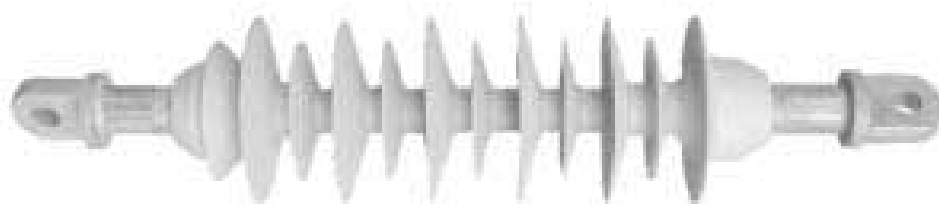


Рисунок 3.17 – Підвісний лінійний ізолятор в полімерному корпусі типу ЛК

3.4 Опори повітряних ліній електропередачі

Опори повітряних ліній підтримують проводи на необхідній відстані один від одного, від поверхні землі та від проводів інших ліній.

Для опор ліній застосовують деревину хвойних порід, металоко-
нструкції, залізобетон і комбіновані матеріали (залізобетон і деревину).

Для подовження строку служби (у 2 рази) дерев'яних опор
їх просочують антисептиком. Термін служби опор із непросоче-
ної модрина – 15 років, сосни – 5 років.

Найкращим способом антисептування деревини опор є
просочення її кам'яновугільним маслом, яке отримують при пе-
регонці сирої кам'яновугільної смоли. На сьогодні значного по-
ширення набули залізобетонні опори.

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

Проміжні опори призначені тільки для підтримки проводів,
їх не розраховують на одностороннє тяжіння. У разі обриву про-
воду з одного боку опори, при кріпленні його на штирових ізоля-
торах, він прослизає у кріпленні і одностороннє тяжіння знижу-
ється. При використанні підвісних ізоляторів гірлянда відхиля-
ється і тяжіння також знижується.

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

На анкерних опорах проводи закріплюють жорстко, тому
такі опори розраховують на обрив частини проводів. До штиро-
вих ізоляторів на анкерних опорах провід кріплять особливо мі-
цно, збільшуючи при необхідності число ізоляторів до двох-
трьох. Часто на анкерних опорах замість штирових встановлю-
ють підвісні ізолятори. Завдяки більшій міцності, анкерні опори
обмежують руйнування повітряних ліній при виникненні аварій.

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

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

Кутові опори встановлюють в місцях де повітряна лінія
змінює напрям. При нормальному режимі кутові опори сприйма-

ють одностороннє тяжіння по бісектрисі внутрішнього кута лінії. Кутом повороту лінії вважають кут, який доповнює до 180° внутрішній кут лінії.

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

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

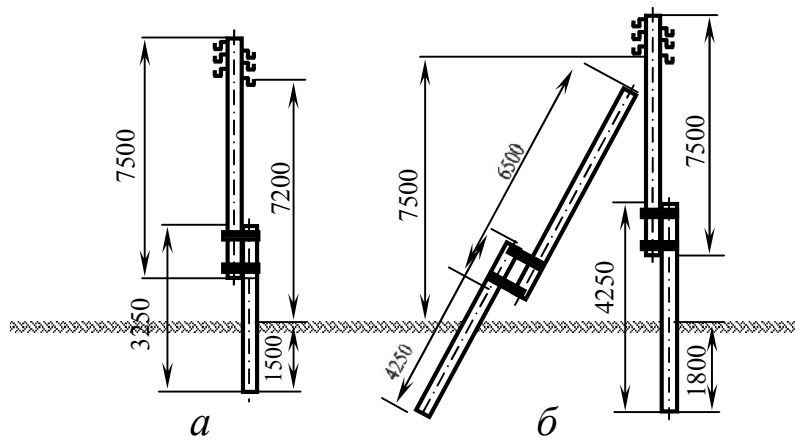
За конструкцією розрізняють опори суцільностоякові та складені із стійок та приставок. Дерев'яні опори виконують на дерев'яних або на залізобетонних приставках (рисунок 3.18). При проходженні повітряних ліній по місцях де можливі низові пожежі слід застосовувати опори із залізобетонними приставками. Більшість проміжних опор виконують одностояковими. Анкерні і кінцеві опори виконують А-подібними. Для напруги 110 кВ і вище проміжні опори виконують П-подібними, а анкерні А-П-подібними.

При спорудженні опор повітряних ліній повинні бути витримані відстані між проводами та іншими предметами, що знаходяться в безпосередній близькості від лінії.

На лініях напругою до 1 кВ, при вертикальному розташуванні проводів на опорі, відстань між проводами повинна бути не меншою ніж 0,6 м при найбільшій стрілі провисання 1,2 м. При найбільшій стрілі провисання понад 1,2 м відстань між проводами слід збільшувати пропорційно відношенню найбільшої стріли провисання до стріли 1,2 м.

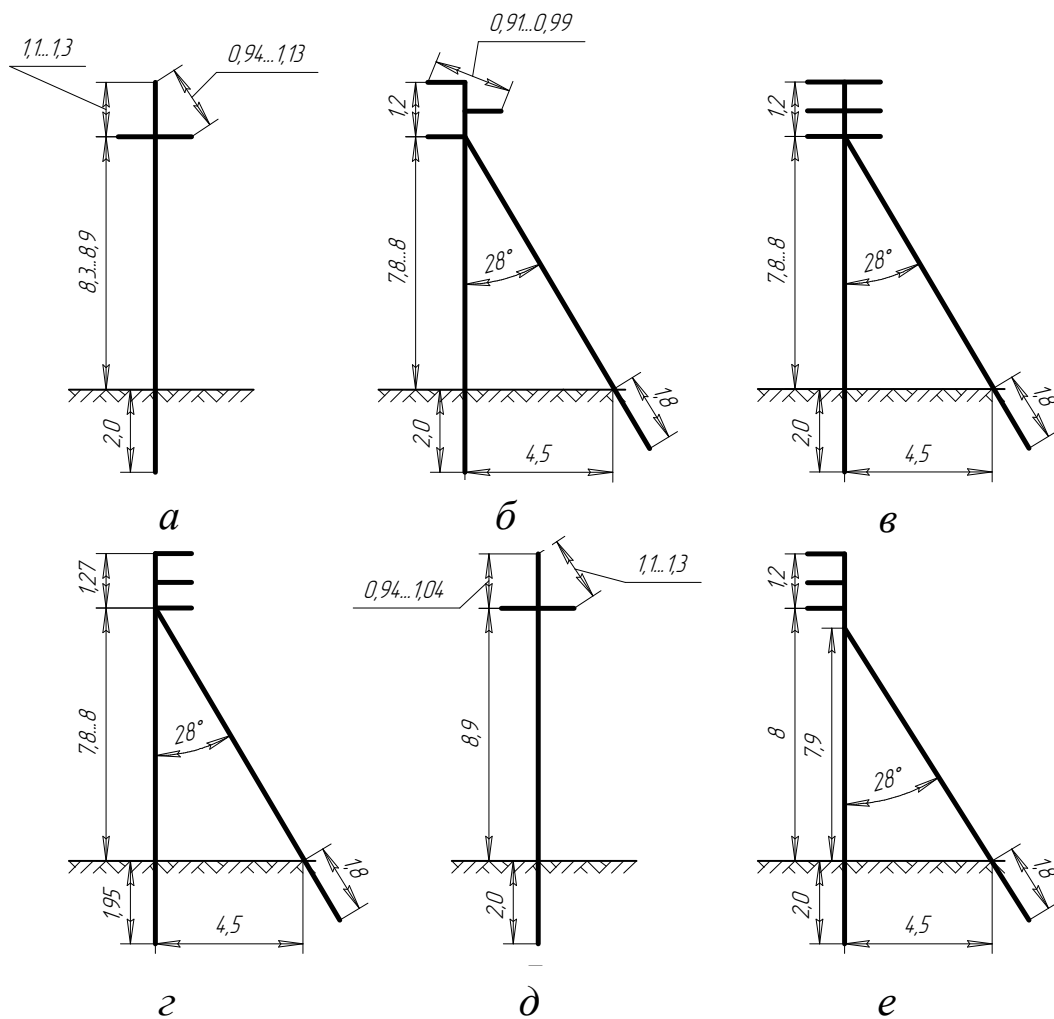
Відстань по вертикалі між проводами різних фаз на опорі при відгалуженні від повітряної лінії і перетині різних ліній повинна бути не меншою ніж 0,1 м. Відстань між ізоляторами вводу повинна бути не меншого 0,2 м.

Залізобетонні опори виконують суцільностояковими. Залізобетонні опори для ліній напругою 6...20 кВ наведені на рисунку 3.19.



а – проміжні; *б* – анкерні, кутові та кінцеві з підкосами

Рисунок 3.18 – Опори ПЛ напругою 0,38 кВ розміри в метрах



а – проміжні; *б* – проміжні кутові; *в* – проміжні відгалужувальні; *г* – анкерні кутові; *д* – проміжні відгалужувальні; *е* – проміжні відгалужувальні кутові.

Рисунок 3.19 – Залізобетонні опори ПЛ напругою 6...20 кВ, розміри в метрах

3.5 Активний та індуктивний опір проводів

Проводи електричних ліній володіють активним опором змінному струму. Його значення дещо відрізняється від омичного опору постійному струму. Проте ця різниця незначна і в практичних розрахунках нею нехтують.

Активний опір проводів з кольорових металів – міді і алюмінію залежить від температури навколишнього середовища, струму, що проходить по проводу і його частоти. В практичних розрахунках цими змінами нехтують і вважають активний опір постійним, що дорівнює омичному опору.

Активний опір проводу на одиницю довжини (1000 м) визначають за виразом:

$$r_0 = \frac{1000 \cdot \rho}{F}, \quad (3.2)$$

де r_0 – опір одного кілометра проводу, Ом/км;
 ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·м;
 F – номінальний переріз проводу, мм².

Активний опір проводу заданої довжини:

$$r = r_0 \cdot l, \quad (3.3)$$

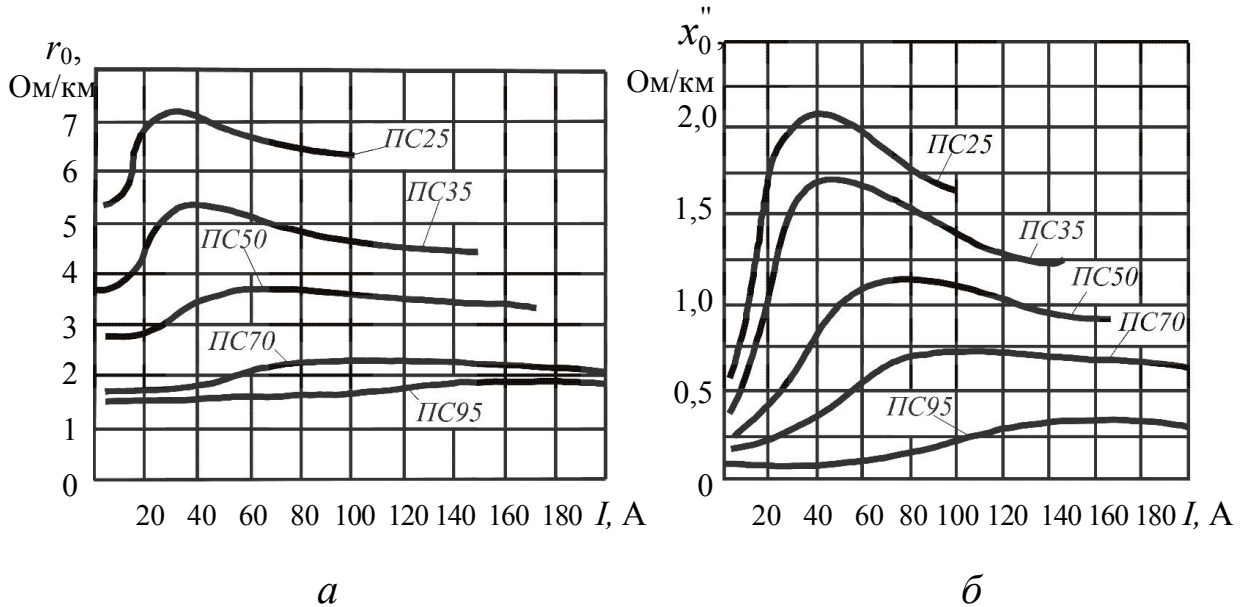
де l – довжина проводу, м.

Значення r_0 обчислюють за виразом (3.2), але зручніше користуватися вже розрахованими даними, приведеними у відповідних таблицях (додаток Б).

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

Активний опір сталених проводів суттєво залежить від сили струму що протікає по ним, тому при розрахунках не можна

користуватися постійним значенням питомої провідності, як це роблять для проводів із кольорових металів. Значення активних опорів сталевих проводів слід брати з таблиць або з кривих, які побудовані за цими таблицями (рисунк 3.20, а).



a – активного опору; $б$ – внутрішнього індуктивного опору

Рисунок 3.20 – Криві залежності опору сталевих багатодротових проводів від сили струму, що протікає ними

Реактивні індуктивні опори або просто індуктивні опори проводів обумовлені змінним магнітним полем ззовні і всередині проводів, по яких протікає змінний струм.

Із основ електротехніки відомо, що індуктивний опір проводу дорівнює:

$$x_0 = \omega(4,6 \lg \frac{D_{cp}}{R} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} . \quad (3.4)$$

Прийнявши, що $\omega = 2\pi f = 314$ та $R = d / 2$ маємо:

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,0157 \mu , \quad (3.5)$$

де D_{cp} – середня відстань між проводами, мм;
 d – діаметр проводу, мм;
 μ – відносна магнітна проникність матеріалу проводу.

Перша частина виразу (3.5) залежить від магнітного поля поза проводом, і його називають зовнішнім індуктивним опором x_0' .

Друга частина виразу визначається магнітним полем всередині проводу, його називають внутрішнім індуктивним опором x_0'' . Тоді вираз (3.5) можна записати:

$$x_0 = x_0' + x_0'' . \quad (3.6)$$

Зовнішній індуктивний опір проводу залежить не від матеріалу проводу, а від його діаметру та від відстані між проводами. Зовнішній індуктивний опір проводу збільшується із збільшенням відстані між проводами.

Для проводів із немагнітних матеріалів (мідь та алюміній) відносна магнітна проникність близька до 1, тому їх внутрішній індуктивний опір x_0'' дуже малий і ним, в більшості випадків, нехтують при розрахунках, тому для проводів із кольорових металів:

$$x_0 = x_0' . \quad (3.7)$$

Для наближених розрахунків повітряних мереж, які виконані проводами із кольорових металів можна прийняти: для ліній напругою до 1 кВ $x_0 = 0,35$ Ом/км; для ліній напругою 6, 10, 20 та 35 кВ $x_0 = 0,4$ Ом/км; для ліній напругою 110 кВ $x_0 = 0,45$ Ом/км.

Для кабельних ліній $x_0 = 0,08$ Ом/км, тому в кабельних мережах напругою до 20 кВ ним нехтують.

Для сталених проводів внутрішній і зовнішній індуктивні опори сумірні, тому нехтувати внутрішнім індуктивним опором при розрахунках не можна. Значення питомих індуктивних опорів (внутрішнього x_0'' та зовнішнього x_0') для різних типів проводів приводяться у спеціальних таблицях, створених за даними досліджень (додаток Б).

Запитання для самоконтролю

1. Яка мережа називається живильною?
2. Яка мережа називається розподільною?
3. Яка напруга називається номінальною?
4. Які номінальні напруги встановлені для генераторів та трансформаторів?
5. Перелічіть стандартні значення напруги електроустановок змінного струму частотою 50 Гц.
6. Назвіть основні способи виконання нейтралі в мережах напругою 0,38 ... 110 кВ, основні їх переваги та недоліки.
7. В чому полягає відмінність систем електропостачання TN-S і TN-C?
8. Конструкція голих проводів.
9. Конструкція ізолюваних проводів.
10. Опишіть конструкцію різних марок сталю-алюмінієвих неізолюваних проводів.
11. Конструкція кабелів.
12. Чим відрізняється кабель від ізолюваного проводу?
13. Перелічіть способи прокладання кабелів. Їх переваги та недоліки.
14. Типи ізоляторів для повітряних ліній напругою 0,38...35 кВ.
15. Перелічіть вимоги, які висуваються до ізоляторів ПЛ.
16. Ізолятори ПЛ із скла і фарфору. Основні переваги та недоліки.
17. Із якого матеріалу виготовляють опори ПЛ? Основні типи опор.
18. Від чого залежить активний і індуктивний опір проводів ліній електропередачі?
19. Що таке внутрішній і зовнішній індуктивний опір проводу?
20. Чому при розрахунках необхідно враховувати внутрішній реактивний опір сталевих проводів?

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

4.1 Втрати енергії в елементах електричних мереж

Електричний струм, проходячи по проводах повітряних та кабельних ліній електропередачі, внутрішніх проводок та обмоток силових трансформаторів, супроводжується втратами потужності і, відповідно, енергії на їх нагрівання. Втрати потужності та енергії в елементах мережі повинні компенсуватися генераторами електростанції, що збільшує їх навантаження.

При проектуванні мереж електропостачання завжди намагаються зменшити втрати енергії в мережах. Але при незмінному коефіцієнті потужності ($\cos \varphi$) цього можна досягти лише шляхом підвищення перерізу проводів і, як наслідок, підвищенням витрат кольорового металу на спорудження ліній електропередачі. Тому при проектуванні мереж необхідно враховувати втрати енергії в елементах електричних мереж, ціни на електроенергію, ціни на кольоровий метал та інші фактори.

На основі закону Джоуля-Ленца втрати потужності у провіднику ΔP , Вт, по якому протікає струм визначають за виразом:

$$\Delta P = I^2 r, \quad (4.1)$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А;
 r – активний опір провідника, Ом.

Якщо вважати, що струм, який протікає в провіднику незмінний ($I = \text{const}$) на протязі деякого часу t , то втрати енергії в провіднику при незмінному коефіцієнті потужності визначаються із виразу:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t. \quad (4.2)$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику $\Delta W_{\text{рік}}$, кВт · год:

$$\Delta W_{\text{рік}} = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 \cdot r \cdot 8760 \cdot 10^{-3}. \quad (4.3)$$

Проте, цей метод не можна застосовувати на практиці оскільки струм в провіднику (в мережі) постійно змінюється, як протягом доби, так і протягом року, залежно від зміни режиму роботи споживачів.

Для розрахунку втрат енергії в реальній лінії електропередачі із змінним навантаженням будують графік зміни цього навантаження (дивись розділ 2), краще за все для цього підходить річний графік навантаження за тривалістю (рисунок 4.1).

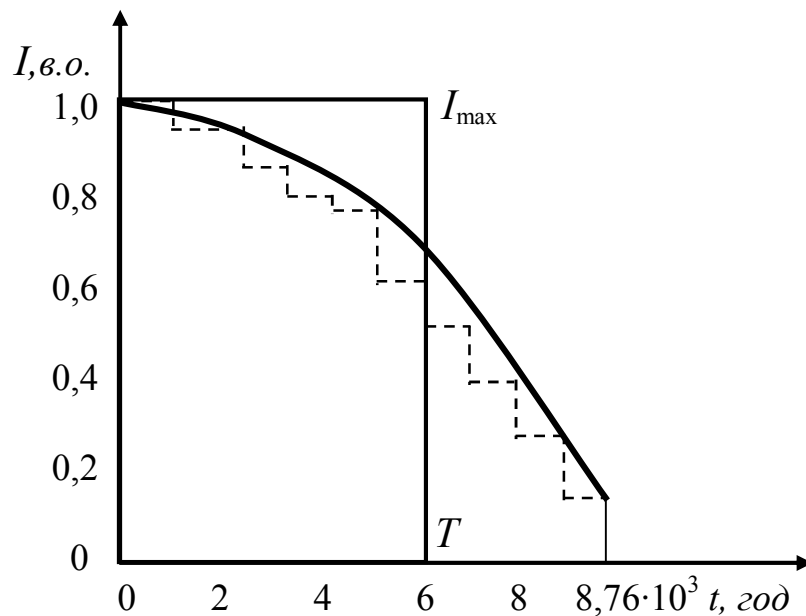


Рисунок 4.1 – Річний графік навантаження за тривалістю

Площа, що обмежена графіком та осями координат (рисунок 4.1) визначається за виразом:

$$S = \int_0^t i \, dt \quad (t = 8760 \text{ годин}). \quad (4.4)$$

Ця площа пропорційна енергії, яка передається по лінії за рік:

$$W_{\text{рік}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \int_0^t i \, dt, \quad (4.5)$$

де U – напруга мережі, В;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності мережі.

Побудуємо прямокутник із висотою, яка дорівнює максимальному навантаженню $I_{\max}$ і з площею, яка дорівнює площі, що обмежена графіком та осями координат (рисунок 4.1). Тоді

$$W_{\text{рік}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot I_{\max} \cdot T. \quad (4.6)$$

Як уже відмічалось раніше T – час використання максимального навантаження, звідси

$$T = \frac{W_{\text{рік}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi} = \frac{W_{\text{рік}}}{P_{\max}}. \quad (4.7)$$

Втрати потужності і енергії в лінії електропередачі пропорційні квадрату струму, що протікає в ній (вираз (4.1) та (4.2)), тому далі будуємо річний графік за тривалістю квадрата струму в лінії (рисунок 4.2).

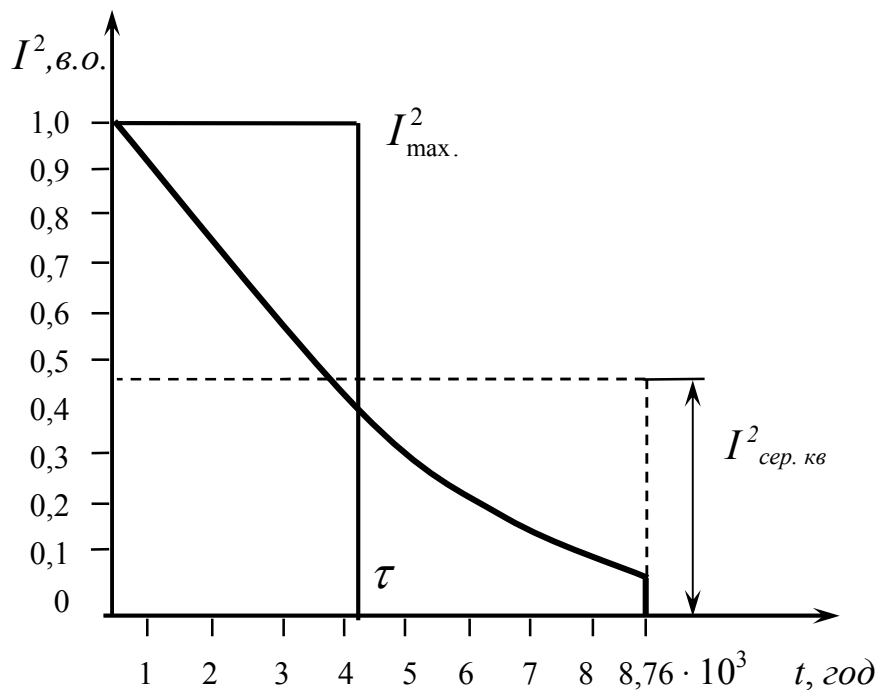


Рисунок 4.2 – Визначення часу втрат електроенергії в лінії

Площа, яка обмежена графіком і осями координат пропорційна річним втратам енергії в трифазній лінії електропередачі:

$$\Delta W = 3r \cdot \int_0^t i^2 dt. \quad (4.8)$$

Як і в попередньому випадку будуємо прямокутник із висотою, яка дорівнює квадрату максимального струму $I_{\max}^2$ та площею, яка дорівнює площі, що обмежена графіком і осями координат (рисунок 4.2). Основа такого прямокутника називається часом максимальних втрат, або часом втрат τ .

Час максимальних втрат τ – це умовний час, за який максимальний струм навантаження $I_{\max}$, протікаючи по лінії створив би втрати енергії, які дорівнюють дійсним втратам енергії за рік.

Втрати енергії в мережі:

$$\Delta W = 3r \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau. \quad (4.9)$$

звідки

$$\tau = \frac{\Delta W}{3r \cdot I_{\max}^2}. \quad (4.10)$$

Для виконання ряду технічних розрахунків рекомендовано використовувати залежності $\tau = f(T)$, $\tau = f(I, \cos \varphi)$, які наводяться в довідковій та нормативній літературі (додаток В).

Для визначення втрат енергії також можна користуватися аналогічними графіками, в яких за основу прямокутника беруть час, який дорівнює 8760 годин (один рік). Висота такого прямокутника дорівнює середньому квадратичному струму $I_{\text{сер.кв.}}$. А (рисунок 4.2).

Середній квадратичний струм – це такий незмінний струм, що протікає в лінії на протязі року і створює втрати енергії, які дорівнюють дійсним, тобто

$$\Delta W = 3r \cdot I_{сер.кв.}^2 \cdot 8760. \quad (4.11)$$

$$I_{\max}^2 \cdot \tau = I_{сер.кв.}^2 \cdot 8760. \quad (4.12)$$

Тоді

$$I_{сер.кв.} = I_{\max} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (4.13)$$

Втрати енергії в лініях електропередачі.

Для будь-якої ділянки лінії електропередачі із навантаженням в кінці втрати енергії можна легко визначити, якщо є графік тривалості струму навантаження. Якщо графік за тривалістю струму навантаження відсутній, але відоме максимальне навантаження $I_{\max}$ та T , тоді τ визначають за кривими $\tau = f(T)$ (додаток В). Згідно із (4.8), (4.9) та (4.11):

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot \int_0^t i_{\text{л}}^2 dt; \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\max \text{ л}}^2 \cdot \tau; \quad (4.15)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{сер.кв.}^2 \cdot 8760, \quad (4.16)$$

де $r_{\text{л}}$ – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;

$i_{\text{л}}$ – струм, що протікає в проводі лінії, А;

$I_{\max \text{ л}}$ – максимальне значення струму в лінії, А;

t – час, за який визначаються втрати енергії, год;

$I_{с.кв}$ – середній квадратичний струм, А;

τ – час максимальних втрат, год.

Якщо у виразі (4.15) струм виразити через активну потужність, напругу та коефіцієнт потужності, тоді втрати в лінії визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{P_{\text{max л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_{\text{л}} \cdot \tau = \frac{P_{\text{max л}}^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (4.17)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;
 $P_{\text{max л}}$ – максимальна навантаження лінії, Вт;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

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

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \quad (4.19)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

Втрати енергії в силових трансформаторах.

Як відмічалось вище, в електричних мережах, окрім ліній електропередачі є трансформатори (знижувальні та підвищувальні), в яких також втрачається електрична енергія.

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках $\Delta P_{\text{м}}$, Вт (втрати в міді або втрати короткого замикання), та в сталі магнітопроводу $\Delta P_{\text{х}}$, Вт (втрати в сталі або втрати неробочого ходу), тобто

$$\Delta P_{\text{тп}} = \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{х}}. \quad (4.20)$$

Втрати потужності в сталі трансформатора прийнято вважати постійними, так як вони залежать лише від прикладеної до первинної обмотки напруги.

Втрати потужності в міді залежать від струму навантаження $I_{\text{тп}}$ та пропорційні квадрату цього струму. Для трифазного трансформатора втрати в міді визначаються за виразом:

$$\Delta P_{\text{м}} = 3r_{\text{тп}} \cdot I_{\text{тп}}^2, \quad (4.21)$$

де $r_{\text{тп}}$ – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;

Якщо струм навантаження трансформатора дорівнює номінальному значенню $I_{н.тр}$, то і втрати потужності в міді будуть номінальними:

$$\Delta P_{м.н} = 3r_{тр} \cdot I_{н.тр}^2, \quad (4.22)$$

Розділивши вираз (4.21) на вираз (4.22) отримаємо:

$$\Delta P_{м} = \Delta P_{м.н} \left(\frac{I_{тр}}{I_{н.тр}} \right)^2 = \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_{тр}}{S_{н.тр}} \right)^2. \quad (4.23)$$

де $r_{тр}$ – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;
 $I_{тр}$ – струм навантаження трансформатора, А;
 $I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, А;
 $S_{тр}$ – потужність навантаження трансформатора, ВА;
 $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА;
 $\Delta P_{м.н}$ – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання), Вт.

Сумарні втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_{тр}}{S_{н.тр}} \right)^2 + \Delta P_x, \quad (4.24)$$

де $\Delta P_x = \Delta P_{хн}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати неробочого ходу), Вт.

Річні втрати енергії в трансформаторі також як і втрати потужності складаються із втрат в міді та втрат в сталі:

$$\Delta W_{тр} = 3r_{тр} \cdot I_{\max тр}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.25)$$

або

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_{\max тр}}{S_{н.тр}} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760. \quad (4.26)$$

де τ – час втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год;

$I_{\max mp}$ – максимальний струм навантаження трансформатора, А;

$S_{\max mp}$ – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

Якщо на підстанції встановлено два трансформатора, які працюють паралельно, тоді втрати енергії в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{mn} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н. mp}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.27)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.

Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{\max mp} = S_{н. mp} \cdot \kappa_3, \quad (4.28)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max mp}}{S_{н. mp}}. \quad (4.29)$$

4.2 Приведені витрати на передачу та розподіл електричної енергії

При проектуванні систем сільського електропостачання необхідно забезпечити вибір найбільш доцільного, тобто того, що має кращі техніко-економічні показники, варіанта електропостачання.

Варіанти електропостачання можуть різнитися як капітальними вкладеннями так і поточними експлуатаційними (виробничими) витратами на передачу та розподіл електроенергії. Якщо є варіант, при якому менші і капітальні вкладення, і мінімальні поточні виробничі витрати у порівнянні із іншими, то звісно, такий варіант електропостачання буде найкращим.

Але на практиці для одних варіантів електропостачання характерні значні капітальні вкладення, а для інших – значні поточні витрати на експлуатацію обладнання. Для вибору найбільш прийняттого варіанту електропостачання необхідно оцінити (порівняти) економічну ефективність додаткових капіталовкладень.

Для вказаної мети використовують метод строку (терміну) окупності. Розглянемо два варіанта електропостачання. Кожен із варіантів має свої капітальні вкладення та свої поточні витрати на експлуатацію.

Варіант 1 Варіант 2

$K_1 > K_2$ – капітальні вкладення за варіантами;

$B_1 < B_2$ – річні поточні витрати за варіантами.

Визначаємо термін окупності капітальних вкладень в систему електропостачання $T_{ок.}$, рік:

$$T_{ок.} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1}, \quad (4.30)$$

де $T_{ок.н}$ – нормативний термін окупності капіталовкладень.

Для систем електропостачання сільського господарства $T_{ок.н} \approx 8,3$ року ($T_{ок.н} \approx 6,7$ року).

Якщо $T_{ок.} < T_{ок.н}$, то перевагу віддають 1-му варіанту.

Якщо $T_{ок.} > T_{ок.н}$ то вибирають 2-й варіант.

У випадку, коли $T_{ок.} = T_{ок.н}$ – варіанти рівноцінні.

Величина обернена нормативному терміну окупності називається нормативним коефіцієнтом порівняльної ефективності капітальних вкладень:

$$E_n = \frac{1}{T_{ок.н}}, \quad (4.31)$$

Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень для сільського господарства становить $E_n = 0,12$

($T_{ок.н} = 8,3$ року). Для нового інноваційного обладнання $E_n = 0,15$ ($T_{ок.н} = 6,7$ року).

Якщо варіантів більше ніж два, то для визначення ефективності електропостачання необхідно користуватися приведеними витратами.

Приведені витрати – це сума річних експлуатаційних (виробничих) витрат та капітальних вкладень, приведених до річної розмірності за нормативом коефіцієнта ефективності.

Критерієм оптимальності варіанту електропостачання (проєкту) є мінімум приведених витрат на його реалізацію.

Приведені витрати i -го варіанту електропостачання Z_i , грн.:

$$Z_i = E_n K_i + B_i, \quad (4.32)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, %;

K_i – капітальні вкладення i -го варіанта, грн.;

B_i – річні експлуатаційні (виробничі) витрати i -го варіанта, грн.

Капіталовкладення в систему електропостачання визначаються на основі кошторису в цінах, що діють на даний час, або за укрупненими показниками, якщо відсутній кошторис:

$$K = K_{л} + K_{ТП} + K_{Д}, \quad (4.33)$$

де $K_{л}$ – капітальні вкладення на спорудження ліній електропередачі, грн;

$K_{Т}$ – капітальні вкладення на спорудження трансформаторних підстанцій, грн;

$K_{Д}$ – додаткові капітальні вкладення, грн.

Річні поточні витрати на експлуатацію обладнання B , грн., визначаються за виразом:

$$B = B_A + B_O + B_{втр}, \quad (4.34)$$

де B_A – витрати на амортизацію обладнання;
 B_O – витрати на ремонт та обслуговування обладнання;
 $B_{втр}$ – вартість втрат електроенергії;

Амортизаційні відрахування визначаються за виразом:

$$B_A = \frac{p_a}{100} K_{\text{л}} + \frac{p_a}{100} K_T ; \quad (4.35)$$

де p_a – норма відрахування на амортизацію обладнання, %;
 Для ПЛ 6...35 кВ і для трансформаторних підстанцій $p_a = 6\%$.

Вартість обслуговування та ремонту обладнання:

$$B_O = \frac{p_o}{100} K_{\text{л}} + \frac{p_o}{100} K_T ; \quad (4.36)$$

де p_o – норма відрахування на ремонт та обслуговування обладнання, %.

Для ПЛ 10 кВ $p_o = 3,9\%$, для ПЛ 35...110 кВ $p_o = 1,2\%$,
 для трансформаторних підстанцій із вищою напругою 10 кВ
 $p_o = 4,3\%$, для трансформаторних підстанцій із вищою напругою
 35...110 кВ $p_o = 2,4\%$.

$$\Delta\Pi = \Pi_{i+1} - \Pi_i, \quad (4.41)$$

де $\Delta\Pi_i$ – прибуток за попередній період, грн.;
 $\Delta\Pi_{i+1}$ – прибуток за розрахунковий період, грн.

Вартість втрат електроенергії в мережі електропостачання
 із заданим навантаженням визначається за виразом:

$$B_{втр} = C_0 \Delta W . \quad (4.37)$$

де C_0 – вартість однієї кВт·год електроенергії (тариф), грн;
 ΔW – кількість втраченої електроенергії, кВт·год.

Підставивши (4.35)...(4.37) у вираз (4.34) отримаємо:

$$B = \frac{P_a}{100} K_{\text{л}} + \frac{P_a}{100} K_T + \frac{P_o}{100} K_{\text{л}} + \frac{P_o}{100} K_T + c_0 \Delta W. \quad (4.38)$$

При порівнянні ряду варіантів систем електропостачання оптимальним буде той варіант, у якого приведені витрати Z , грн., мінімальні.

Собівартість передачі та розподілу електроенергії C , грн., в мережі підприємства:

$$C = \frac{B}{W}, \quad (4.39)$$

де W – кількість спожитої (переданої) електроенергії, кВт·год.

Чим нижчою є собівартість передачі електроенергії в системі електропостачання, тим раціональнішим і ефективнішим є варіант електропостачання (проект).

Показником абсолютної ефективності капітальних вкладень в систему електропостачання є строк їх окупності:

$$T_{\text{ок.}} = \frac{K}{\Delta\Pi}, \quad (4.40)$$

де $\Delta\Pi$ – приріст прибутку за рік, грн.

Приріст прибутку підприємства за рік розраховується як різниця прибутків за попередній період (базовий варіант) і розрахунковий (проектний варіант):

Прибуток підприємства від транспортування (передачі) електроенергії визначається за виразом:

$$\Delta\Pi_{i+1} = \frac{(C_0 - C_{\Sigma}) \cdot W}{1 + d}, \quad (4.42)$$

де C_{Σ} – собівартість однієї кВт·год електроенергії, грн.;

d – норма відрахування податку на додану вартість, $d = 0,2$.

4.3 Економічна густина струму та економічні інтервали навантажень

Вартість передачі електричної енергії визначається вартістю втрат електроенергії в проводах повітряних (кабельних) ліній, відрахуваннями від капітальних вкладень на амортизацію обладнання, його ремонт та обслуговування (4.34).

Вартість втрат електроенергії визначається із виразу (4.37):

$$B_{\text{втр}} = c_0 \Delta W .$$

Із врахуванням виразу (4.17) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \frac{P_{\text{max}}^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r \cdot \tau . \quad (4.43)$$

Як відомо, активний опір провідника дорівнює:

$$r = \frac{l}{\gamma F} , \quad (4.44)$$

де l – довжина проводу, м;
 γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;
 F – переріз проводу, мм².

Підставивши (4.44) у вираз (4.43) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \frac{P_{\text{max}}^2 \cdot \tau}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \frac{l}{\gamma F} . \quad (4.45)$$

Із отриманого виразу (4.45) видно, що вартість втрат електроенергії в лінії обернено пропорційна його перерізу та квадрату коефіцієнта потужності.

Як відмічалось вище, при проектуванні мереж необхідно забезпечити найменші приведені витрати на передачу та розподіл електроенергії.

Мінімальні приведені витрати на передачу і розподіл електроенергії можна визначити графічним способом.

Для цього необхідно побудувати залежність вартості втрат електроенергії від перерізу проводу – гіпербола $B_{\text{втр}} = c_0 \Delta W$ (рисунк 4.3). Отримана залежність показує, що втрати енергії, а значить, і вартість втрат електроенергії в лінії зменшується із збільшенням перерізу проводу.

Також будуюмо залежність капітальних та експлуатаційних витрат від перерізу проводу – пряма $E_n K_i + B_A$. Ця лінійна залежність наочно показує, що чим більшим є переріз проводу тим вищою буде вартість лінії.

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

Далі отримані залежності підсумовують. Таким чином розрахункові приведені витрати на передачу електричної енергії без врахування витрат на обслуговування лінії ($3 - B_O$) виражаються U-подібною кривою $3 - B_O$ (рисунк 4.3).

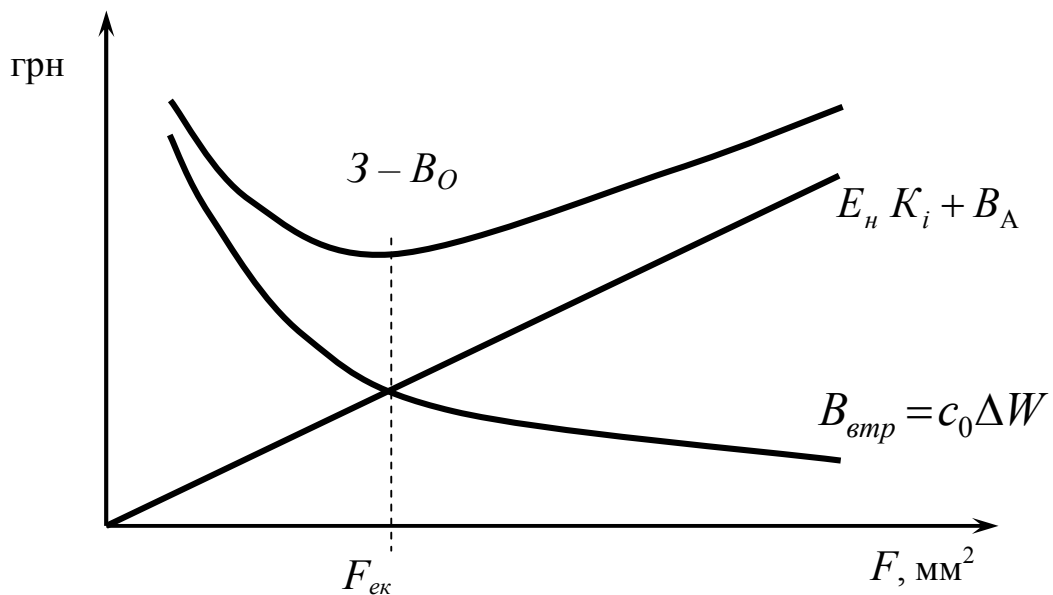


Рисунок 4.3 – Залежність вартості передачі електроенергії від перерізу проводів

Мінімум на отриманій кривій $3 - B_O$ відповідає найбільш економічно вигідному (оптимальному) або **економічному** перерізу проводу $F_{ек}$. Отримане значення $F_{ек}$ округляють до найближчого стандартного значення.

Якщо проводи в лінії мають економічний переріз, то розрахункові приведені витрати на передачу електроенергії повинні бути найменшими, і, відповідно, лінія спроектована правильно.

Для кожної лінії можна побудувати аналогічні криві і визначити економічний переріз проводів. Проте на практиці розрахунки перерізу проводів ведуть більш простим способом.

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

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

$$F_{ек} = \frac{I_{\max}}{j_{ек}}, \quad (4.46)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²; визначається за таблицями ПУЕ в залежності від часу максимального навантаження T і матеріалу проводу (додаток В, таблиця В.2).

$I_{\max}$ – максимальний робочий струм лінії, А.

Таким чином вибирають переріз проводів для ліній напругою 35...220 кВ.

Якщо лінія має декілька навантажень (рисунок 4.4), то можна визначати $F_{ек}$ для кожної ділянки.

$$F_{1ек} = \frac{I_1}{j_{ек}}; \quad F_{2ек} = \frac{I_2}{j_{ек}}; \quad F_{3ек} = \frac{I_3}{j_{ек}}.$$

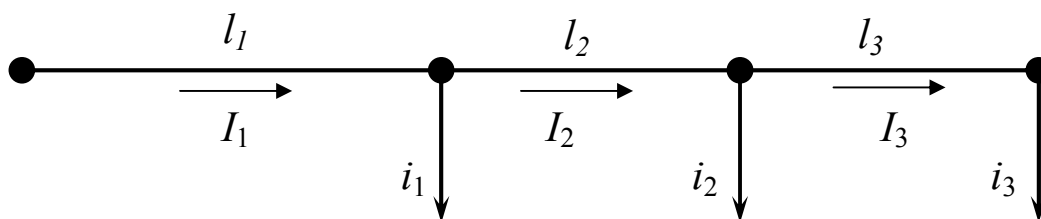


Рисунок 4.4 – До розрахунку перерізу проводів за економічною густиною струму

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

$$I_{екв} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \quad (4.47)$$

тоді, відповідно:

$$F_{ек} = \frac{I_{екв}}{J_{ек}}. \quad (4.48)$$

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

Згідно із ПУЕ за економічною густиною струму не розраховуються:

- лінії напругою до 1000 В у яких $T < 4000...5000$ годин;
- лінії, які розраховуються за допустимою втратою напруги;
- лінії тимчасових будівель;
- лінії «глибоких» введів.

4.4 Визначення перерізу проводів повітряних ліній напругою 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів

Для сільських повітряних ліній напругою 0,38 та 10 (6) кВ переріз проводів вибирають методом економічних інтервалів (за

мінімумом приведених витрат) з урахуванням навантаження, району кліматичних умов, матеріалу опор і темпів збільшення навантаження. Вибір перерізу проводів виконується за спеціальними таблицями (додаток В).

Це пояснюється тим, що вихідні розрахункові дані істотно залежать від конкретних умов роботи мережі. Вибраний за економічною густиною струму переріз проводів не завжди відповідає умові мінімальних приведених витрат.

Як відмічалось вище для лінії електропередачі вартістю K_i і опором r_i при вартості одиниці втраченої енергії C_0 приведенні витрати будуть визначатися за виразом:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + B_A + 3r_i \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau \cdot C_0.$$

Для різних перерізів проводів лінії та для різних струмів навантаження $I_{\max}$ можемо побудувати залежності $Z_i = f(I)$. На рисунку 4.5 видно, що кожному перерізу проводів відповідає інтервал навантажень із мінімальними приведеними витратами. Так для проводу перерізом F_1 інтервал буде в межах від 0 до I_1 , для проводу перерізом F_2 – від I_1 до I_2 , для проводу перерізом F_3 – від I_2 до I_3 і т.д. Ці інтервали називають **економічними інтервалами**. Використання цих інтервалів дозволяє за заданим струмом (потужністю) навантаження вибрати економічно найдоцільніший переріз проводу для лінії електропередачі.

Так, якщо

$$I_1 < I_{\max} < I_2,$$

то слід вибрати провід перерізом F_2 (рисунок 4.5).

Для спрощення вибору перерізу проводів створені таблиці (додаток В), в яких для певного інтервалу навантаження пропонується економічний переріз проводу.

Переріз проводів вибраний за економічними інтервалами необхідно перевіряти за допустимою втратою напруги в мережі.

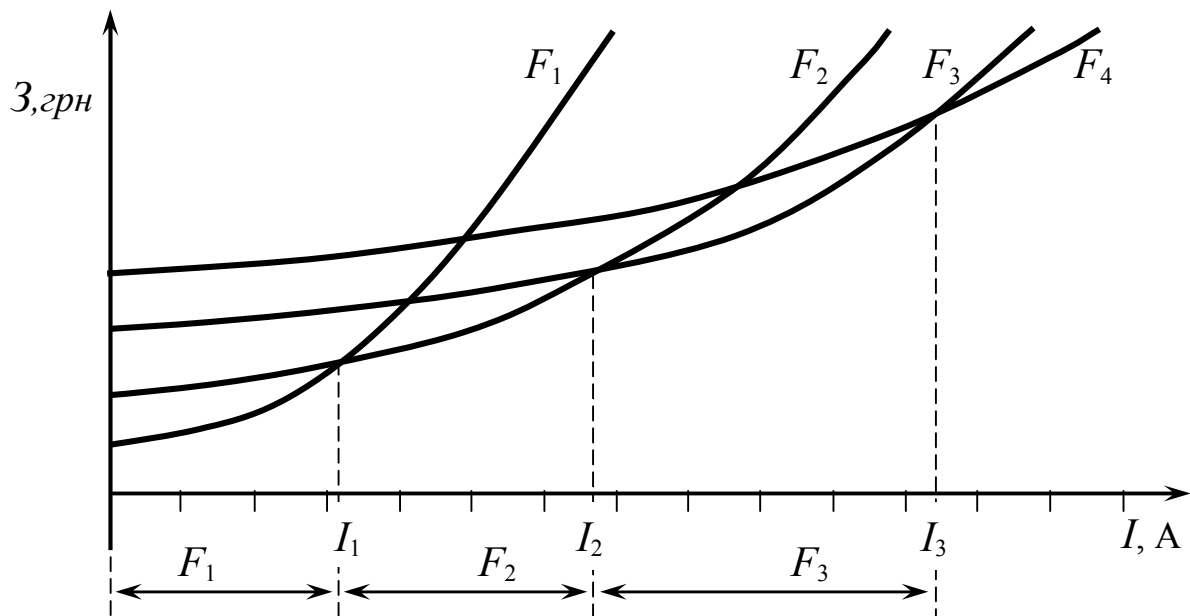


Рисунок 4.5 – Економічні інтервали навантаження проводів різного перерізу

Методика вибору перерізу проводів методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат).

1. Відомим методом визначається розрахункове (максимальне) навантаження на ділянці лінії, S_p .

2. Визначається еквівалентна потужність ділянки лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p. \quad (4.49)$$

де κ_{∂} – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, вибирається за таблицями РУМ:

- для ліній, що споруджуються заново $\kappa_{\partial} = 0,7$;
- для ліній що реконструюються із передбачуваним зростанням навантаження не менше ніж як в 1,5 раза $\kappa_{\partial} = 0,8$;
- для ліній що реконструюються із передбачуваним зростанням навантаження в 1,5...2 раза $\kappa_{\partial} = 0,7$.

3. За таблицями РУМ за еквівалентною потужністю $S_{екв}$, в залежності від району кліматичних умов (товщини стінки ожеледі) та від матеріалу опор вибирають «основний» переріз проводу $F_{осн.}$.

4. Вибраний «основний» переріз проводу перевіряють за допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_{\text{факт.}} \leq \Delta U_{\text{доп.}}; \quad (4.50)$$

$$\Delta U_{\text{факт.}} = \Delta U_{\text{нит.}} \cdot S_P \cdot l_{\text{л.}}, \quad (4.51)$$

де $\Delta U_{\text{нит.}}$ – питома втрата напруги, %/кВА·км;
 $l_{\text{л.}}$ – довжина лінії (ділянки лінії), км.

5. Якщо умова (4.50) не виконується, тоді, за тими ж таблицями РУМ «основний» переріз проводу $F_{\text{осн.}}$ заміняють на «додатковий» $F_{\text{дод.}}$.

6. «Додатковий» переріз проводів $F_{\text{дод.}}$ також перевіряють за допустимою втратою напруги.

В електричній мережі не допускається застосовувати більше чотирьох перерізів (марок) проводів.

Збільшення перерізу проводів розпочинають з головної ділянки лінії (від ТП або РТП).

Згідно із ПУЕ, на ділянках ліній напругою 0,38 кВ, за умовами механічної міцності, необхідно застосовувати багатодротові неізолювані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А25, АС25 для 1...3 району за ожеледдю; А35, АС25 – для 4...6 району. На ділянках ліній напругою 10 кВ необхідно застосовувати неізолювані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А50, АС35 для 1 та 2 району за ожеледдю; А50, АС50 – для 3 та 4 району; А70, АС70 – для 5 та 6 району.

Практичні заняття

ЗАДАЧА 4.1

Визначити річні втрати електричної енергії $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год у системі електропостачання (рисунок 4.6), яка складається з 2-х трансформаторів напругою 35/10 кВ потужністю $S_{\text{н.тр}} = 1,6$ МВА із коефіцієнтом завантаження $\kappa_3 = 0,9$ та з трьох повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 4.1. Матеріал проводу повітряних ліній – алюміній.

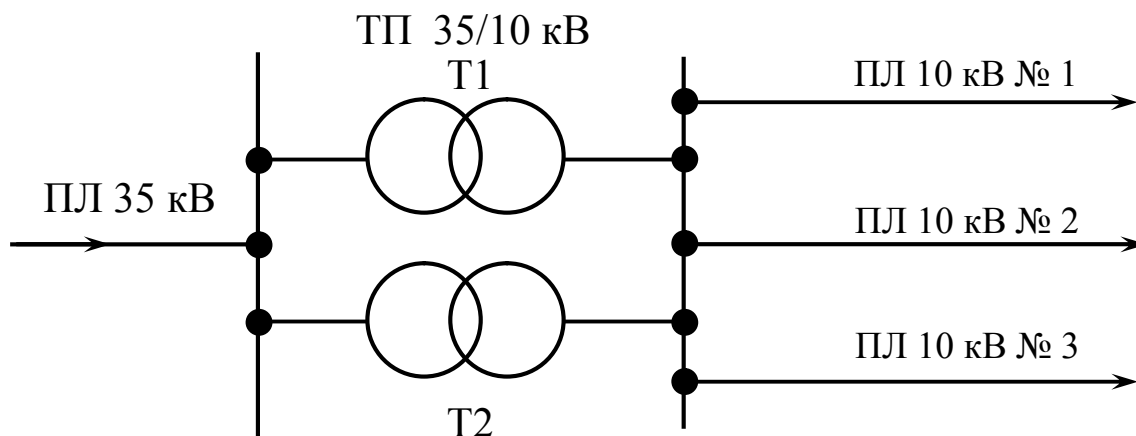


Рисунок 4.6 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.1 – Розрахункові дані мережі

№ ПЛ	I , А;	l , км	F , мм ²	$\cos \varphi$	T , год
ПЛ 1	30	10	35	0,88	3000
ПЛ 2	40	8	50	0,85	3000
ПЛ 3	34	7	35	0,87	3000

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку **Б та В**.

1. За літературними джерелами для часу використання максимального навантаження T , год, визначаємо час максимальних втрат τ , год.

Для $T = 3000$ год; $\tau = 1500$ год (таблиця В.3).

2. За літературними джерелами визначаємо питомий опір проводів повітряної лінії (таблиця Б.1):

$$r_{01} = 0,83 \text{ Ом/км}; r_{02} = 0,58 \text{ Ом/км}; r_{03} = 0,83 \text{ Ом/км}.$$

3. Визначаємо втрати електричної енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{max л}}^2 \cdot \tau.$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ1}} = 3 \cdot (0,83 \cdot 10) \cdot 30^2 \cdot 1500 = 33615000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33615,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ2}} = 3 \cdot (0,58 \cdot 8) \cdot 40^2 \cdot 1500 = 33408000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33408,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ3}} = 3 \cdot (0,83 \cdot 7) \cdot 34^2 \cdot 1500 = 30223620 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 30223,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

4. Визначаємо сумарні втрати енергій в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\Sigma \text{ПЛ}} = \sum \Delta W_{\text{ПЛ} i}.$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{ПЛ}} = 33615,0 + 33408,0 + 30223,6 = 97246,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

5. Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{mn} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н mp}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760;$$

$$\Delta P_{м.н.} = 18,0 \text{ кВт}; \quad \Delta P_x = 3,4 \text{ кВт (таблиця В.1)};$$

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{2} \cdot 16,5 \cdot \left(\frac{1,6 \cdot 0,9}{1,6} \right)^2 \cdot 1500 + 2 \cdot 3,4 \cdot 8760 = 69591,8 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

6. Визначаємо сумарні втрати енергій в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma ПЛ} + \Delta W_{mp};$$

$$\Delta W_{\Sigma CE} = 97246,6 + 69591,8 = 166838,4 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

ЗАДАЧА 4.2

Район за ожеледдю – III, $\Delta U_{don} = 5\%$. Навантаження споживачів (P_d/P_v , кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_d / \cos \varphi_v$) та довжини ділянок лінії (l , м) наведені на розрахунковій схемі лінії (рисунок 4.7). Вибрати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат).

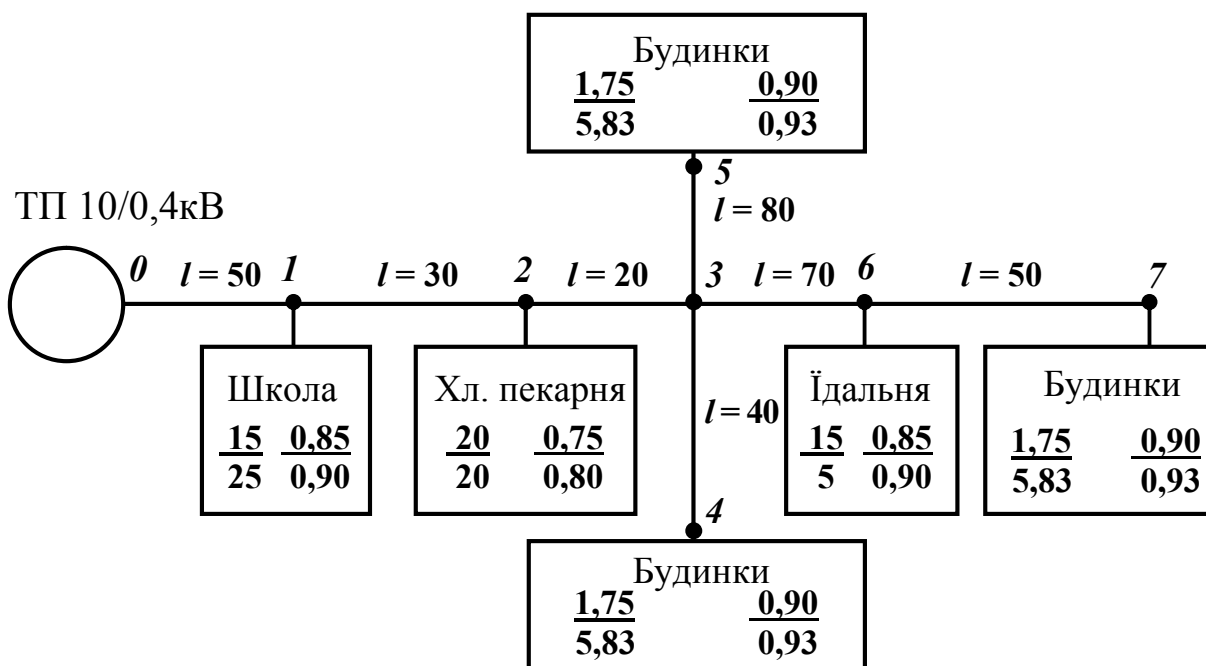


Рисунок 4.7 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку А та В.

1. Розраховуємо повне розрахункове навантаження окремих ділянок повітряної лінії ($S_{p.д.}, S_{p.в.}$) (приймаємо із задачі 2.1, розділ 2).

2. Визначаємо розрахунковий максимум навантаження. Для цього визначаємо денний та вечірній моменти навантаження лінії (таблиця 4.2):

$$M_{н.д.} = \sum S_{p.дi} \cdot l_i; \quad M_{н.в.} = \sum S_{p.вi} \cdot l_i.$$

Таблиця 4.2 – Визначення розрахункового максимуму навантаження

Ділян- ка	$S_{p.д.},$ кВА	$S_{p.в.},$ кВА	$l,$ м	$M_{н.д.},$ кВА·м	$M_{н.в.},$ кВА·м	Примітки
7-6	1,94	6,27	50	97,0	313,5	За розрахункове приймаємо вечі- рнє навантажен- ня лінії (5667,8 > 5634,8)
6-3	18,66	9,59	70	1306,2	671,3	
5-3	1,94	6,27	80	155,2	501,6	
4-3	1,94	6,27	40	77,6	250,8	
3-2	20,86	17,21	20	417,2	344,0	
2-1	38,17	34,53	30	1145,1	1035,9	
1-0	48,73	51,01	50	2436,5	2550,5	
Разом:				5634,8	5667,8	

За розрахунковий приймаємо вечірній максимум навантаження лінії, так як $M_{н.в} = 5667,8 > M_{н.д} = 5634,8$.

2. Коефіцієнт динаміки зростання навантаження $\kappa_{\partial} = 0,7$.

3. Еквівалентна потужність на ділянці лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p.$$

$$S_{екв\ 7-6} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}; \quad S_{екв\ 6-3} = 0,7 \cdot 9,59 = 6,71 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 5-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}; \quad S_{екв\ 4-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 3-2} = 0,7 \cdot 17,20 = 12,04 \text{ кВА}; \quad S_{екв\ 2-1} = 0,7 \cdot 34,53 = 24,17 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 1-0} = 0,7 \cdot 51,01 = 35,71 \text{ кВА}.$$

4. За еквівалентною потужністю для III-го району за ожеледдю ($b = 19$ мм) вибираємо «основний» переріз проводів на ділянках лінії.

Для ділянок 7-6, 6-3, 5-3 та 3-2 вибираємо алюмінієвий провід марки А 25; для ділянки 2-1 – А35; для ділянки 1-0 – А50 (таблиця В.6).

5. Фактична втрата напруги в проводі на ділянках повітряної лінії:

$$\Delta U_{\text{факт}} = \beta \cdot S_p \cdot l \leq \Delta U_{\text{дон}}. \quad (\beta \text{ із таблиці В.7}).$$

$$\Delta U_{\text{факт } 7-6} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 50 = 0,28\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 6-3} = 0,00088 \cdot 9,59 \cdot 70 = 0,59\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 5-3} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 80 = 0,44\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 4-3} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 40 = 0,22\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 3-2} = 0,00088 \cdot 17,21 \cdot 20 = 0,3\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 2-1} = 0,00067 \cdot 34,53 \cdot 30 = 0,69\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 1-0} = 0,00049 \cdot 51,01 \cdot 50 = 1,25\%.$$

Результати вибору перерізу проводів для ділянок лінії наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір проводів повітряної лінії 0,38 кВ

Ділянка	$S_{p.v.},$ кВА	K_d	$S_{екв},$ кВА	$l,$ м	$F_{осн},$ мм ²	Втрата напруги			$F_{кінц},$ мм ²
						Питома (β), % / кВА·м	на ділянці, %	від ТП, %	
7-6	6,27	0,7	4,39	50	A25	0,00088	0,28	3,11	A25
6-3	9,59	0,7	6,71	70	A25	0,00088	0,59	2,83	A25
5-3	6,27	0,7	4,39	80	A25	0,00088	0,44	2,68	A25
4-3	6,27	0,7	4,39	40	A25	0,00088	0,22	2,46	A25
3-2	17,21	0,7	12,04	70	A25	0,00088	0,3	2,24	A25
2-1	34,53	0,7	24,17	50	A35	0,00067	0,69	1,94	A35
1-0	51,01	0,7	35,71	50	A50	0,00049	1,25	1,25	A50

6. Втрата напруги від ТП до споживача.

До найбільш віддаленого споживача в точці 7 (будинки):

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 1,25 + 0,69 + 0,30 + 0,59 + 0,28 = 3,11\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 3,11\% < \Delta U_{\text{дон}} = 5\%.$$

Умова виконується. До встановлення приймаємо провід вибраного перерізу.

Запитання для самоконтролю

1. Що таке час максимальних втрат?
2. Від чого залежать втрати електричної енергії в лінії?
3. Від чого залежать втрати енергії в трансформаторах?
4. Поняття «втрати потужності в міді» та «втрати потужності в сталі трансформатора».
5. Що таке метод строку окупності? Де його застосовують?
6. Що таке приведені витрати на передачу і розподіл електроенергії?
7. Як визначається вартість втрат електроенергії?
8. Як визначається прибуток підприємства від транспортування електроенергії?
9. Як визначається термін окупності капітальних вкладень в систему електропостачання?
10. Коли приведені витрати на передачу електроенергії будуть мінімальними?
11. Що таке економічна густина струму?
12. Як вибирають переріз проводу за економічною густиною струму?
13. Як визначається еквівалентний струм в лінії?
14. Що таке економічний інтервал навантаження?
15. Алгоритм визначення перерізу проводів в лініях 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів.
16. Що таке «основний» та «додатковий» переріз проводів?
17. За якими показниками перевіряють вибрані перерізи проводів методом економічних інтервалів?

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

5.1 Допустиме навантаження на проводи та кабелі

При протіканні по проводу електричного струму в ньому виділяється теплота Q , Дж, яка згідно із законом Джоуля-Ленца дорівнює:

$$Q = I^2 \cdot r \cdot \tau, \quad (5.1)$$

де I – сила струму, що протікає по провіднику, А;
 r – активний опір провода, Ом;
 τ – час протікання струму, год.

Провід нагрівається струмом, що протікає по ньому, до температури, при якій кількість теплоти, яку отримує провід дорівнює кількості теплоти, яка віддається його поверхнею у навколишнє середовище.

Втрати теплоти (охолодження) голими або ізольованими проводами та кабелями, що прокладені на повітрі відбуваються за рахунок таких фізичних явищ: конвекції (теплого руху повітря навколо проводу), променевого теплообміну та теплопровідності повітря.

У кабелів, які прокладені безпосередньо в землі відведення теплоти відбувається лише за рахунок теплопровідності ґрунту.

Для неізольованих проводів ліній електропередачі максимально допустима температура проводу t не повинна перевищувати 70°C . Це пояснюється необхідністю створення надійних контактних з'єднань. При підвищенні температури проводу при-

скорюються процеси окислення на його поверхні, що веде до збільшення опору в місці контакту (з'єднання), і як наслідок, до збільшення теплоти, що виділяється в ньому. Температура в місці з'єднання зростає, прискорюється окислення і т.д. – до повного руйнування проводу в місці з'єднання.

Для неізольованих проводів, що прокладені всередині приміщень, максимально допустима температура проводу t також не повинна перевищувати 70°C . Це пояснюється необхідністю забезпечити пожежну безпеку та виключити неприємні та шкідливі запахи, що утворюються внаслідок сухої перегонки технологічного пилю, що осідає на проводи.

Тепловий процес в ізольованих проводах і кабелях проходить аналогічно до процесу в голих проводах, але ізоляція змінює умови охолодження проводу – вона створює додатковий тепловий опір, але при цьому збільшується поверхня охолодження.

Максимально допустима температура для ізольованих проводів з ізоляцією із різних матеріалів має наступні значення:

55°C – для проводів із звичайною гумовою ізоляцією;

65°C – для проводів із гумовою теплостійкою ізоляцією;

70°C – для проводів із полівінілхлоридною ізоляцією.

Максимально допустима температура для кабелів із паперовою ізоляцією в металевій (свинцевій або алюмінієвій) оболонці:

80°C – при напрузі 3 кВ;

65°C – при напрузі 6 кВ;

60°C – при напрузі 10 кВ;

50°C – при напрузі 20 та 35 кВ.

При роботі електричної мережі температура проводу або кабелю не повинна перевищувати встановлених значень. Тому при виборі перерізу проводів за допустимим нагріванням основною задачею є визначення величини струму, який можна пропустити через провід при заданих умовах, так щоб його температура не перевищила допустимих значень.

Для розрахунку проводів за допустимим нагріванням, крім максимально допустимої температури проводу t необхідно також знати температуру повітря $t_{0.П}$ або ґрунту $t_{0.Г}$.

За розрахункову температуру t_0 приймають середньомісячну температуру оточуючого середовища о 13⁰⁰ найспекотнішого місяця року. Для проводів, що прокладені всередині приміщень, за розрахункову приймають максимальну середньомісячну температуру повітря в приміщенні.

Згідно із (5.1), при проходженні електричного струму по проводу в ньому виділяється певна кількість теплоти Q . В цей же час, із поверхні проводу в середовище, що його оточує виділяється (розсіюється) теплота Q' , Дж, яка визначається за виразом:

$$Q' = c S (t - t_0) \tau, \quad (5.2)$$

де c – коефіцієнт теплової віддачі поверхні проводу, Вт/(м² · °С);

S – площа поверхні проводу, м²;

t_0 – температура середовища, що оточує провід, °С;

t – температура поверхні проводу, °С

τ – час протікання струму, години.

У випадку, коли температура проводу встановилася, кількість теплоти, яка виділяється в проводі, дорівнює кількості теплоти, яка віддається у середовище, що його оточує, тобто

$$Q = Q', \quad (5.3)$$

або

$$I^2 \cdot r \cdot \tau = c \cdot S (t - t_0) \cdot \tau. \quad (5.4)$$

Із виразу (5.4) можемо виразити квадрат струму:

$$I^2 = \frac{c \cdot S (t - t_0)}{r}. \quad (5.5)$$

Відомо, що площа поверхні проводу визначається за виразом:

$$S = \pi \cdot d \cdot l, \quad (5.6)$$

а опір проводу певної довжини та діаметру визначається за виразом:

$$r = \frac{l}{\gamma \cdot F} = \frac{4l}{\gamma \cdot \pi \cdot d^2}, \quad (5.7)$$

де l – довжина проводу, м;

γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м

F – переріз проводу, м²;

d – діаметр проводу, м.

Тоді вираз (5.5) прийме вигляд:

$$I^2 = \frac{c \cdot \pi^2 \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot (t - t_o)}{4}. \quad (5.8)$$

$$I = I_{don} = \frac{\pi}{2} \sqrt{c \gamma d^3 (t - t_o)}. \quad (5.9)$$

Із виразу (5.9) можна зробити висновок, що струм $I = I_{don}$, протікаючи по проводу, при заданих параметрах проводу і навколишнього середовища, не нагріває його вище допустимої максимальної температури t .

На основі виразу (5.9) в ПУЕ наведено таблиці допустимих струмів для проводів різного перерізу (додаток Г). Вказані таблиці складені для відповідної температури повітря і ґрунту:

$t_{o.п} = 25^\circ\text{C}$ – для повітря;

$t_{o.г} = 15^\circ\text{C}$ – для ґрунту.

Вираз (5.9) можна використовувати для визначення величин при переході до інших умов роботи проводу.

Допустимий струм, який наведено в таблицях ПУЕ необхідно привести до реальних умов (до реальної температури). Для цієї мети використовують поправочний температурний коефіцієнт.

$$I_{\text{доп.табл}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{c \gamma d^3 (t - 25^0)}. \quad (5.10)$$

Якщо розділити (5.9) на (5.10) отримаємо:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot \sqrt{\frac{(t - t_0)}{(t - 25^0)}}, \quad (5.11)$$

або

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t, \quad (5.12)$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт.

Коефіцієнт k_t також приймається за таблицями ПУЕ, гл. 1.3.

$$k_t = \sqrt{\frac{(t - t_0)}{(t - 25^0)}} \text{ – для повітря; } k_t = \sqrt{\frac{(t - t_0)}{(t - 15^0)}} \text{ – для ґрунту.}$$

Користуючись виразом (5.9) можна визначати $I_{\text{доп}}$ для інших умовах, які відрізняються від розглянутих (інший матеріал проводу, інша температура та ін.).

Із збільшенням перерізу проводу зменшується допустима густина струму $J_{\text{доп}}$ в провіднику. Це пояснюється тим, що при збільшенні діаметра проводу переріз зростає пропорційно квадрату діаметра ($F = \pi \cdot d^2 / 4$), а його поверхня збільшується пропорційно першому степеню діаметра ($S = \pi \cdot d \cdot l$). Тобто із збільшенням діаметру проводу, поверхня, що приходить на одиницю перерізу, зменшується, відповідно, погіршуються умови охолодження проводу. У зв'язку із цим, іноді доцільно прокладати

замість одного проводу два із сумарним перерізом меншим, ніж переріз одного проводу.

Для повітряних ліній електропередачі дуже рідко вибирають переріз проводів за допустимим нагріванням. В цьому випадку їх вибирають за допустимою втратою напруги або за економічною густиною струму.

Під час експлуатації електричних мереж можливі порушення нормального режиму роботи, що ведуть до збільшення струму. При короткому замиканні або при перевантаженні, проводка повинна автоматично відключатися, інакше може загорітися ізоляція. Для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень струму застосовують апарати захисту – плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі та ін.

Якщо проводка захищена запобіжниками або автоматами, то розрахунок електричної мережі починають з вибору апаратів захисту.

5.2 Вибір плавких запобіжників та автоматичних вимикачів

Вибір плавких запобіжників.

Плавкий запобіжник – найпростіший апарат захисту, який в загальному вигляді складається із корпусу, плавкої вставки та контактної системи.

При короткому замиканні плавка вставка запобіжника перегорє практично миттєво. Плавкий запобіжник – дуже недосконалий апарат, тривалість перегорання плавкої вставки при перевантаженні залежить від сили струму перевантаження. При струмах, які в 2,5...3 рази більші від номінального, плавка вставка перегорє за 8...10 секунд, а при струмах в 1,5 рази більших від номінального – за 1 годину, при струмах в 1,2 рази більше номінального – плавка вставка може не перегоряти тривалий час (рисунок 5.1).

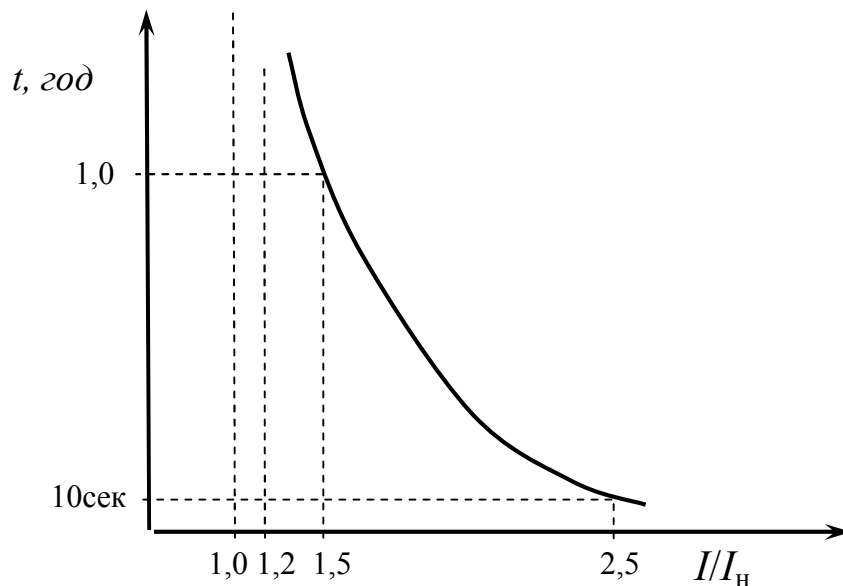


Рисунок 5.1 – Захисна характеристика плавкого запобіжника

Запобіжником із плавкою вставкою можуть захищатися як один споживач електричної енергії так і група споживачів.

Плавкі запобіжники вибирають за наступними параметрами:

1. За типом запобіжника.
2. За номінальною напругою запобіжника:

$$U_{н. зап} \geq U_{н. мер}. \quad (5.13)$$

де $U_{н. мер}$ – номінальна напруга мережі, В.

3. За номінальним струмом запобіжника:

$$I_{н. зап} \geq I_p. \quad (5.14)$$

де I_p – тривалий робочий струм лінії, А.

4. За номінальним струмом плавкої вставки.

Плавка вставка запобіжника для захисту окремого струмоприймача вибирається більшою із двох умов:

– **умова 1**

$$I_{н. в} \geq I_p, \quad (5.15)$$

Для електродвигуна:

$$I_p = \kappa_3 \cdot I_n = \kappa_3 \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n}, \quad (5.16)$$

де κ_z – коефіцієнт завантаження електродвигуна;
 P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;
 U_n – номінальна напруга мережі, кВ;
 $\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності при номінальному завантаженні;
 η_n – коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) електродвигуна при номінальному завантаженні.

Для освітлювального навантаження:

$$I_p = \frac{P_l}{\sqrt{3} U_n}, \quad (5.17)$$

де P_l – освітлювальне навантаження лінії, кВт.

– **умова 2**

$$I_{н.в} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}, \quad (5.18)$$

де $I_{\max}$ – максимальний струм лінії обумовлений запуском електродвигуна, А.

α – коефіцієнт, що враховує умови пуску електродвигунів;
 $\alpha = 2,5$ при легкому пуску (5...10с), $\alpha = 1,6...2,0$ при тяжкому пуску електродвигуна (до 40с).

Для лінії, що живить один електродвигун:

$$I_{\max} = I_{\text{пуск}} = \kappa_i \cdot I_n, \quad (5.19)$$

де κ_i – кратність пускового струму електродвигуна.

Для мережі, яка живить групу струмоприймачів **умова 1** (5.15) записується так:

$$I_{н.в} \geq k_0 \cdot \sum I_{pi}, \quad (5.20)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності.

Для групи струмоприймачів, серед яких є електродвигуни:

$$I_{\max} = k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск1}}, \quad (5.21)$$

де $I_{\text{пуск1}}$ – пусковий струм одного електродвигуна, під час пуску якого максимальний струм в лінії буде найбільшим, А;

$\sum I_{p(n-1)}$ – сума тривалих робочих струмів інших споживачів, без врахування електродвигуна із найбільшим пусковим струмом, А.

Тоді **умова 2** (5.18) приймає вигляд:

$$I_{н.в} \geq \frac{k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск1}}}{\alpha}. \quad (5.22)$$

Умова селективності: необхідно, щоб номінальний струм плавкої вставки кожного наступного запобіжника (в напрямку до джерела живлення) був на один (два) ступеня більшим від номінального струму плавкої вставки попереднього запобіжника. Тобто, для забезпечення вибіркової дії запобіжників необхідно, щоб при порушенні нормального режиму перегорів найближчий до місця пошкодження запобіжник.

Вибір автоматичних вимикачів.

Автоматичний вимикач вибирають за наступними параметрами:

1. За типом автомата.
3. За номінальною напругою автомата:

$$U_{н.авт} \geq U_{н.мер}. \quad (5.23)$$

4. За номінальним струмом автомата:

$$I_{н.авт} \geq I_p. \quad (5.24)$$

5. За номінальним струмом теплового розчіплювача автомата:

$$I_{н.т.р.} \geq 1,25 I_p. \quad (5.25)$$

Для мережі, яка живить групу струмоприймачів:

$$I_{н.т.р.} \geq 1,25 k_0 \cdot \sum I_{pi} , \quad (5.26)$$

5. За струмом спрацювання електромагнітного розчіплювача (відсічки):

$$I_{с.ем.р.} \geq 1,25 I_{\max} . \quad (5.27)$$

$I_{\max}$ визначається за формулами (5.19) або (5.21).

$$I_{с.ем.р.} = k_{відс} I_{н.т.р.} \quad (5.28)$$

де $k_{відс}$ – кратність відсічки (паспортна характеристика).

5.3 Вибір перерізу проводів за допустимим нагріванням

Вибір перерізу проводів для мереж, що захищаються плавкими запобіжниками.

Після того, як визначили номінальний струм плавкої вставки вибирають відповідний йому переріз проводу. Вибір перерізу проводу залежить від того чи буде він захищатися плавкою вставкою лише від к.з., чи й від перевантаження також.

Від коротких замикань необхідно захищати всі електричні мережі.

Від перевантаження необхідно захищати:

- всі мережі у вибухонебезпечних приміщеннях;
- освітлювальні мережі в житлових та суспільних приміщеннях, в торгових та службово-побутових приміщеннях виробничих підприємств та в пожежонебезпечних зонах;
- мережі будь-якого призначення виконані проводами із горючою ізоляцією, які прокладені відкрито;
- силові мережі промислових підприємств, житлових, громадських і торговельних приміщень, в яких за умовами технологічного процесу або режиму роботи можуть виникнути тривалі перевантаження.

- Якщо мережу необхідно захистити від короткого замикання та перевантаження, тоді:

- допустимий струм проводів із полівінілхлоридною, гумовою та аналогічною ізоляцією визначається за виразом:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{н.в}}, \quad (5.29)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм проводу, А;

- допустимий струм кабелів з паперовою ізоляцією:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.в}}. \quad (5.30)$$

- Якщо проводку необхідно захищати лише від струмів к.з., тоді:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot I_{\text{н.в}}. \quad (5.31)$$

За значенням допустимого розрахункового струму та способу прокладки проводу за таблицями ПУЕ визначають значення допустимого табличного струму та відповідний йому стандартний переріз проводу або кабелю.

Вибраний провід перевіряють **за** тривалим робочим струмом мережі:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп табл}} k_t \geq I_p, \quad (5.32)$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт.

Переріз нульового проводу повинен становити не менше 50% від перерізу фазного проводу (може бути меншим на один ступінь).

Вибір перерізу проводів для мереж, що захищаються автоматичними вимикачами.

Після того, як визначили номінальний струм та тип розчіплювача автоматичного вимикача вибирають відповідний йому переріз проводу. Вибір перерізу проводу, як і у випадку із запо-

біжниками, залежить від того чи буде захищатися мережа лише від к.з., чи й від перевантаження також.

- При захисті проводки від перенавантажень та к.з. згідно із ПУЕ необхідно виконувати наступні умови:

1) при захисті мережі автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач, допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією визначають за умовою:

$$I_{\partial on} \geq 1,25 \cdot I_{y.a}, \quad (5.33)$$

де $I_{y.a}$ – струм уставки автоматичного вимикача, А.

2) при захисті мережі автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач і працюють у вибухобезпечних виробничих приміщеннях, допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією допускається визначати за умовою:

$$I_{\partial on} \geq I_{y.a} \quad (5.34)$$

Умову (5.34) необхідно також виконувати у наступних випадках:

- для кабелів з паперовою ізоляцією, які захищаються автоматами лише із електромагнітним розчіплювачем;
- для провідників усіх марок при використанні вимикачів з нерегульованими тепловими розчіплювачами, з відсічкою або без неї;
- для проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією з вимикачами які мають регульований тепловий розчіплювач.

3) для кабелів із паперовою ізоляцією та ізоляцією із вулканізованого поліетилену, які захищаються вимикачами із регульованим тепловим розчіплювачем допустимий струм визначають за умовою:

$$I_{\partial on} = 0,8 I_{y.a}. \quad (5.35)$$

На відгалуженнях до електродвигунів із короткозамкненим ротором у вибухобезпечних зонах необхідно виконувати умову:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.дв}}, \quad (5.36)$$

а у вибухонебезпечних зонах:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{н.дв}}. \quad (5.37)$$

• Якщо проводку необхідно захищати тільки від к.з., то допустимий струм проводів визначають за наступними умовами:

1) для автоматів з тепловим не регульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.т.р.}}; \quad (5.38)$$

2) для автоматів з тепловими регульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,8 \cdot I_{\text{н.т.р.}}; \quad (5.39)$$

3) для автоматів які мають лише електромагнітний розчіплювач:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{с.е.м.р.}}, \quad (5.40)$$

Вибраний переріз проводів повинен задовольняти наступні умови (5.32):

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп табл}} k_t \geq I_p.$$

Для відгалужень до електродвигунів:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.дв}}, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп табл}} k_t \geq I_{\text{н.дв}}.$$

Вибрані захисні апарати повинні бути перевірені за умовами надійності спрацювання (чутливості) за наступними співвідношеннями.

Для плавких запобіжників та автоматів із тепловими розчіплювачами:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{н.в}}} \geq 3, \quad \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{н.т.р.}}} \geq 3. \quad (5.41)$$

де $I_{\kappa}^{(1)}$ – струм однофазного к.з. в кінці лінії, що захищається, А.
Для автоматів з електромагнітними розчіплювачами:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{с.ем.р.}} \geq 1,25 \dots 1,4 \quad (5.42)$$

1,25 – для автоматів із $I_{н.авт} > 100$ А;

1,4 – для автоматів із $I_{н.авт} \leq 100$ А.

Практичні заняття

ЗАДАЧА 5.1

В майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перевантаження двигуна М1. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 5.2) прокладена кабелем з паперовою ізоляцією в каналі при $t_{01} = 20$ °С. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ в трубах. Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищені плавкими запобіжниками FU1...FU3 та FU4...FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 30$ °С. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ прийняти рівним 0,9. Параметри споживачів електроенергії наведені в таблиці 5.1.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

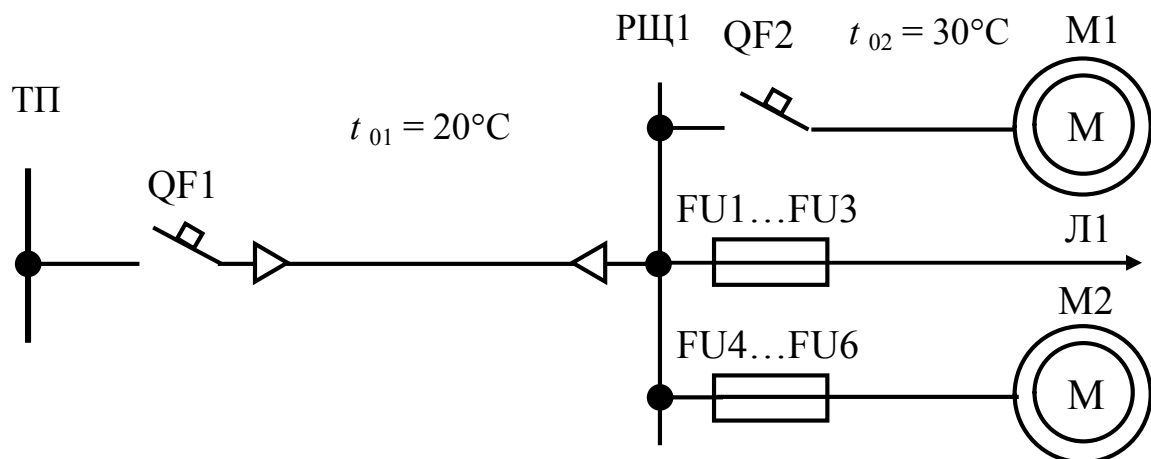


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 5.1 – Параметри споживачів електричної енергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
P_n , кВт	55,0	15,0	11,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	-
κ_i	1,5	7,0	1,0
η_n	0,84	0,89	1,0
$\cos \varphi_n$	0,88	0,9	1,0
κ_3	0,85	1,0	1,0

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку Г.

Ділянка мережі РЩ1-М1:

1. Визначаємо номінальний струм електродвигуна М1:

$$I_{n.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n}; \quad I_{n.дв} = \frac{55,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,84 \cdot 0,88} = 113,2 \text{ А.}$$

2. Робочий (розрахунковий) струм лінії:

$$I_p = \kappa_3 \cdot I_{n.дв}; \quad I_p = 0,85 \cdot 113,2 = 96,2 \text{ А.}$$

3. Вибираємо тип автоматичного вимикача (таблиця Г.15): ВА51.

4. Номінальна напруга автомата:

$$U_{n.авт} \geq U_{н.мер}; \quad U_{n.авт} = 660 \text{ В}; \quad 660 > 380.$$

5. Номінальний струм автомата:

$$I_{n.авт} > I_p; \quad I_{n.авт} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2.$$

6. Номінальний струм теплового розчіплювача:

– умова 1:

$$I_{н.т.р.} \geq I_p; \quad I_{н.т.р.} = 100 \text{ А} \quad 100 > 96,2;$$

– умова 2:

$$I_{н.т.р.} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}; \quad I_{н.т.р.} = 80 \text{ А}; \quad 80 > \frac{169,8}{2,5} = 67,9.$$

$$I_{\max} = \kappa_i \cdot I_n; \quad I_{\max} = 1,5 \cdot 113,2 = 169,8 \text{ А.}$$

Остаточню приймаємо $I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}$ (за умовою 1).

7. Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача:

$$I_{с.ем.р.} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad I_{с.ем.р.} = \kappa_{відс} \cdot I_{н.т.р.};$$

$$I_{с.ем.р.} = 7 \cdot 100 = 700 \text{ А}; \quad 700 > (1,25 \cdot 169,8) = 212,3.$$

8. Допустимий струм для проводу АПВ (три одножильних проводи прокладені в трубі) при захисті від короткого замикання та перевантаження:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{y.a}; \quad I_{\text{доп}} \geq 100 \text{ А.}$$

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 130 \text{ А. (таблиця Г.2).}$$

9. Вибраний переріз проводу необхідно перевірити за умовою:

$$I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t \geq I_{н.дв.}.$$

Для проводу АПВ $t = 70^\circ \text{C}$. При температурі повітря $t_0 = 30^\circ \text{C}$, $k_t = 0,94$ (таблиця Г.9). Тоді: $0,94 \cdot 130 = 122,2 > 113,2 \text{ А}$.

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-М1 приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА51-31-34. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×50 , прокладеним в трубі.

Ділянка мережі РЩІ-М2:

$$1. \quad I_{н.дв} = \frac{15,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,9} = 28,5 \text{ А.}$$

$$2. \quad I_p = 1,0 \cdot 28,5 = 28,5 \text{ А.}$$

3. Приймаємо запобіжник типу ПН2-100.

$$4. \quad U_{н.зан} = 380 \text{ В}; \quad 380 = 380.$$

$$5. \quad I_{н.зан} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 28,5.$$

$$6. \quad I_\epsilon \geq 28,5 \text{ А (умова 1);}$$

$$I_\epsilon \geq \frac{7 \cdot 28,5}{2,5} = 79,8 \text{ А (умова 2).}$$

$$\text{Приймаємо } I_\epsilon = 80 \text{ А}; \quad 80 > 79,8.$$

$$7. \quad I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot I_\epsilon; \quad I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 80 = 26,4 \text{ А.}$$

$$F = 4 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 28,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 28,0 = 25,5 < I_{н.дв} = 28,5 \text{ А.}$$

Умова не виконується. Приймаємо провід більшого перерізу:

$$F = 6 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 32,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 32,0 = 30,1 > 28,5.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-М2 приймаємо до встановлення запобіжники ПН2-100, $I_{\epsilon} = 80$ А. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×6, прокладеним в трубі.

Ділянка РЩ1-Л1:

1. $I_n = I_p = \frac{11,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 16,7$ А.
2. Вибираємо запобіжник типу НПН2 (таблиця Г.14).
3. $U_{н.зан} = 500$ В; $500 > 380$.
4. $I_{н.зан} = 63$ А; $63 > 16,7$.
5. $I_{\epsilon} = 20$ А; $20 > 16,7$.
6. $I_{дон} = 1,25 \cdot I_{\epsilon}$; $I_{дон} \geq 1,25 \cdot 20 = 25,0$ А.
 $F = 5 \text{ мм}^2$; $I_{дон.табл} = 27$ А; $k_t = 0,94$.
 $0,94 \cdot 27,0 = 25,4 > 16,7$ А.

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-Л1 приймаємо до встановлення запобіжники НПН2, $I_{н.зан} = 63$ А, $I_{\epsilon} = 20$ А. Лінію виконуємо проводом АПВ 4×5, прокладеним в трубі.

Ділянка мережі ТП-РЩ1:

1. $I_p = k_o \cdot \sum I_p$; $I_p = 0,9 \cdot (96,1 + 28,5 + 16,7) = 127,2$ А.
2. $I_{\max} = \sum I_{p(n-1)} + I_{пуск}$; $I_{\max} = (28,5 + 16,7) + 1,5 \cdot 113,2 = 215,0$ А.
3. Приймаємо автомат ВА51.
4. $U_{н.авт} = 660$ В; $660 > 380$.
5. $I_{н.авт} = 160$ А; $160 > 127,2$.
6. $I_{н.т.р.} = 125$ А; $160 > 127,2$ (умова 1).
 $I_{н.т.р.} = 100$ А; $100 > \frac{215,0}{2,5} = 86,0$ (умова 2).

Приймаємо $I_{н.т.р.} = 125$ А.

7. $I_{с.ем.р.} = 10 \cdot I_{н.т.р.}$; $I_{с.ем.р.} = 10 \cdot 160 = 1600$ А.
 $I_{с.ем.р.} \geq 1,25 \cdot I_{\max}$; $1600 > 1,25 \cdot 215,0 = 268,8$.
8. $I_{дон} \geq I_{н.т.р.}$; $I_{дон} \geq 160$ А.

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп. табл}} = 180 \text{ А}; \quad k_t = 1,04.$$

$$1,04 \cdot 180 = 187,2 > 127,2 \text{ А. Умова виконується.}$$

На ділянці ТП-РЩ1 приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА51-33-34. Лінію виконуємо кабелем СБ 3×50 + 1×35, який прокладено в каналі.

Запитання для самоконтролю

1. Які допустимі температури нагрівання голих та ізольованих проводів ?
2. Які допустимі температури нагрівання кабелів з паперовою ізоляцією при різних класах напруги?
3. Чим обмежується температура нагрівання проводів?
4. За рахунок чого теплота з поверхні проводу передається в оточуюче середовище.
5. За якими умовами вибираються плавкі вставки запобіжників?
6. За якими умовами вибираються струми розчіплювачів автоматичних вимикачів?
7. Як враховується пусковий струм електродвигунів при виборі апаратів захисту?
8. Як вибирається переріз проводів, що захищаються плавкими запобіжниками за допустимим нагріванням?
9. Як вибирається переріз проводів, що захищаються автоматичними вимикачами за допустимим нагріванням?
10. У яких випадках проводку захищають від перевантажень?
11. Коли проводку захищають лише від короткого замикання?
12. У чому переваги автоматичних вимикачів перед плавкими запобіжниками?
13. Що таке вибірковість (селективність) дії захисту? Як вона забезпечується?
14. Що таке чутливість (надійність) захисного апарату?
15. За якими умовами перевіряють апарати захисту за чутливістю?

РОЗДІЛ 6

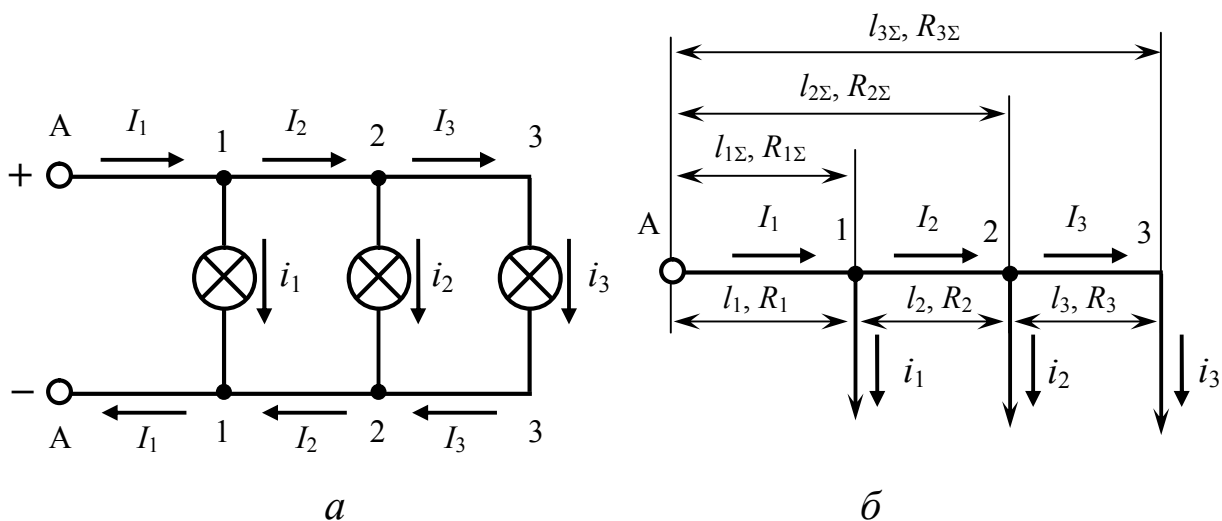
РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ

6.1 Розрахунок ліній постійного струму

Електричний струм, протікаючи по провіднику, створює в ньому спад (падіння) напруги. Внаслідок цього напруга в кінці лінії відрізняється від напруги на початку лінії і здебільшого нижча від неї. Крім того, вона змінюється разом із зміною навантаження. Проводи лінії електропередачі вибирають таким чином, щоб спад напруги в них не виходив за встановлені межі і напруга в кінці лінії підтримувалась на необхідному для споживачів рівні.

Електричний розрахунок проводів зводиться до визначення в них спаду напруги, якщо переріз проводів заданий і, навпаки, до визначення перерізу проводів при відповідному допустимому (заданому) спаді напруги.

На рисунку 6.1, *а* зображена лінія постійного струму із трьома навантаженнями.



а – розгорнута схема; *б* – однолінійна схема

Рисунок 6.1 – Розрахункова схема лінії постійного струму

У зв'язку з тим, що прямий і зворотний проводи такої лінії виконують однаковим перерізом, можна замінити її однолінійним зображенням (рисунки 6.1, б). Такий метод застосовують і в трифазних симетричних мережах.

Приймаємо наступні позначення:

i_1, i_2, i_3 – струми навантаження, А;

I_1, I_2, I_3 – струми в лінії (лінійні струми), А;

l_1, l_2, l_3 – довжина окремих ділянок лінії, м;

$l_{1\Sigma}, l_{2\Sigma}, l_{3\Sigma}$ – сумарна довжина від навантаження до початку лінії, м;

R_1, R_2, R_3 – опори окремих ділянок лінії, Ом;

$R_{1\Sigma}, R_{2\Sigma}, R_{3\Sigma}$ – сумарні опори від навантаження до початку лінії, Ом;

Очевидно, що

$$I_1 = i_1 + i_2 + i_3; \quad I_2 = i_2 + i_3; \quad I_3 = i_3.$$

З рисунку 6.1, б також видно, що

$$l_{1\Sigma} = l_1; \quad l_{2\Sigma} = l_1 + l_2; \quad l_{3\Sigma} = l_1 + l_2 + l_3.$$

$$R_{1\Sigma} = R_1; \quad R_{2\Sigma} = R_1 + R_2; \quad R_{3\Sigma} = R_1 + R_2 + R_3.$$

Спад напруги ΔU , В, дорівнює різниці напруг на початку і в кінці лінії. Його можна знайти за законом Ома:

$$\Delta U = U_A - U_3 = 2I_1R_1 + 2I_2R_2 + 2I_3R_3. \quad (6.1)$$

Як видно із виразу (6.1) спад напруги подвоюється, оскільки він має місце в прямому і в зворотному проводах. У скороченому вигляді вираз (6.1) можна записати як:

$$\Delta U = 2 \sum I_i R_i. \quad (6.2)$$

Якщо струми в лінії замінити струмами навантаження, то вираз (6.1) матиме наступний вигляд:

$$\begin{aligned}
\Delta U &= 2[(i_1 + i_2 + i_3)R_1 + (i_2 + i_3)R_2 + i_3R_3] = \\
&= 2(i_1R_1 + i_2R_1 + i_3R_1 + i_2R_2 + i_3R_2 + i_3R_3) = \\
&= 2[i_1R_1 + (R_1 + R_2)i_2 + (R_1 + R_2 + R_3)i_3] = \\
&= 2(i_1R_{1\Sigma} + i_2R_{2\Sigma} + i_3R_{3\Sigma}),
\end{aligned}$$

або в загальному вигляді:

$$\Delta U = 2 \sum i_i R_{i\Sigma}. \quad (6.3)$$

Якщо лінія виконана проводами одного перерізу, то

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot F}, \quad (6.4)$$

$$R_{\Sigma} = \frac{l_{\Sigma}}{\gamma \cdot F}, \quad (6.5)$$

де γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;
 F – переріз проводу, мм².

Тоді спад напруги в лінії:

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma \cdot F} \sum I_i \cdot l_i, \quad (6.6)$$

або

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma \cdot F} \sum i_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.7)$$

Якщо задано допустимий спад напруги в лінії $\Delta U_{\text{дон}}$, В, то переріз проводів знаходять за виразами:

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}}} \sum I_i \cdot l_i, \quad (6.8)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}}} \sum i_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.9)$$

В ряді випадків у вихідних даних навантаження лінії і споживачів можуть бути виражені потужностями.

Позначимо: через p , Вт, потужність навантаження; через P , Вт, потужність лінії; через U_n , В, номінальну напругу мережі.

Наближено можна вважати, що

$$i_1 = \frac{p_1}{U_n}, \quad i_2 = \frac{p_2}{U_n}, \quad i_3 = \frac{p_3}{U_n};$$

$$I_1 = \frac{P_1}{U_n}, \quad I_2 = \frac{P_2}{U_n}, \quad I_3 = \frac{P_3}{U_n}.$$

Підставивши ці значення у вирази (6.8) та (6.9), отримаємо:

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{don}} \cdot U_n} \sum P_i \cdot l_i, \quad (6.10)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{don}} \cdot U_n} \sum p_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.11)$$

Якщо спад напруги виразити не у вольтах, а у процентах від номінальної напруги, тобто

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100,$$

тоді вирази (6.8) та (6.9) можна перетворити на наступні:

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{don}}\% \cdot U_n} \sum I_i \cdot l_i, \quad (6.12)$$

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{don}}\% \cdot U_n} \sum i_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.13)$$

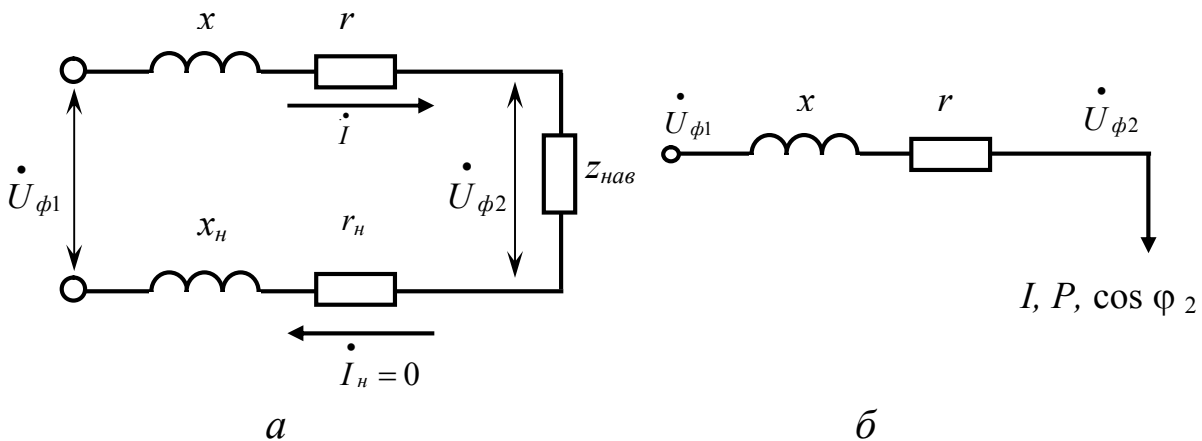
Аналогічно можна перетворити і вирази (6.10) та (6.11):

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{don}}\% \cdot U_n^2} \sum P_i \cdot l_i, \quad (6.14)$$

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{don}}\% \cdot U_n^2} \sum p_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.15)$$

6.2 Спад і втрата напруги в мережах змінного струму

Розглянемо лінію трифазного змінного струму із навантаженням в кінці (рисунок 6.2, а). Вважатимемо, що навантаження усіх трьох фаз однакові. В цьому випадку трифазну лінію можна зобразити у вигляді однієї лінії (рисунок 6.2, б) і вести розрахунок для фазних напруг та струмів а потім перейти до їх лінійних значень.



а – розгорнута схема; б – однолінійна схема

Рисунок 6.2 – Одна фаза лінії трифазного струму із симетричним навантаженням на кінці

На рисунку 6.2 прийняті наступні позначення: $\dot{U}_{\phi 1}$ та $\dot{U}_{\phi 2}$ – фазна напруга, відповідно, на початку і в кінці лінії; $\dot{I}$ – струм навантаження, $\cos \varphi_2$ – коефіцієнт потужності навантаження, r – активний опір проводу, x – індуктивний опір проводу, $Z_{нав}$ – повний опір навантаження.

Струм, що протікає по провіднику, створює в ньому спад (падіння) напруги. Тому напруга в кінці лінії відрізняється від напруги на її початку. Вектор спаду напруги в активному опорі збігається за напрямом із вектором струму, а вектор спаду напруги в індуктивному опорі випереджає вектор струму на 90° . Тому, в загальному випадку, вектор напруги в кінці лінії відрізняється від вектора напруги на початку лінії не лише за значенням, а й за напрямом. Для запропонованої схеми побудуємо векторну діаграму (рисунок 6.3).

$$ad = Oa - Oc = Oa - Od = U_{\phi 1} - U_{\phi 2}. \quad (6.18)$$

Спад напруги можна розглядати не лише як суму його активної і реактивної складових. Опустивши із точки c перпендикуляр на напрямок вектора $\dot{U}_{\phi 1}$ ($0 a$), із трикутника $a-e-c$ матимемо:

$$\dot{I} \cdot \underline{Z} = ac = \sqrt{(ae)^2 + (ec)^2}. \quad (6.19)$$

Відрізок ae називають **поздовжньою складовою спаду напруги** і позначають ΔU_{ϕ} .

Відрізок ec називають **поперечною складовою спаду напруги** і позначають δU_{ϕ} .

Опустивши перпендикуляр з точки b на вектор $\dot{U}_{\phi 1}$ ($0 a$), і побудувавши прямокутник $egbf$ (рисунок 6.3), матимемо:

$$\Delta U_{\phi} = af + fe = af + bg = I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi. \quad (6.20)$$

$$\delta U_{\phi} = ec = gc - bf = I \cdot x \cdot \cos \varphi - I \cdot r \cdot \sin \varphi. \quad (6.21)$$

Міжфазна (лінійна) складова напруги більша від фазної в $\sqrt{3}$ разів, тому для поздовжньої складової лінійної напруги можна записати:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi), \quad (6.22)$$

а для поперечної складової лінійної напруги:

$$\delta U = \sqrt{3} \delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I \cdot x \cdot \cos \varphi - I \cdot r \cdot \sin \varphi), \quad (6.23)$$

або

$$\Delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot r + I_p \cdot x), \quad (6.24)$$

$$\delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot x - I_p \cdot r). \quad (6.25)$$

Якщо навантаження задано у вигляді потужності, тоді:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_a = \frac{P}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_p = \frac{Q}{\sqrt{3}U_n}.$$

Увівши значення потужності в рівняння (6.24) та (6.25), матимемо:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_n} \cdot r + \frac{Q}{\sqrt{3}U_n} \cdot x \right) = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_n}, \quad (6.26)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_n} \cdot x - \frac{Q}{\sqrt{3}U_n} \cdot r \right) = \frac{P \cdot x - Q \cdot r}{U_n}. \quad (6.27)$$

Якщо магістраль живить кількох споживачів, то рівняння (6.24) та (6.25) приймуть вигляд:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I_{ai} \cdot r_i + I_{pi} \cdot x_i), \quad (6.28)$$

$$\delta U = \sum \sqrt{3} (I_{ai} \cdot x_i - I_{pi} \cdot r_i), \quad (6.29)$$

а рівняння (6.26) та (6.27) приймуть наступний вигляд:

$$\Delta U = \frac{\sum P_i \cdot r_i + \sum Q_i \cdot x_i}{U_n}; \quad (6.30)$$

$$\delta U = \frac{\sum P_i \cdot x_i - \sum Q_i \cdot r_i}{U_n}. \quad (6.31)$$

Для споживачів значення має не фаза, а абсолютне значення напруги, тому мережі розраховують не за спадом, а за втратою напруги.

З трикутника Obc (рисунок 6.3) можна записати, що

$$U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \quad (6.32)$$

Втрата напруги:

$$\Delta U = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = U_{\phi 1} - \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \quad (6.33)$$

Якщо відома напруга в кінці ділянки лінії $U_{\phi 2}$ та спад напруги на ділянці, то можна знайти напругу на початку ділянки $U_{\phi 1}$. Вона дорівнює геометричній сумі напруги в кінці ділянки і спаду напруги на ній:

$$U_{\phi 1} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \quad (6.34)$$

Втрату напруги можна визначити аналогічно рівнянню (6.33):

$$U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2} - U_{\phi 2} \quad (6.35)$$

З векторної діаграми (рисунок 6.3) видно, що за значенням втрата напруги відрізняється від поздовжньої складової спаду напруги на незначний за довжиною відрізок ea . Тому, для практичних розрахунків в електричних мережах напругою до 35 кВ включно, втрату напруги прирівнюють поздовжній складовій спаду напруги:

$$da = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} \approx ea = \Delta U_{\phi}. \quad (6.36)$$

Похибка від такого припущення не перебільшує 5 %.

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

$$\Delta U = \sqrt{3} (I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi), \quad (6.37)$$

або

$$\Delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot r + I_p \cdot x), \quad (6.38)$$

або

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot r + \sum Q \cdot x}{U_n}. \quad (6.39)$$

6.3 Розрахунок електричних мереж трифазного струму при сталому перерізі проводів магістралі

Основним завданням при розрахунках мереж є визначення перерізу проводів за заданою допустимою втратою напруги.

В свою чергу, допустиму втрату напруги в мережі визначають виходячи із допустимих значень відхилення напруги у споживачів.

При змінному струмі, на відміну від постійного, в мережі окрім активного опору необхідно також враховувати і реактивний опір. Реактивний і активний опір проводів по різному залежать від зміни перерізу проводів. Так, наприклад, із збільшенням перерізу алюмінієвого проводу від 16 мм² до 95 мм² активний опір зменшиться в 5,8 разів, а індуктивний – лише в 1,2 рази. Тому для визначення перерізу проводів використовують метод розподілу допустимої втрати напруги $\Delta U_{\text{дон}}$ на реактивну та на активну складові (метод Степанова).

Згідно із (6.37):

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

або

$$\Delta U_{\text{дон}} = \Delta U_{a \text{ дон}} + \Delta U_{p \text{ дон}} , \quad (6.40)$$

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

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

Відомо, що реактивний (індуктивний) опір одного кілометру проводу із кольорового металу мало змінюється із зміною перерізу і становить для повітряних ліній у середньому 0,35...0,45 Ом/км. Тому ще до визначення перерізу проводу, підставивши значення x_0 можна обчислити наближене значення реактивної складової допустимої втрати напруги:

$$\Delta U_{p \text{ дон}} = \sqrt{3} x_0 \sum I_{pi} \cdot l_i . \quad (6.41)$$

або

$$\Delta U_{p \text{ дон}} = x_0 \frac{\sum Q_i \cdot l_i}{U_n} . \quad (6.42)$$

Віднявши від допустимої втрати напруги її реактивну складову, матимемо активну складову втрати напруги:

$$\Delta U_{a \text{ } \partial on} = \Delta U_{\partial on} - \Delta U_{p \text{ } \partial on}. \quad (6.43)$$

Згідно із (6.38):

$$\Delta U_{a \text{ } \partial on} = \sqrt{3} \sum I_{ai} \cdot r_i. \quad (6.44)$$

Підставивши $r = \frac{l}{\gamma F}$ у вираз (6.44), при сталому перерізі проводів, отримаємо:

$$\Delta U_{a \text{ } \partial on} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I_{ai} \cdot l_i, \quad (6.45)$$

або через потужність:

$$\Delta U_{a \text{ } \partial on} = \frac{\sum P_i \cdot l_i}{\gamma F U_n}. \quad (6.46)$$

Звідси переріз проводу:

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_{ai} \cdot l_i}{\gamma \cdot \Delta U_{a \text{ } \partial on}}, \quad (6.47)$$

або

$$F = \frac{\sum P_i \cdot l_i}{\gamma U_n \cdot \Delta U_{a \text{ } \partial on}}. \quad (6.48)$$

Порядок розрахунку електричних мереж за допустимою втратою напруги при сталому перерізі проводів наступний:

1. Задаються середнім індуктивним опором одного кілометру проводу ($x_0 = 0,35 \dots 0,45$ Ом/км).

2. Визначають реактивну складову втрати напруги ΔU_p за виразами (6.41) або (6.42).

3. Користуючись рівнянням (6.43), знаходять активну складову допустимої втрати напруги в магістралі $\Delta U_{a \text{ } \partial on}$.

4. За рівнянням (6.47) або (6.48) визначають розрахунковий переріз проводу;

5. Вибирають за таблицями відповідний стандартний переріз проводу.

6. Знаходять активний і реактивний опір для одного кілометра проводу заданого перерізу і за рівнянням (6.37), (6.38) або (6.39) визначають дійсну втрату напруги в мережі. Якщо вона більша допустимої то необхідно збільшити переріз проводу на ділянці лінії.

6.4 Розрахунок розгалужених електричних мереж змінного струму

Електропостачання сільських споживчих трансформаторних підстанцій здійснюється здебільшого розгалуженими повітряними лініями 6...10 кВ (рисунок 6.4).

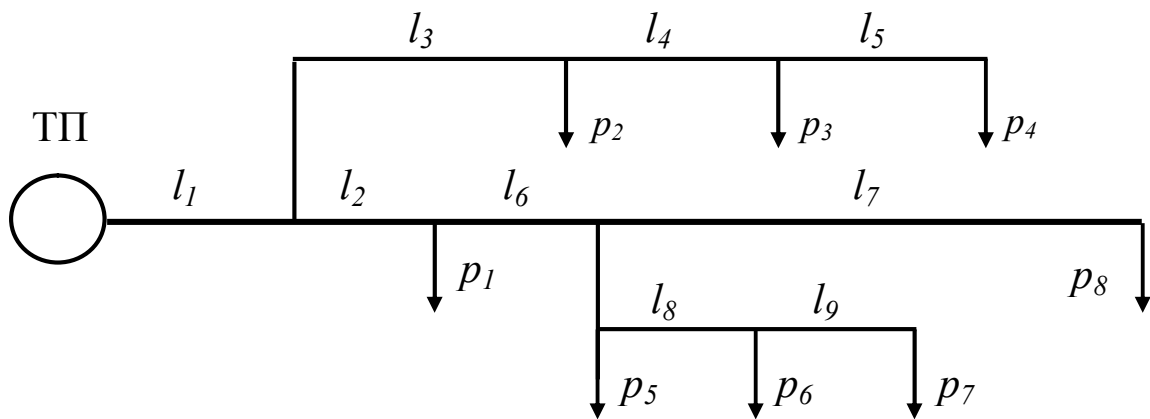


Рисунок 6.4 – Розгалужена електрична мережа

Загальний порядок розрахунку розгалужених електричних мереж за допустимою втратою напруги аналогічний розрахунку не розгалужених мереж при сталому перерізі проводів. Відмінність полягає у тому, що спочатку вибирають переріз проводів основної магістралі, а потім – переріз проводів відгалужень.

Порядок розрахунку розгалужених мереж.

1. Визначають основну магістраль мережі; після головної ділянки магістраль пройде по відгалуженню, для якого сума моментів навантаження ($\sum P_i \cdot l_i$, $\sum I_i \cdot l_i$ або $\sum S_i \cdot l_i$) буде найбільшою.

2. Задаються середнім індуктивним опором одного кілометру проводу ($x_0 = 0,35 \dots 0,45$ Ом/км).

3. Визначають реактивну складову втрати напруги ΔU_p магістралі за виразами (6.41) або (6.42).

4. Користуючись рівнянням (6.43), знаходять активну складову допустимої втрати напруги в магістралі $\Delta U_{a. \text{доп}}$.

5. За рівнянням (6.47) або (6.48) визначають розрахунковий переріз проводу магістралі;

6. Вибирають за таблицями відповідний стандартний переріз проводу.

7. Знаходять його активний і реактивний опори для одного кілометру і за рівнянням (6.37), (6.38) або (6.39) визначають дійсну втрату напруги в мережі. Якщо вона більша допустимої то необхідно збільшити переріз проводу.

8. Обчислюють уточнену втрату напруги в магістралі до відгалуження і знаходять допустиму втрату напруги, що залишилася:

$$\Delta U_{\text{доп зал}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{доп гол}}.$$

9. Аналогічно до розрахунку на магістралі за допустимою втратою напруги у відгалуженні $\Delta U_{\text{доп зал}}$ знаходять переріз його проводів.

10. Вибрані проводи перевіряють за допустимим нагріванням.

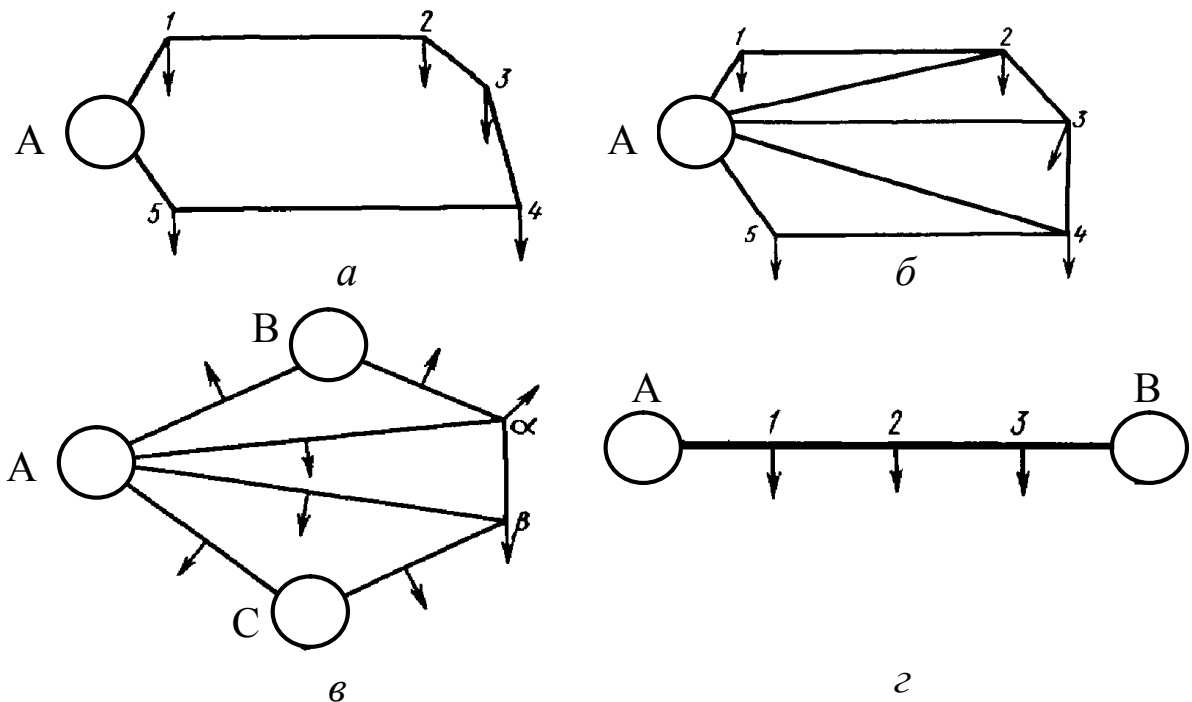
6.5 Розрахунок замкнених мереж змінного струму

У сільських районах переважають радіальні електричні мережі. Спорудження радіальних мереж потребує меншої витрати коштів і матеріалів. Проте у них є істотний недолік. При пошкодженні

лінії, особливо на її початку, припиняється електропостачання всіх споживачів, що приєднані до неї.

У сільському господарстві з'являється все більше споживачів, перерви в електропостачанні яких приводять до значних втрат. Електропостачання відповідальних споживачів має бути надійним. Такій вимозі радіальні мережі задовольняють не повністю, тому перспективним є застосування в сільських районах замкнених електричних мереж.

Замкненою називають електричну мережу, магістральні лінії якої отримують живлення не менше ніж із двох сторін. У такій мережі (рисунок 6.5) обрив магістралі в будь-якому місці не порушує електропостачання усіх споживачів.



a, б – проста і складна з одним джерелом живлення;
в – складна з декількома джерелами живлення; *г* – лінія з двостороннім живленням; А, В і С – джерела живлення; α і β – вузлові точки

Рисунок 6.5 – Схеми замкнених електричних мереж

Якщо в мережі будуть проведені додаткові внутрішні лінії А-2, А-3 і А-4 (рисунок 6.5, б), то точки 2...4 отримують живлення з трьох сторін і їх називають вузловими або вузлами. У цій мережі

при обриві лінії на будь-якій з ділянок електропостачання всіх споживачів надійніше, ніж в простій замкненій мережі (рисунк 6.5, а).

Мережі, зображені на рисунку 6.5, а і б, забезпечені одним джерелом живлення А. При виході його з ладу припиняється електропостачання всіх споживачів цих мереж. Для підвищення надійності електропостачання потрібно збільшити число джерел живлення в мережі.

Проста замкнена мережа з двома джерелами живлення А і В (рисунк 6.5, з) називається лінією з двостороннім живленням. У такій лінії обрив проводів і навіть вихід з ладу одного з джерел живлення не порушує електропостачання всіх або більшої частини споживачів електроенергії.

Складна замкнена мережа (рисунк 6.5, в) з декількома джерелами живлення забезпечує найбільш високу надійність електропостачання.

Недоліки замкнених мереж полягають в значно більшій їх вартості і витраті матеріалів. Крім того, захист замкнених мереж від коротких замикань складніший, ніж захист радіальних. Цим і пояснюється те, що замкнені мережі в сільському господарстві застосовують недостатньо. Їх використовують у вигляді ліній з двостороннім живленням (рисунк 6.5, з).

Лінії з двостороннім живленням. Припустимо, що є лінія (рисунк 6.6) з двома джерелами живлення А і В і навантаженнями i_1, i_2, i_3 . Позначимо струми, що протікають по ділянках, опори і довжини ділянок відповідними індексами. Наприклад, на ділянці 1-2 струм I_{1-2} опір Z_{12} і довжина l_{12} . Лінія виконана проводами з кольорового металу.

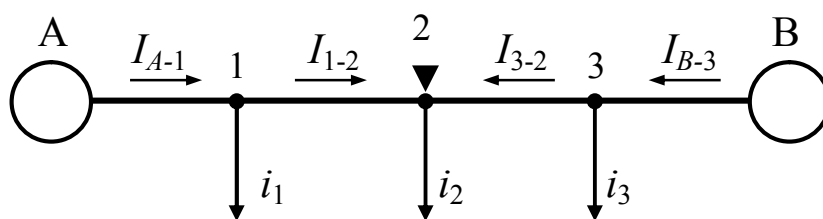


Рисунок 6.6 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

У загальному випадку напруги джерел живлення не рівні, тобто $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$. Припустимо, що точка 2 отримує живлення з двох сторін. Її називають точкою **струмоподілу** і позначають значком трикутника.

Визначимо значення струмів $\dot{I}_{A-1}$ і $\dot{I}_{B-3}$ джерел живлення. Спад (падіння) напруги на ділянках А-2 і В-2:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{A-1}\underline{Z}_{A-1} + \dot{I}_{1-2}\underline{Z}_{1-2}); \quad (6.49)$$

$$\dot{U}_B - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{B-3}\underline{Z}_{B-3} + \dot{I}_{3-2}\underline{Z}_{3-2}). \quad (6.50)$$

Віднімемо від першого рівняння друге:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3}(\dot{I}_{A-1}\underline{Z}_{A-1} + \dot{I}_{1-2}\underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{B-3}\underline{Z}_{B-3} - \dot{I}_{3-2}\underline{Z}_{3-2}). \quad (6.51)$$

Сума струмів джерел живлення дорівнює сумі струмів навантажень:

$$\dot{I}_{A-1} + \dot{I}_{B-3} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3. \quad (6.52)$$

Використовуючи вираз (6.52) і перший закон Кірхгофа, виразимо всі лінійні струми через струм $\dot{I}_{A-1}$ і струми навантажень:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{B-3} &= \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{I}_{A-1}; \\ \dot{I}_{3-2} &= \dot{i}_1 + \dot{i}_2 - \dot{I}_{A-1}; \\ \dot{I}_{1-2} &= \dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1. \end{aligned}$$

Підставляючи ці значення у вираз (6.51), отримуємо:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A-1}\underline{Z}_{A-1} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1)\underline{Z}_{1-2} - \\ &- (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 - \dot{i}_2 - \dot{i}_3)\underline{Z}_{B-3} - (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 - \dot{i}_2)\underline{Z}_{3-2}, \end{aligned}$$

або після перетворення:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A-1}(\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \\ &- \dot{i}_1(\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_2(\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_3\underline{Z}_{B-3}. \end{aligned}$$

В свою чергу:

$$\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{A-B};$$

$$\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{1-B};$$

$$\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{2-B};$$

$$\underline{Z}_{B-3} = \underline{Z}_{3-B}.$$

Тоді

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-B} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{1-B} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{2-B} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{B-3}.$$

Останні три члени рівняння можна виразити так:

$$\dot{I}_1 \underline{Z}_{1-B} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{2-B} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{B-3} = \Sigma \dot{I}_i \underline{Z}_{i-B}.$$

Значення струмів $\dot{I}_{A-1}$ і $\dot{I}_{B-3}$ джерел живлення А і В:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \dot{I}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.53)$$

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \dot{I}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.54)$$

Першу складову струму джерела живлення (вирази (6.53) та (6.54)) називають **зрівняльним струмом**. Вона обумовлена різницею напруги пунктів (джерел) живлення і зсувом фаз між цією напругою. Друга складова обумовлена лише навантаженням, її називають **лінійним струмом навантаження**.

Значення повних потужностей $\dot{S}_{A-1}$ і $\dot{S}_{B-3}$ джерел живлення А і В:

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{U_n (\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \dot{S}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.55)$$

$$\dot{S}_{B-3} = \frac{U_n (\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \dot{S}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.56)$$

де U_n – номінальна напруга мережі;

$\dot{S}_i$ – повна потужність навантаження в i -й точці.

Окремі випадки застосування формул (6.53)...(6.56).

1. Напруга джерел живлення рівна, тобто $\dot{U}_A = \dot{U}_B$. В цьому випадку зрівняльні струми дорівнюють нулю, і для визначення струмів від обох джерел живлення використовують лише другі члени правої частини рівнянь (6.53)...(6.56):

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.57) \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.58)$$

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum \dot{S}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.59) \quad \dot{S}_{B-3} = \frac{\sum \dot{S}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.60)$$

2. Напруга джерел живлення однакова $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ і, крім того, вся лінія виконана проводом однакового перерізу, матеріалу і конструкції:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{I}_i l_{i-B}}{l_{A-B}}; \quad (6.61) \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{I}_i l_{i-A}}{l_{A-B}}. \quad (6.62)$$

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum \dot{S}_i l_{i-B}}{l_{A-B}}; \quad (6.63) \quad \dot{S}_{B-3} = \frac{\sum \dot{S}_i l_{i-A}}{l_{A-B}}. \quad (6.64)$$

Розглянемо порядок визначення перерізу проводів в лінії з двостороннім живленням з проводами з кольорових металів.

1. Задаються перерізом проводів лінії або визначають їх за аварійними режимами (одне джерело живлення).

2. Знаходять значення струмів або потужностей джерел живлення за виразами (6.53)...(6.64).

3. Визначають точки струмоподілу окремо для активних і реактивних струмів або потужностей. Точки розділення активних і реактивних струмів у загальному випадку можуть не збігатися одна з одною.

4. «Розрізають» лінію в точці розділу активних струмів і визначають найбільшу втрату напруги, як для радіальної мережі.

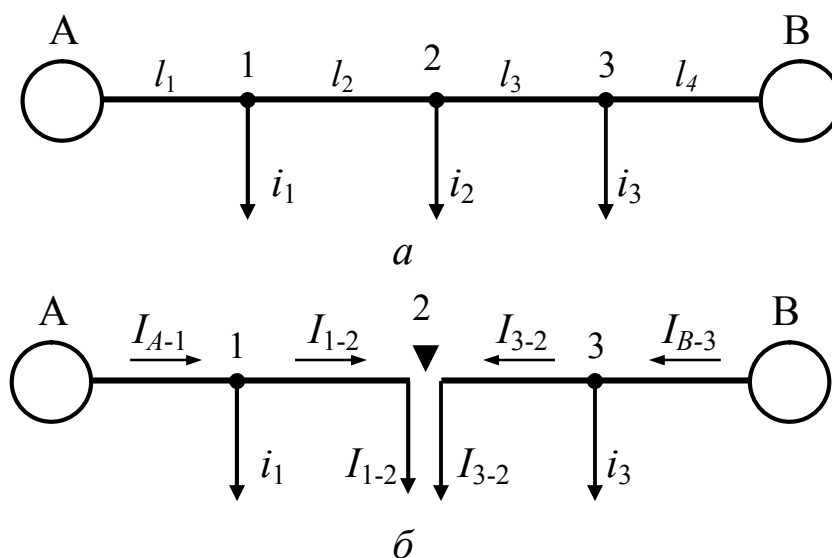
5. Визначають втрату напруги в лінії для найгіршого аварійного випадку – відключення лінії в одному з її кінців. При аварії, допускається збільшення відхилення напруги на 5 %.

Якщо втрати напруги виходять за межі допустимих, то переріз проводу лінії змінюють і розрахунок повторюють знову.

Переріз проводів з кольорового металу лінії з двостороннім живленням по заданій допустимій втраті напруги визначають наступним чином.

В більшості випадків лінія має однакову конструкцію по всій довжині (повітряна або кабельна) і виконана проводом одного і того ж перерізу. Напруга пунктів живлення однакова.

Нехай задані відстані і навантаження лінії із двостороннім живленням (рисунок 6.7, а).



а – лінія з двостороннім живленням;

б – дві лінії із одностороннім живленням

Рисунок 6.7 – Визначення перерізу лінії із двостороннім живленням (провід одного перерізу по всій довжині)

За виразами (6.61) та (6.62) знаходять струми, що течуть з пунктів живлення А і В:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{i}_i l_{i-B}}{l_{A-B}}; \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{i}_i l_{i-A}}{l_{A-B}}.$$

Наносять розподіл струмів на схему лінії і знаходять точку струмоподілу, наприклад точка 2 (рисунок 6.7, б). «Розрізають» лінію в точці струмоподілу, маючи на увазі, що

$$\dot{i}_2 = \dot{I}_{1-2} + \dot{I}_{3-2}.$$

Отримують дві лінії з одностороннім живленням. Розраховують їх як магістралі з постійним перерізом, тобто задаються питомим індуктивним опором і знаходять складову втрати напруги в реактивних опорах:

$$\Delta U_{p. \partial on} = \sqrt{3} x_0 \sum I_{pi} \cdot l_i .$$

Потім визначають складову втрати напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{a. \partial on} = \Delta U_{\partial on} - \Delta U_{p. \partial on} .$$

Переріз визначають за виразом:

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_{ai} l_i}{\gamma \cdot \Delta U_{a. \partial on}} .$$

Практичні заняття

ЗАДАЧА 6.1

Визначити втрату напруги в трифазній лінії з двостороннім живленням (рисунок 6.8). Напруги джерел живлення $\dot{U}_A = 400$ В і $\dot{U}_B = 388$ В збігаються по фазі. Всі навантаження мають $\cos \varphi = 1$. Проводи алюмінієві перерізом $F = 35$ мм². Навантаження в амперах, відстані в метрах наведені на схемі. Визначити найменші значення напруги в споживачів при нормальному і аварійному режимах роботи мережі.

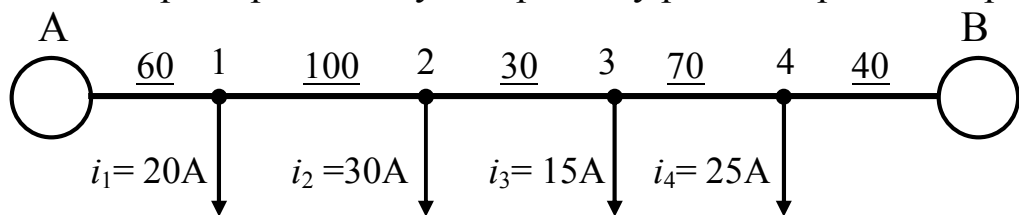


Рисунок 6.8 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в **додатку Б**.

Нормальний режим.

1. Нехтуємо реактивним опором лінії. Визначаємо струм джерела живлення А:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}r_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_i l_{i-B}}{l_{A-B}}.$$

Опір 1 км проводу марки А35 $r_0 = 0,92$ Ом/км; $l_{A-B} = 0,3$ км.

$$r_{A-B} = r_0 l_{A-B} = 0,92 \cdot 0,3 = 0,276 \text{ Ом};$$

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{400 - 388}{\sqrt{3} \cdot 0,276} + \frac{20 \cdot 240 + 30 \cdot 140 + 15 \cdot 110 + 25 \cdot 40}{300} = 64,3 \text{ А.}$$

2. За законом Кірхгофа визначаємо струми, що протікають через решту ділянок лінії (рисунок 6.9):

$$\dot{I}_{1-2} = \dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 = 64,3 - 20 = 44,3 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{2-3} = \dot{I}_{1-2} - \dot{i}_2 = 44,3 - 30 = 14,3 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{4-3} = \dot{i}_3 - \dot{I}_{2-3} = 15 - 14,3 = 0,7 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{B-4} = \dot{I}_{4-3} + \dot{i}_4 = 0,7 + 25 = 25,7 \text{ А.}$$

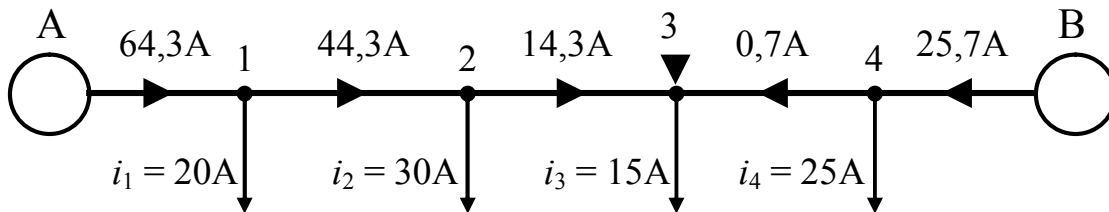


Рисунок 6.9 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

3. За рисунком 6.9 визначаємо точку струмоподілу, вона знаходиться в місці прикладення навантаження в точці 3. Напруга в цій точці 3 буде найменшою.

4. Визначаємо втрату напруги до точки 3 (на ділянці В-3):

$$\Delta U_{A-3} = \frac{\sqrt{3} \sum I_{pi} \cdot l_i}{\gamma F} = \frac{\sqrt{3} \cdot (64,3 \cdot 60 + 44,3 \cdot 100 + 14,3 \cdot 30)}{32 \cdot 35} = 13,5 \text{ В},$$

або 3,55% від 380 В.

5. Напруга в точці 3:

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A-3} = 400 - 13,5 = 386,5 \text{ В.}$$

Аварійний режим.

Найгіршими аварійними випадками є обрив лінії на ділянці А-1 і В-4.

Сумарний струм навантаження мережі 90 А. При обриві проводів на ділянці А-1 розподіл струмів на ділянках відповідатиме рисунку 6.10.

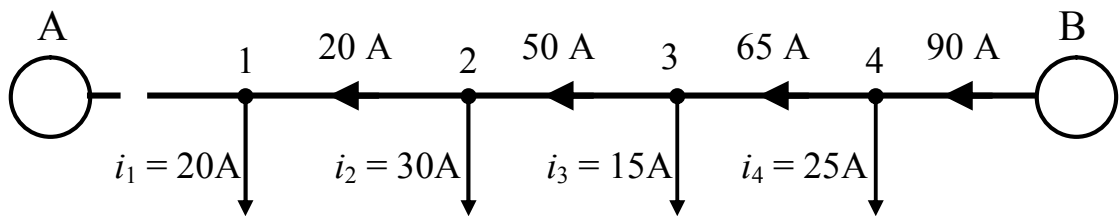


Рисунок 6.10 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням при пошкодженні ділянки А-1

6. Визначаємо втрату напруги в лінії до точки 1 (на ділянці В-1):

$$\Delta U_{B-1} = \frac{\sqrt{3} \sum I_{pi} \cdot l_i}{\gamma F} = \frac{\sqrt{3} \cdot (20 \cdot 100 + 50 \cdot 30 + 65 \cdot 70 + 90 \cdot 40)}{32 \cdot 35} = 18,1 \text{ В},$$

або 4,76%.

7. Напруга в точці 1:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_B - \Delta \dot{U}_{B-1} = 388 - 18,1 = 369,9 \text{ В}.$$

При обриві на ділянці В-4 розподіл струмів відповідатиме рисунку 6.11.

8. Визначаємо втрату напруги в лінії до точки 4 (на ділянці А-4):

$$\Delta U_{A-4} = \frac{\sqrt{3} \cdot (90 \cdot 60 + 70 \cdot 100 + 40 \cdot 30 + 25 \cdot 70)}{32 \cdot 35} = 23,7 \text{ В},$$

або 6,24%;

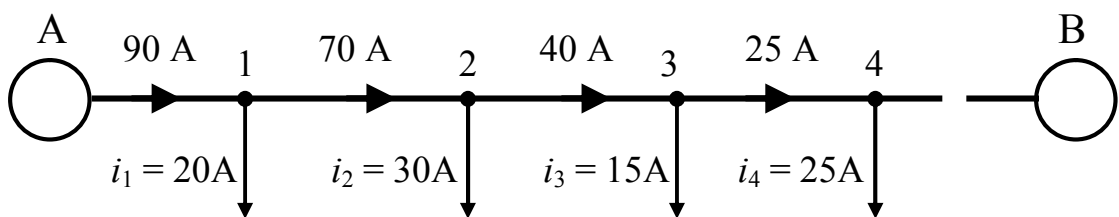


Рисунок 6.11 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням при пошкодженні ділянки В-4

9. Напруга в точці 4:

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A-4} = 400 - 23,7 = 376,3 \text{ В}.$$

Найважчим аварійним випадком є обрив лінії на ділянці А-1. При цьому в кінці лінії буде найменша напруга (369,9В).

Задача 6. 2.

Визначити однаковий по всій довжині переріз алюмінієвих проводів повітряної лінії (рисунок 6.12). Напруга джерел живлення $\dot{U}_A = \dot{U}_B = 10000$ В, допустима втрата напруги в лінії $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$. Навантаження наведені на схемі в кіловольт-амперах, відстані в кілометрах, реактивний опір проводів прийняти $x_0 = 0,4$ Ом/км.

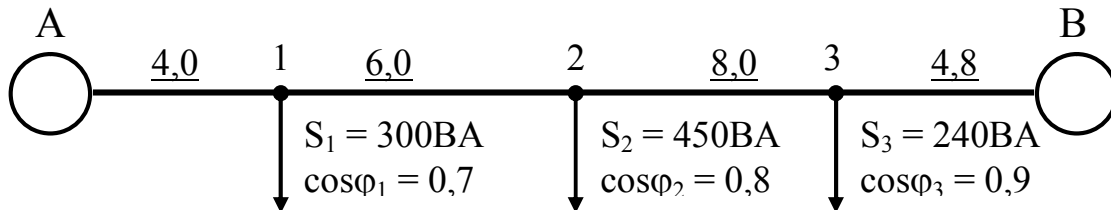


Рисунок 6.12 – Схема розподілу потужностей в лінії з двостороннім живленням

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Визначаємо струми навантажень:

$$i_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U};$$

$$i_1 = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17,3 \text{ А}; i_2 = \frac{450}{\sqrt{3} \cdot 10} = 26 \text{ А}; i_3 = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13,9 \text{ А}.$$

$$\dot{i}_i = S_i \cdot \cos \varphi_i - j S_i \cdot \sin \varphi_i;$$

$$\dot{i}_1 = 12,1 - j12,4; \quad \dot{i}_2 = 20,4 - j16,6; \quad \dot{i}_3 = 12,5 - j6,05.$$

2. Знаходимо струм в точці А.

Активна складова:

$$\dot{I}_{aA-1} = \frac{\sum \dot{i}_{ai} l_{i-B}}{l_{A-B}} = \frac{12,1 \cdot 18,8 + 20,4 \cdot 12,8 + 12,5 \cdot 4,8}{22,8} = 24,0 \text{ А}.$$

Реактивна складова:

$$\dot{I}_{pA-1} = \frac{\sum \dot{i}_{ri} l_{i-B}}{l_{A-B}} = \frac{12,4 \cdot 18,8 + 16,6 \cdot 12,8 + 6,05 \cdot 4,8}{22,8} = 20,8 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{A-1} = 24 - j20,8.$$

3. За рисунком 6.13 визначаємо точку струмоподілу, вона знаходиться в місці прикладення навантаження в точці 2. У точці 2 «розрізаємо» лінію і розраховуємо кожену частину як лінію з одностороннім живленням.

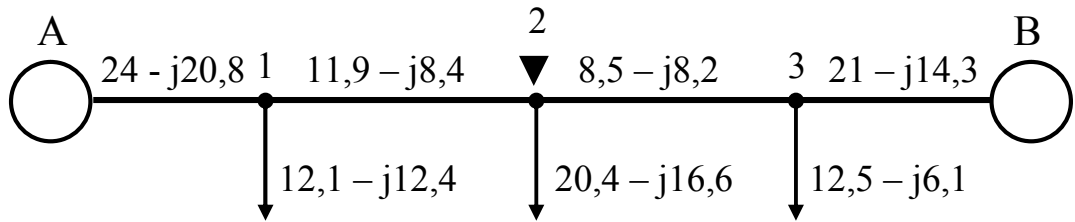


Рисунок 6.13 – Схема розподілу потужностей в лінії з двостороннім живленням

4. Визначаємо втрату напруги у лівій частині лінії (ділянка А-2):

Реактивна складова:

$$\Delta U'_r = \sqrt{3} x_0 \sum I_{ri} \cdot l_i = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot (20,8 \cdot 4 + 8,4 \cdot 6) = 93 \text{ В.}$$

Активна складова:

$$\Delta U'_a = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U'_r = 500 - 93 = 407 \text{ В.}$$

5. Визначаємо переріз проводу в лівій частині лінії (ділянка А-2):

$$F_{A-2} = \frac{\sqrt{3} \sum I_{ai} l_i}{\gamma \cdot \Delta U'_a} = \frac{\sqrt{3} (24 \cdot 4 + 11,9 \cdot 6) \cdot 10^3}{32 \cdot 407} = 22,7 \text{ мм}^2.$$

6. Визначаємо втрату напруги у правій частині лінії (ділянка В-2):

Реактивна складова:

$$\Delta U''_r = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot (14,3 \cdot 4,8 + 8,2 \cdot 8) = 95 \text{ В;}$$

Активна складова:

$$\Delta U''_a = 500 - 95 = 405 \text{ В;}$$

7. Визначаємо переріз проводу в правій частині лінії (ділянка В-2):

$$F_{B-2} = \frac{\sqrt{3} (8,5 \cdot 8 + 21 \cdot 4,8) \cdot 10^3}{32 \cdot 405} = 22,6 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо до встановлення в лінії провід стандартного перерізу марки А25.

Запитання для самоконтролю

1. З якою метою виконують розрахунок електричних мереж за втратою напруги?
2. Як визначається спад напруги в лінії постійного струму?
3. Як визначається переріз проводів за допустимою втратою напруги лінії постійного струму?
4. Чому вектор напруги в кінці лінії змінного струму відрізняється від вектора напруги на початку лінії не лише за значенням, а й за напрямом?
5. Що називається спадом (падінням) напруги?
6. Що називається втратою напруги?
7. Що таке поздовжня складова падіння напруги?
8. У яких випадках при розрахунках нехтують поперечною складовою втрати напруги?
9. Що називають активною та реактивною складовою спаду напруги в колах змінного струму?
10. Яка різниця між спадом і втратою напруги в лініях змінного струму?
11. В чому полягає метод Степанова, що застосовується для розрахунку мереж за втратою напруги?
12. Алгоритм розрахунку електричних мереж за втратою напруги при сталому перерізу проводів.
13. Алгоритм розрахунку розгалужених електричних мереж за втратою напруги.
14. Як визначається точка струмоподілу в лініях із двостороннім живленням?
15. Як визначається значення струмів (потужностей), що витікають із джерел живлення в лінії із двостороннім живленням?
16. Що таке зрівняльний струм джерел живлення і чим він обумовлений?
17. Алгоритм визначення перерізу проводів в лінії з двостороннім живленням з проводами з кольорових металів.

РОЗДІЛ 7

ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

7.1 Вплив відхилень напруги на роботу споживачів електричної енергії

Як відмічалось вище, найефективніше споживачі електричної енергії працюють при номінальній напрузі. Проте забезпечити всіх споживачів номінальною напругою практично не можливо. Всякий провідник має певний опір, тому проходження електричного струму по електричній мережі пов'язане із втратами напруги. Ці втрати не залишаються сталими, так як навантаження мережі постійно змінюється на протязі доби, сезону, року і т.д.

Внаслідок зміни навантаження змінюється і втрата напруги в мережі, і, як наслідок, змінюється напруга на затискачах у споживачів. Ці зміни можуть бути швидкими і короткочасними (наприклад під час пуску асинхронного двигуна із короткозамкненим ротором) або повільними і тривалими (при поступовій зміні навантаження на протязі доби або року і при плавному регулюванні напруги).

Короткочасні і швидкі стрибкоподібні зміни напруги в мережі називають коливанням напруги.

Повільну плавну зміну напруги, що зумовлена зміною навантаження, називають відхиленням напруги. **Відхилення напруги** – це алгебраїчна різниця між напругою в даній точці і номінальною напругою мережі. Відхилення напруги виражають у вольтах або у відсотках від номінальної напруги мережі.

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

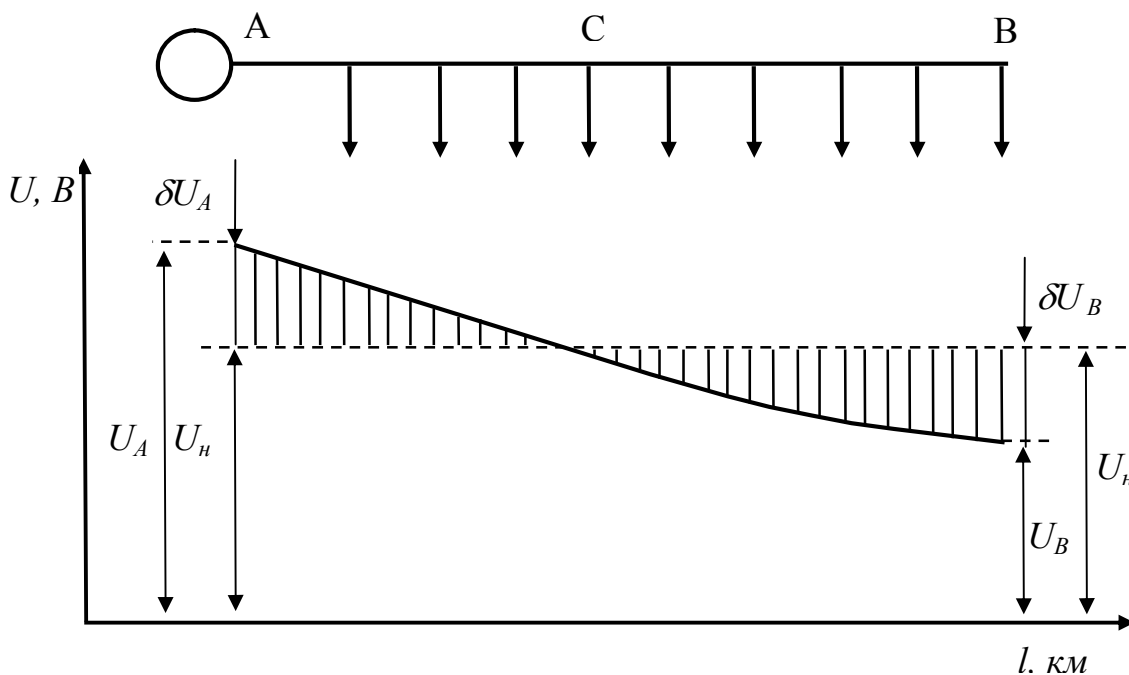


Рисунок 7.1 – Епюра розподілу напруги в лінії із рівномірним навантаженням

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

$$\delta U_A = U_A - U_n. \quad (7.1)$$

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

$$\delta U_B = U_B - U_n. \quad (7.2)$$

де U_A , U_B – відповідно напруга на початку та в кінці лінії, В;
 U_n – номінальна напруга мережі, В.

Відхилення напруги від номінальної впливає на роботу споживачів електричної енергії. Найбільш чутливі до зміни напруги лампи розжарювання. При зміні напруги лише на 1% потужність лампи змінюється на 1,5 %, світловий потік на 3,5 %, світлова віддача на 1,8 %, строк служби на 12...13%. Із сказаного слідує, що для ламп розжарювання відхилення напруги від номінальної є дуже не бажаним.

Люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги. При зміні напруги на 1% їх світловий потік змінюється на 1 %, а світлова віддача на 0,5 %. Проте при зниженні напруги на 6...7 % вони не загораються, а при збільшенні напруги на 6...7 % перегріваються дроселі та інша допоміжна апаратура.

Нагрівальні прилади (плити, праски, електропечі, електрокип'ятильники та ін.) відносно мало реагують на зміну напруги. Але потрібно враховувати те, що їх електрична потужність змінюється пропорційно квадрату напруги ($P=U^2/R$). Це означає, наприклад, що при напрузі 90 % від номінальної, електрична праска потужністю 800 Вт розвиває потужність лише 648 Вт (81%).

Зниження напруги веде до зменшення потужності електродвигунів. Важливо відмітити, що момент на валу асинхронного електродвигуна змінюється пропорційно квадрату прикладеної напруги (наприклад, при напрузі 90 % від номінальної момент обертання становитиме 81 % від номінального. Тому при зниженні напруги нормально завантаженого двигуна він може зупинитися (перекинутися), при цьому його ізоляція виходить із ладу.

В діючих нормах встановлено, що в сільських електричних мережах напруга на затискачах струмоприймачів не повинна перевищувати більше ніж на 5% і знижуватися також більше ніж на 5% від номінальної напруги мережі, тобто знаходитися в межах $\pm 5\%$ від U_n . Допускається максимально допустиме короткочасне відхилення напруги до $\pm 10\%$.

Напруга (відхилення напруги) у споживачів в значній мірі залежить від втрати напруги в елементах електричної мережі. Рівень напруги можна дещо підвищити шляхом підвищення напруги на шинах джерела живлення. Зменшити коливання напруги можна також шляхом збільшення перерізу проводів, але це веде до збільшення вартості лінії. Доцільніше за все підтримувати рівень напруги в мережі шляхом регулювання.

Електричні мережі необхідно проектувати таким чином, щоб найбільші відхилення напруги не перевищували допустимі значення і були якомога ближчими до них, щоб запобігти зайвих витрат металу проводів.

Втрата напруги в лінії пов'язана безпосередньо із відхиленням напруги. Для лінії (рисунк 7.1) відхилення напруги виражається наступним чином (7.1), (7.2):

$$\delta U_A = U_A - U_n. \quad \delta U_B = U_B - U_n.$$

Віднімемо із першого виразу другий, і отримаємо:

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

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

Як відмічалось вище, навантаження в лінії не залишається незмінним, а постійно і плавно змінюється.

Спостереження показали, що мінімальне навантаження в сільських електричних мережах не знижується менш ніж до 25 % від максимального, тобто $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$.

Відповідно, розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків: для навантаження 100 і 25 % максимуму. В першому випадку (100% навантаження) втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги було більше -5% , тобто

$$\delta U^{100} \geq -5\% U_n. \quad (7.4)$$

І навпаки, при навантаженні 25 % від максимуму втрата напруги в мережі приблизно в 4 рази менша, тому напруга в мережі, а особливо у споживачів, що розташовані поблизу підстанції, може значно перевищувати номінальну. В цьому випадку приймають заходи, щоб відхилення напруги на затискачах у споживача при 25% навантаженні не були більшими $+5\%$, тобто

$$\delta U^{25} \leq +5\% U_{ном}. \quad (7.5)$$

7.2 Вплив елементів електричної мережі на відхилення напруги

До складу електричної мережі входять різні елементи: генератори, трансформатори (підвищувальні та знижувальні), проводи ліній електропередачі та ін., які по різному впливають на відхилен-

ня напруги у споживачів. Для визначення відхилення напруги у споживачів необхідно враховувати вплив вказаних елементів.

Генератори електричних станцій можуть підтримувати напругу на затискачах незмінною (сталою) при будь-якому навантаженні або забезпечувати зустрічне регулювання напруги.

Режим сталої напруги, в якому працюють генератори енергетичних систем, полягає в тому, що напруга генератора під час його експлуатації, не залежно від навантаження, підтримується незмінною і на 5% перевищує номінальну напругу мережі. Режим сталої напруги генератора виражають наступним чином:

$$\delta U_{\varepsilon}^{100} = \delta U_{\varepsilon}^{25} = +5\%. \quad (7.6)$$

Режим зустрічного регулювання, в якому можуть працювати генератори переважно ізольованих електростанцій, полягає в тому, що напруга генератора під час його експлуатації регулюється пропорційно зміні навантаження. Застосування зустрічного регулювання дозволяє збільшити допустиму втрату напруги в мережі. Можливі наступні граничні відхилення на затискачах генератора при зустрічному регулюванні:

$$\delta U_{\varepsilon}^{100} = +10\%; \quad \delta U_{\varepsilon}^{25} = 0\%. \quad (7.7)$$

Трансформатори

Наближена схема заміщення однієї фази трансформатора представляє собою послідовно включені активний r_{mp} та реактивний x_{mp} опори. При проходженні струму через ці опори (через обмотки) трансформатора втрату напруги в них визначають за відомим виразом:

$$\Delta U_{mp} = \sqrt{3} I_{\max} (r_{mp} \cdot \cos \varphi + x_{mp} \cdot \sin \varphi) .$$

В довідкових таблицях технічних даних трансформаторів значення опорів обмоток не наводяться. В цих таблицях є дані про напругу короткого замикання трансформатора $u_k\%$, струм неробочого ходу $I_x\%$, втрати потужності неробочого ходу $\Delta P_x\%$ та коро-

ткого замикання $\Delta P_{м.н}$ %. Використовуючи вказані параметри втрати напруги в трансформаторі можна визначити за виразами:

$$\Delta U_{mp} = U_n \frac{S_{max}}{S_n} \left(\frac{u_a \%}{100} \cdot \cos \varphi + \frac{u_p \%}{100} \cdot \sin \varphi \right), \quad (7.8)$$

$$\Delta U_{mp} \% = \frac{S_{max}}{S_n} (u_a \% \cdot \cos \varphi + u_p \% \cdot \sin \varphi), \quad (7.9)$$

де $u_a \%$, $u_p \%$ – відповідно, активна та реактивна складова напруги короткого замикання трансформатора, %.

В свою чергу активна складова напруги короткого замикання визначається за виразом:

$$u_a \% = \frac{\sqrt{3} I_{н.мп}}{U_n} 100, \quad (7.10)$$

або

$$u_a \% = \frac{\Delta P_{м.н.}}{S_n} 100. \quad (7.11)$$

Реактивна складова напруги короткого замикання визначається за виразом:

$$u_p \% = \sqrt{(u_k \%)^2 - (u_a \%)^2}. \quad (7.12)$$

Для трансформаторів, що використовуються в сільських електричних мережах, при максимальному завантаженні, втрату напруги приймають в середньому наступною:

$$\Delta U_{mp}^{100} = (4...5)\%. \quad (7.13)$$

Відповідно при завантаженні трансформатора близько 25% втрату напруги приймають:

$$\Delta U_{mp}^{25} = 0,25 \cdot \Delta U_{mp}^{100}. \quad (7.14)$$

Вказані величини втрати напруги в трансформаторах приймають для наближених розрахунків.

Для компенсації втрати напруги в обмотках трансформаторів, їх виготовляють таким чином (вибір певної кількості витків обмотки), що в них забезпечується **стала надбавка**, яка дорівнює +5% (+10% – для трансформаторів 35/10 кВ із регулюванням напруги під навантаженням).

Якщо до первинної обмотки знижувального трансформатора підвести номінальну напругу, то на холостому ході напруга на вторинній обмотці становитиме 105% (110%) номінальної напруги мережі (наприклад 35/10,5 кВ, 35/11кВ, 10/0,4 кВ).

Крім того сучасні трансформатори виготовляють з перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) (при відключенні трансформатора від мережі) і з регулятором відгалужень обмотки під навантаженням (РПН) (без відключення його від мережі).

Трифазні знижувальні трансформатори із ПБЗ на напругу до 35 кВ включно мають в обмотці вищої напруги п'ять відгалужень (–5; –2,5; 0; +2,5; та + 5%) – це **регульована або змінна надбавка**. Відповідно, загальна надбавка трансформатора (сума постійної та регульованої (змінної) надбавок) в трансформаторах з ПБЗ може змінюватися від 0 до +10 % (**0** (+5, –5); **+2,5** (+5, –2,5); **+5** (+5, 0); **+7,5** (+5, +2,5); **+ 10%** (+5, +5)).

При експлуатації трансформатора його можна приєднувати до будь-якого відгалуження. В різні сезони року, в залежності від завантаження трансформатора, можна перемикати відгалуження. Основним завданням проектувальника є підбір оптимального відгалуження.

При використанні знижувального трансформатора у якості підвищувального, при підведенні до первинної обмотки напруги 105% – у вторинній обмотці буде напруга 100%. Відповідно, якщо до первинної обмотки підвести напругу 100%, то у вторинній буде 95%.

Таким чином постійна надбавка поміняє знак і становитиме – 5%. Змінні надбавки поміняються місцями, а загальна надбавка прийме значення від 0 до –10% (**0** (–5, +5); **–2,5** (–5, +2,5); **–5** (–5, 0); **–7,5** (–5, –2,5); **– 10%** (–5, –5))

При регулюванні напруги під навантаженням (РПН) перемикання здійснюється автоматично ступенями. Так, наприклад, для трансформаторів 35/10 кВ потужністю 1000...6300 кВА регулювання здійснюється в діапазоні $-9...+9\%$ (кроком $1,5\%$).

Більш ефективним є регулювання напруги при використанні трансформаторів із РПН. В цьому випадку, частіше за все, здійснюється зустрічне регулювання, тобто із зростанням навантаження напруга підвищується, а із зменшенням – знижується.

Шини живлячих підстанцій

Більшість споживачів електричної енергії у сільській місцевості живиться від енергосистеми через підстанції 110/35, 35/10, 110/35/10 та 110/10 кВ. За вимогами Правил улаштування електроустановок на шинах вторинної напруги вказаних підстанцій необхідно забезпечити зустрічне регулювання напруги в межах від 0 до $+5\%$ номінальної напруги мережі. Тобто відхилення напруги на шинах підстанції повинні бути наступними:

$$\delta U_{ПС}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{ПС}^{25} = 0\%. \quad (7.15)$$

На практиці відхилення напруги на шинах підстанцій часто виходять за вказані межі із різних причин. При проектуванні сільських мереж необхідно враховувати такі режими роботи підстанції.

При проектуванні сільських електричних мереж необхідно отримати від енергопостачального підприємства інформацію про відхилення напруги на шинах підстанції, від якої здійснюється живлення району.

При значному відхиленні напруги на шинах підстанції застосовують спеціальні заходи, наприклад регулювання напруги в сільській мережі.

Проводи повітряних ліній

Втрату напруги в проводах повітряних ліній при максимальному навантаженні $\Delta U_{ПЛ}^{100}$ визначають методом, який було розглянуто вище (розділ 6, вирази (6.38) та (6.39)).

Так як втрата напруги в лінії приблизно пропорційна навантаженню, то при мінімальній потужності, що споживається, в проводах повітряної лінії вона становить 25 % від максимального значення:

$$\Delta U_{ПЛ}^{25} = 0,25 \Delta U_{ПЛ}^{100}. \quad (7.16)$$

7.3 Визначення допустимої втрати напруги в мережі за таблицею відхилень

Допустима втрата напруги в мережі визначається допустимим відхиленням напруги у споживачів, яке повинне знаходитися в межах $\pm 5 \%$, та рівнем відхилення напруги на шинах джерела живлення (генератора, трансформаторної підстанції).

Відхилення напруги і втрата її в мережі пов'язані між собою рівнянням (7.3):

$$\delta U_A - \delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB},$$

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають таблицю відхилень напруги.

У таблиці розглядають два режими роботи мережі: режим максимальних навантажень (100%) і режим мінімальних навантажень (25%). У таблицю заносять всі елементи електричної мережі, від точки, для якої відомий режим напруги (генератор, шини трансформаторної підстанції) – до споживачів.

Таблицю відхилень напруги складають для найбільш віддаленої від джерела живлення трансформаторної підстанції і для найбільш наближеної підстанції.

Для обох режимів навантаження (100 і 25 %) записують усі відомі відхилення напруги на елементах мережі. Далі вибирають відгалуження трансформаторів. За режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в електричних лініях.

Загальна допустима втрата напруги в мережі під час 100 % навантаження визначається за виразом:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{змін.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}, \quad (7.17)$$

де $\delta U_{\text{живл.}}^{100}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 100% навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10 кВ підстанції 35/10кВ), %;

$\delta U_{\text{спож.}}^{100}$ – допустиме відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %;

$$\delta U_{\text{спож.}}^{100} = -5\% ;$$

$\sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{змін.}})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 100% навантаженні, %.

Одержану загальну допустиму втрату напруги $\Delta U_{\text{доп}}^{100}$ необхідно розділити між лініями різних класів напруги, що входять до складу мережі.

Доцільність вибраних відгалужень трансформаторів перевіряють за відхиленням напруги у споживачів у режимі мінімального навантаження $\delta U_{\text{спож.}}^{25}$ (порівнюють із допустимим).

Відхилення напруги у найближчого споживача при 25% навантаженні перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\% , \quad (7.18)$$

де $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10кВ підстанції 35/10кВ), %;

$\sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{змін.}})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 25% навантаженні, %.

Для прикладу розглянемо випадок живлення споживачів від шин 10 кВ трансформаторної підстанції 35/10 кВ, який є характерним для сільських споживачів. Визначальним тут є відхилення напруги в місці приєднання сільської мережі до підстанції (шини 10 кВ). Перед проектуванням сільської електричної мережі необхідно отримати точні відомості від енергопостачальної організації про рівень відхилення напруги на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ.

Визначимо допустиму втрату напруги для мережі, що наведена на рисунку 7.2.

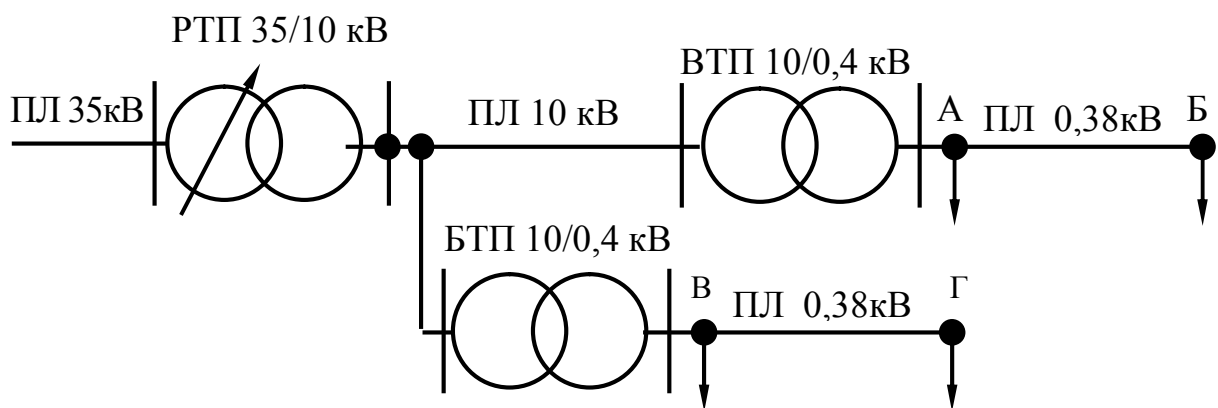


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема електричної мережі

Будемо вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ РТП в межах:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{100} = +5\%, \quad \delta U_{\text{живл.}}^{25} = 0\%.$$

Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10 та 0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 7.1).

Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора + 7,5 % (+5 – постійна; +2,5 – змінна надбавка). Тоді сумарно допустима втрата напруги в мережах 10 і 0,38 кВ до точки Б за виразом (7.17) становить:

$$\Delta U_{\text{дон Б}}^{100} = +5 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 13,5\%.$$

Таблиця 7.1 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Найближча ТП 10/0,4 кВ (БТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	– 6,0	–1,5	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– перемінна надбавка	+2,5	+2,5	-2,5	-2,5
– втрати	– 4	–1	– 4	–1
Лінія 0,38 кВ	– 7,5	0	– 7,5	0
Відхилення напруги у споживача	– 5	5 < +5	– 5	4 < +5

Загальна втрата напруги $\Delta U_{\text{дон } B}^{100}$, %, ділиться приблизно порівну між мережами (лініями) напругою 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{дон } 10}^{100} = -6\%, \quad \Delta U_{\text{дон } 0,38}^{100} = -7,5\%.$$

За виразом (7.18) перевіримо відхилення напруги у найближчого споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП (ВТП) (точка А). Будемо вважати, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0\%$ (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ТП, тобто лінія має дуже малу довжину), тоді:

$$\delta U_{\text{спож. А}}^{25} = 0 + (+5 + 2,5) - (1,5 + 1 + 0) = 5\% = +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 10кВ, яка дорівнює – 6 % (таблиця 7.1), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги в мережі визначається шляхом розрахунків. Вона не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт. 10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон } 10}^{100}.$$

Для найближчої ТП 10/0,4 кВ (БТП) приймаємо надбавку трансформатора +2,5 % (+5 – постійна; –2,5 – змінна надбавка). Так як до БТП лінія 10 кВ має дуже незначну довжину, то втрата на-

пруги в ній дорівнює 0 ($\Delta U_{10}^{100} = \Delta U_{10}^{25} = 0$). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{\text{доп } 0,38}^{100} = +5 + (+5 - 2,5) - (0 + 4) - (-5) = 7,5\%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень до точки В:

$$\delta U_{\text{спож. В}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0 + 1 + 0) = 4\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ (для ВТП та БТП, таблиця 7.1), яка дорівнює $-7,5\%$ перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт. } 0,38}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп } 0,38}^{100}.$$

При проектуванні мережі лише однієї підстанції ТП 10/0,4 кВ (ПТП), яка може бути розташована в будь-якому місці мережі 10 кВ (рисунки 7.3) постає питання визначення втрати напруги в мережі 0,38 кВ цієї підстанції.

Аналогічно, як і в попередньому випадку, для визначення допустимої втрати напруги в мережі 10 та 0,38 кВ складається таблиця відхилень (таблиця 7.2).

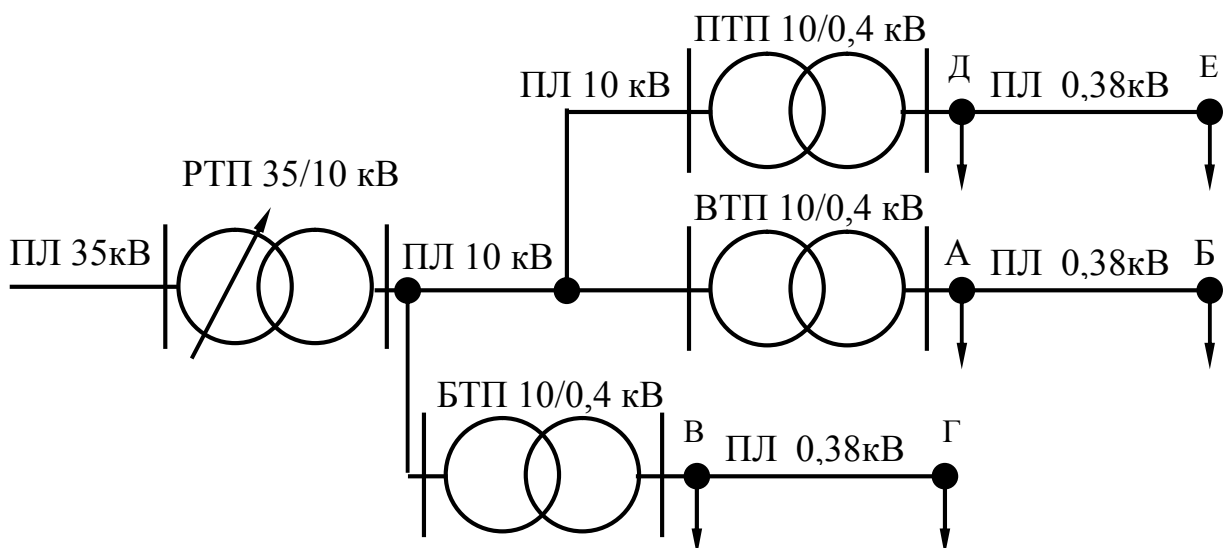


Рисунок 7.3 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 7.2 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Проектована ТП 10/0,4 кВ (ПТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	–6,0	–1,5	–3,0	0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– перемінна надбавка	+2,5	+2,5	–2,5	–2,5
– втрати	– 4	–1	– 4	–1
Лінія 0,38 кВ	– 7,5	0	– 8,0	0
Відхилення напруги у споживача	– 5	5 = +5	– 5	3,25 < +5

Для віддаленої підстанції (ВТП) розрахунки виконуються аналогічно як і в попередньому прикладі (таблиця 7.2).

За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює –6 % (таблиця 7.2), перевіряються вибрані перерізи проводів на всіх ділянках лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги в мережі визначається шляхом розрахунків. Вона не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт. 10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 10}}^{100}.$$

Після вибору перерізу проводів ПЛ 10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до шин 10 кВ проектованої ТП 10/0,4кВ (ПТП).

Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до шин 10 кВ ПТП (рисунок 7.3) складає $\Delta U_{\text{факт 10}}^{100} = -3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 7.2 і визначаємо допустиму втрату напруги в лініях 0,38 кВ, що відходять від ПТП.

Для проектованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна; 0 – перемінна надбавка). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Е складе:

$$\Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100} = +5 + (+5 + 0) - (3 + 4) - (-5) = 8\%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень до точки Д:

$$\delta U_{\text{спож.В}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0,75 + 1 + 0) = 3,25\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ (для ПТП, таблиця 7.2), яка дорівнює -8% перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ 0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт. 0,38}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100}.$$

7.4 Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску електричних двигунів

Пусковий струм короткозамкнених електродвигунів у 4...7,5 разів більший від їх номінального струму. Тому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна в кілька разів більша від втрати напруги при його нормальній роботі, що приводить до різкого зниження напруги на клеммах електродвигунів.

Пуски електродвигунів здійснюються не часто, а тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с. Тому відхилення напруги при пуску електродвигунів допускають значно більші, ніж при нормальній роботі. Проте пусковий момент повинен бути достатнім для розгону електродвигуна до номінальних обертів.

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (початковий момент приводного механізму менший за $1/3 M_{\text{дв}}$, або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах, у момент пуску, не нижче як на 30 % від номінальної. На затискачах інших електродвигунів напруга не повинна знижуватись більш як на 20 %.

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

Для того, щоб коливання напруги в мережі 0,38 кВ під час пуску асинхронного електродвигуна знаходилося у заданих межах, необхідно щоб виконувалася умова:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} \% , \quad (7.19)$$

де $\Delta U_{\text{дон}} \%$ – допустиме коливання (втрата) напруги в мережі, %;
 $\Delta U_{\text{факт}} \%$ – фактичне коливання (втрата) напруги в мережі, %.

Наближене значення фактичного коливання напруги у процентах, при пуску двигуна, визначають за формулою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{Z_{\text{м}}}{Z_{\text{м}} + Z_{\text{дв.}}} \cdot 100 \% , \quad (7.20)$$

де $Z_{\text{м}}$ – повний опір електричної мережі, Ом;
 $Z_{\text{дв.}}$ – повний опір короткого замикання двигуна, Ом.

Причому:

$$Z_{\text{дв.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв.}}} , \quad (7.21)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;
 κ_i – кратність пускового струму електродвигуна;
 $I_{\text{н.дв.}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані), А.

При живленні від трансформатора повний опір мережі визначається за виразом:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{л}} + Z_{\text{тр}} , \quad (7.22)$$

де $Z_{\text{л}}$ – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом;
 $Z_{\text{тр}}$ – повний опір короткого замикання трансформатора, Ом.

Повний опір лінії від трансформатора до двигуна:

$$Z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{0i}^2 + x_{0i}^2} , \quad (7.23)$$

де r_{0i}, x_{0i} – питомі опори проводів i -тої ділянки лінії, Ом/км;
 l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{mp} = \frac{u_k \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{n.tr}}, \quad (7.24)$$

де $u_k \%$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;
 U_n – номінальна напруга трансформатора з низької сторони, кВ;
 $S_{n.tr}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Перевіряємо умову (7.19):

$$\Delta U_{факт} \% \leq \Delta U_{дон} \%.$$

7.5 Регулювання напруги в сільських електричних мережах

Регулювання напруги в сільських електричних мережах покращує режим напруги у споживачів, підвищуючи при цьому якість електричної енергії, що поставляється споживачам.

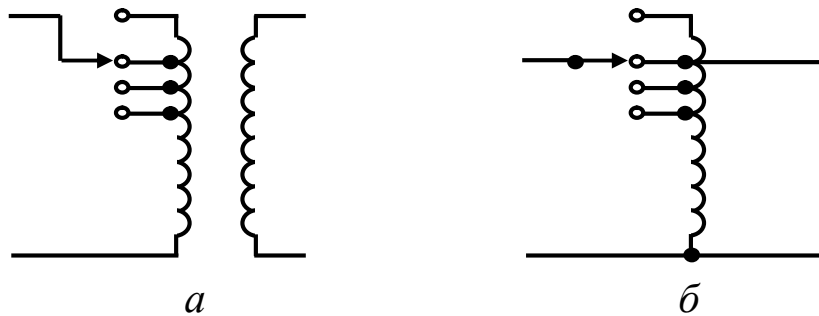
Регулювання напруги також підвищує допустиму втрату напруги в мережі до межі, яка визначається економічною доцільністю, що веде до зниження витрат металу на проводи.

Напругу в сільських електричних мережах, на сьогодні, можна підтримувати за допомогою мережевих регуляторів напруги різних типів, перемиканням відгалужень трансформаторів, включенням в мережу конденсаторів (паралельно або послідовно).

Мережеві регулятори напруги призначені для регулювання напруги в будь-яких точках мережі. Чим ближче регулятор до споживача тим ефективніше регулювання напруги. В якості регуляторів застосовують трансформатори або автотрансформатори із змінною коефіцієнту трансформації під навантаженням (рисунок 7.4).

Відгалуження обмотки для регулювання виконують із високої сторони (менші струми). Перемикач відгалужень виконують таким чином, щоб забезпечити перемикання без розриву кола. Керування регуляторами здійснюється автоматично. В якості пер-

винного перетворювача (датчика) напруги застосовується реле напруги. Для відстроювання від короточасних змін напруги в мережі і для зменшення кількості перемикачів протягом доби передбачається витримка часу яку забезпечує реле часу. Перемикання відгалужень здійснюється електродвигуном постійного струму.



а – трансформатора із регулюванням напруги під навантаженням; *б* – автотрансформатора із регулюванням напруги під навантаженням.

Рисунок 7.4 – Схема однієї фази

Із 1963 року випускаються трансформатори із РПН типу ТМН. Для потужностей 1000...6300 кВА, частіше за все, застосовують межі регулювання $\pm 9\%$ ($\pm 6 \times 1,5 \%$). В перемикачі є шість ступенів тонкого регулювання і один ступінь грубого регулювання (рівний половині діапазону регулювання).

Вказані регулятори дозволяють підтримувати напругу на виводах трансформатора на рівні $105 \% U_n$. Таким шляхом здійснюється компенсація втрати напруги в лінії і в самому трансформаторі.

На рисунку 7.5 представлена функційна схема простого пристрою автоматично регулювання напруги під навантаженням.

Регулятор приєднують до вимірювального трансформатора напруги TV і трансформатора струму ТА через відповідні проміжні трансформатори TVL та TAL.

Зміна коефіцієнта трансформації здійснюється за законом зустрічного регулювання. У разі відхилення напруги від заданого рівня вихідні реле регулятора (KL1, KL2) посиляють у привід перемикача відгалужень сигнали «Вище» (KL1) або «Нижче» (KL2) з витримкою часу, що створюється органом витримки часу ОВЧ.

Послідовне (поздовжнє) підключення конденсаторів.

Як відомо, втрати напруги в лінії залежать від номінальної напруги, навантаження та електричного опору:

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

або

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot r + \sum Q \cdot x}{U_n} .$$

Таким чином, змінювати значення втрат напруги в мережі на практиці можна шляхом зміни опору мережі (лінії) та її навантаження.

Для компенсації втрати напруги в повітряних лініях (зниження опору лінії) використовують послідовне підключення конденсаторів.

У повітряних лініях електропередачі з великим перерізом проводів реактивний опір x є значно більшим в порівнянні із активним r . Відповідно, втрата напруги в лінії значною мірою залежить від величини її реактивного опору.

При послідовному підключенні конденсаторів втрата напруги в лінії:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (r \cos \varphi + (x_L - x_C) \sin \varphi) , \quad (7.25)$$

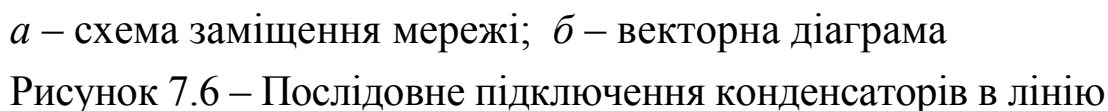
або

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot r + \sum Q \cdot (x_L - x_C)}{U_n} . \quad (7.26)$$

Зменшення втрати напруги в мережі, перш за все, залежить від коефіцієнта потужності навантаження. Коефіцієнт потужності сільських мереж в період максимального навантаження становить 0,7...0,9. Застосування поздовжньої компенсації втрати напруги в таких мережах є доцільним.

При послідовному підключенні конденсаторів в лінію (рисунк 7.6, а) ступінь компенсації залежить від струму, тобто із зростанням навантаження зростає і компенсація втрати напруги. Особливо ефективно компенсуються втрати напруги від пуску

Так як конденсатори в нормальному режимі знаходяться під напругою, що становить 5...20% від напруги мережі, то їх вибирають на найближче стандартне значення напруги, яке значно менше напруги мережі. При короткому замиканні майже вся напруга мережі буде прикладена до конденсаторів, тому їх необхідно захищати від перенапруги. Послідовно підключені конденсатори захищати від перенапруги можна за допомогою іскрових проміжків або розрядників.



Необхідна потужність конденсаторів Q_C , ВАр:

$$Q_C = \left(\sin \varphi - \sqrt{\frac{1}{(1 + \delta U_{C*})^2} - \cos^2 \varphi} \right) \cdot S_{\max}. \quad (7.27)$$

де $S_{\max}$ – максимальна потужність мережі в місці встановлення конденсаторів, ВА;

φ – кут зсуву фаз навантаження при максимальному режимі;

δU_{C*} – надбавка напруги, яку необхідно отримати, виражена у відносних одиницях до напруги мережі.

Із наведених вище виразів маємо, що при поздовжній компенсації необхідна надбавка напруги визначається за формулою:

$$\delta U_C = \sqrt{3} I \cdot x_c, \quad (7.28)$$

де I – струм навантаження мережі, А;

x_c – ємнісний опір конденсатора, Ом.

Для вибору конденсаторів визначають їх реактивний опір:

$$x_C = \frac{Q_C}{3I^2}, \quad (7.29)$$

$$I = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (7.30)$$

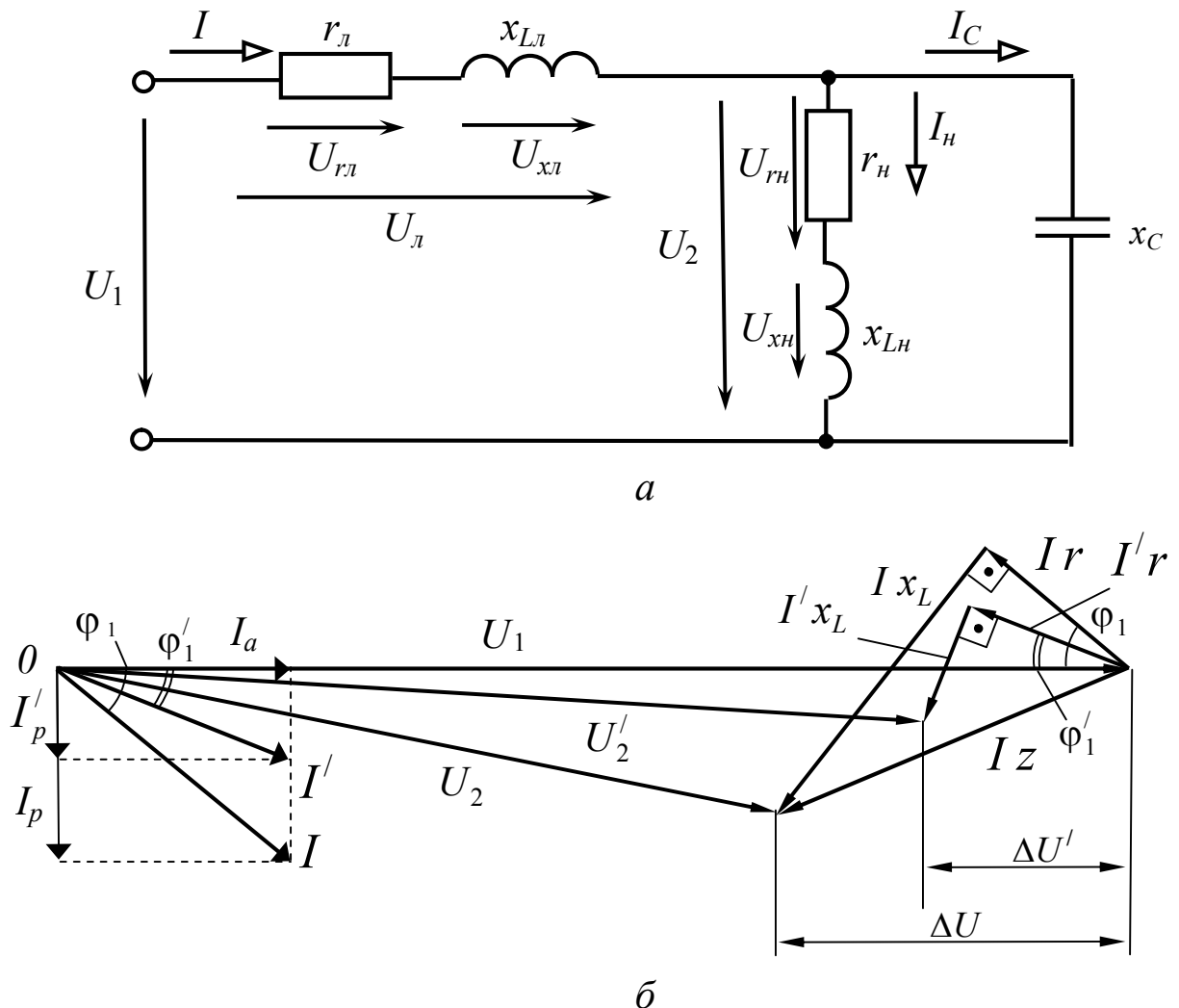
Конденсатори підбирають таким чином, щоб їх опір був якомога ближчим до розрахункового, але не менше його.

Для радіальної лінії із навантаженням в кінці, з точки зору регулювання напруги, розміщувати конденсатори можна в будь-якій точці мережі. Проте, доцільно розміщувати конденсатори в кінці лінії, біля споживача. При такому розміщенні конденсатори менше піддаються перенапругам, так як більшість коротких замикань буде виникати до них.

Паралельне підключення конденсаторів.

Іншим способом зменшення втрат напруги в мережі є компенсація реактивної потужності споживачів (зменшення наванта-

ження споживачів) або так звана поперечна ємнісна компенсація, при якій статичні конденсатори включаються паралельно навантаженню (рисунк 7.7, а).



а – схема заміщення мережі; б – векторна діаграма

Рисунок 7.7 – Паралельне підключення конденсаторів

Як відомо, значна частина електроприймачів, що приєднані до електричної мережі, окрім активної потужності споживають також і реактивну. Основними споживачами реактивної потужності в сільськогосподарському виробництві є асинхронні двигуни.

Частина реактивної потужності втрачається в обмотках трансформаторів і в проводах ліній електропередачі. Передача реактивної потужності по мережі для цих споживачів спричиняє додаткові втрати напруги та енергії.

Для розвантаження мережі від реактивної потужності доцільно цю потужність або її частину генерувати на місці споживання (біля споживача). Джерелом реактивної потужності є, наприклад, статичні конденсатори, що встановлюються на місці споживання і підключаються паралельно навантаженню. Конденсатор в цьому випадку є джерелом потужності, що випереджає (ємнісної) або, що те ж саме – джерелом реактивної потужності.

Втрата напруги при поперечній компенсації визначається:

$$\Delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot r + (I_p - I_c) \cdot x), \quad (7.31)$$

або

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot r + \sum (Q_L - Q_C) \cdot x}{U_n}. \quad (7.32)$$

Значить при паралельному включенні конденсаторів:

$$\Delta U_{рег} = \sqrt{3} I_c \cdot x, \quad (7.33)$$

де I_c – ємнісний струм лінії, А;
 x – індуктивний опір лінії, Ом.

Потужність пристрою компенсації при паралельному підключенні конденсаторів визначається за виразом:

$$Q_c = P \cdot (tg\varphi - tg\varphi'), \quad (7.34)$$

де P – активна потужність споживачів, кВт;
 $P \cdot tg\varphi$ – реактивна потужність споживачів без компенсації, кВАр;
 $P \cdot tg\varphi'$ – реактивна потужність, що передається по лінії при компенсації, кВАр.

Ємність конденсаторів визначається за виразом:

$$C_{комп} = \frac{Q_{комп}}{2\pi f U^2}, \quad (7.35)$$

де f – частота струму, Гц.

Векторна діаграма напруги з врахуванням поперечної компенсації представлена на рисунку 7.7 б.

Практичні заняття

ЗАДАЧА 7.1

Визначити допустиму втрату напруги в електричній мережі 10/0,4 кВ, наведений на рисунку 7.8. Живлення споживачів здійснюється від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ. Прийняти, що РТП (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах $\delta U_{\text{спож.}}^{100} = +4\%$, $\delta U_{\text{живл.}}^{25} = -1\%$. Фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП складає $\Delta U_{\text{факт } 10}^{100} = -4\%$.

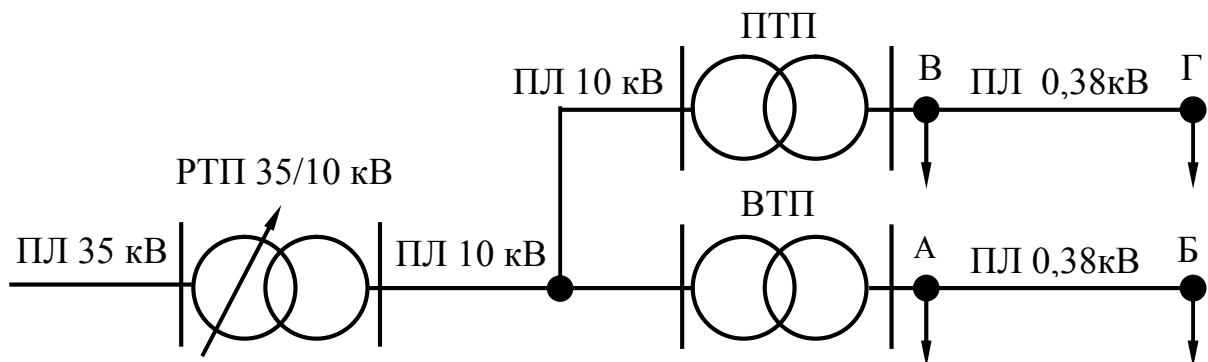


Рисунок 7.8 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 7.3).

Таблиця 7.3 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Проектowana ТП 10/0,4 кВ (ПТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+4	-1	+4	-1
Лінія 10 кВ	-6	-1,5	-4	-1
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– змінна надбавка	+2,5	+2,5	0	0
– втрати	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,38 кВ	-6,5	0	-6	0
Відхилення напруги у споживача	-5	4 < +5	-5	2,0 < +5

2. Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці значення відхилень напруги на них.

3. Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора 10/0,4 кВ +7,5% (+5 – постійна; +2,5 – змінна надбавка).

4. Визначаємо сумарну допустиму втрату напруги в мережі 10/0,38 кВ до точки Б:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}$$

$$\Delta U_{\text{дон Б}}^{100} = +4 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 12,5\%.$$

5. Загальну втрату напруги $\Delta U_{\text{дон}}^{100}$, %, розподіляємо приблизно порівну між мережами (лініями) 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{дон 10}}^{100} = -6\%, \quad \Delta U_{\text{дон 0,38}}^{100} = -6,5\%.$$

6. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача віддаленої ТП (ВТП) при 25% навантаженні (точка А). Приймаємо, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0\%$ (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ВТП), тоді:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\%$$

$$\delta U_{\text{спож. А}}^{25} = -1 + (+5 + 2,5) - (1,5 + 1 + 0) = 4\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює – 6 % (таблиця 7.3), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги до будь-якої точки мережі 10 кВ не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{\text{факт. 10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон 10}}^{100}$.

7. Після вибору перерізу проводів ПЛ 10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до проекрованої ТП 10/0,4кВ (ПТП). Згідно із завданням, фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП складає $\Delta U_{\text{факт 10}}^{100} = -4\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 7.3.

8. Для проекрованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна; 0 – змінна надбавка).

9. Допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}$$

$$\Delta U_{\text{дон 0,38}}^{100} = +4 + (+5 + 0) - (4 + 4) - (-5) = 6\%.$$

10. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача проектованої ТП (ПТП) при 25% навантаженні (точка В):

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\%$$

$$\delta U_{\text{спож. В}}^{25} = -1 + (+5 + 0) - (1 + 1 + 0) = 2\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ для ПТП, яка дорівнює -6% (таблиця 7.3), перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ 0,38 кВ, що відходять від ПТП. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{\text{факт. 0,38}}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон 0,38}}^{100}$.

ЗАДАЧА 7.2

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором АИР132М4 потужністю 11 кВт і напругою 0,38 кВ встановлений в приміщенні майстерні (рисунок 7.9). Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю 25 кВА повітряною лінією довжиною 0,35 км, яку виконано проводом АС25. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{\text{дон}} = 30\%$. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного електродвигуна.

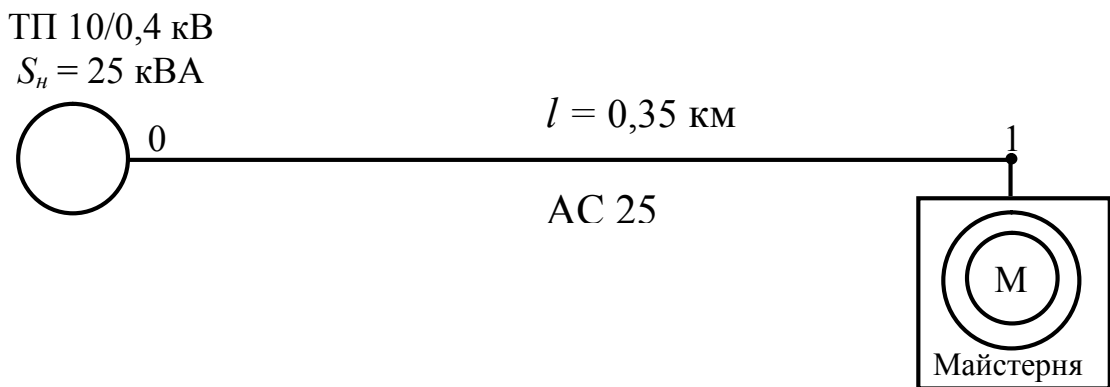


Рисунок 7.9 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в **додатку Б**.

1. Задаємося умовою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

2. Повний опір короткого замикання асинхронного двигуна:

$$z_{\partial\partial} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{n.\partial\partial}}; \quad z_{\partial\partial} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot 22} = 1,33 \text{ Ом.}$$

3. Повний опір лінії 0,38 кВ від трансформатора до двигуна:

$$z_l = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}; \quad z_l = 0,35 \cdot \sqrt{1,146^2 + 0,319^2} = 0,41 \text{ Ом.}$$

4. Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{mp} = \frac{U_{\kappa} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{n.mp}}; \quad z_{mp} = \frac{4,7 \cdot 380^2}{100 \cdot 25000} = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. Повний опір мережі:

$$z_m = z_l + z_{mp}; \quad z_m = 0,41 + 0,27 = 0,68 \text{ Ом.}$$

6. Фактичне коливання (втрати) напруги в процентах під час пуску асинхронного електродвигуна:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{z_m}{z_m + z_{\partial}} \cdot 100 \% ,$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,68}{0,68 + 1,33} \cdot 100 \% = 34\%.$$

7. Перевірка:

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

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 34 > \Delta U_{\text{дон}} = 30\% .$$

Задана умова не виконується. Для зниження фактичного коливання напруги під час пуску двигуна необхідно збільшити переріз проводу повітряної лінії. Приймаємо провід марки АС35.

Тоді:

$$Z_l = 0,35 \cdot \sqrt{0,773^2 + 0,308^2} = 0,29 \text{ Ом.}$$

$$Z_m = 0,29 + 0,27 = 0,56 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,56}{0,56 + 1,33} \cdot 100 = 29\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 29\% < \Delta U_{\text{дон}} \% = 30\%.$$

Умова виконується.

Запитання для самоконтролю

1. Як впливають відхилення напруги на роботу споживачів?
2. Як пов'язані втрата та відхилення напруги в мережі?
3. Які прийняті допустимі відхилення напруги в мережі для сільськогосподарських споживачів?
4. В чому полягає принцип сталого регулювання напруги?
5. В чому полягає принцип зустрічного регулювання напруги?
6. Що таке постійна та перемінна надбавка трансформатора?
7. Яке призначення перемикача відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) ?
8. Скільки положень має перемикач відгалужень без збудження?
9. Що таке регулювання напруги під навантаженням (РПН)?
10. З якої сторони і чому у знижувального трансформатора встановлюється пристрій РПН?
11. Як впливають на відхилення напруги в мережі генератори електростанцій?
12. Як впливають на відхилення напруги в мережі силові трансформатори?
13. Як впливають на відхилення напруги в мережі повітряні та кабельні лінії електропередачі?
14. Які режими навантаження мережі розглядають при визначенні допустимої втрати напруги в мережі?
15. З якою метою виконують перевірку електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна?
16. Як визначається фактичне коливання напруги в мережі під час пуску електродвигуна?
17. Які технічні засоби застосовують для регулювання напруги в сільських електричних мережах?
18. Переваги та недоліки регулювання напруги в мережі за допомогою статичних конденсаторів?

РОЗДІЛ 8

СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

8.1 Загальні відомості про короткі замикання та замикання на землю

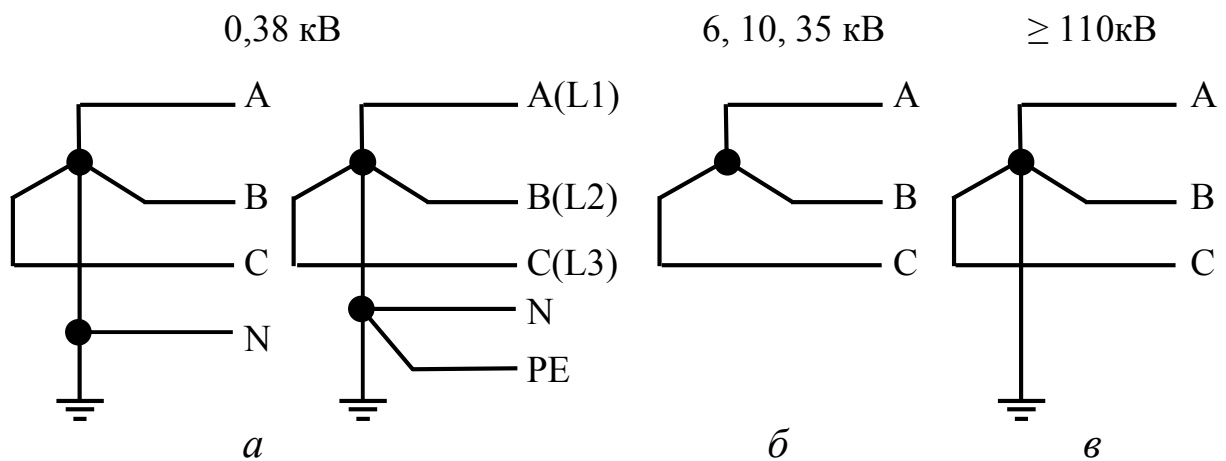
Трифазні електричні мережі можуть працювати як з ізолюваною так і з заземленою нейтраллю.

Нейтраль обмотки трансформатора, що приєднана до заземлюючого пристрою безпосередньо, або через малий опір називають глухо заземленою, а мережі, які приєднані до такої обмотки – *мережами із глухо заземленою нейтраллю*.

Нейтраль, яка не приєднана до заземлюючого пристрою, або приєднана до нього через індуктивний опір, налаштований на ємність мережі, називають ізолюваною нейтраллю. Електричні мережі, що працюють у такому режимі називають *мережами з ізолюваною нейтраллю*, а при наявності компенсуючих пристроїв – *із компенсованою нейтраллю*.

В Україні режим нейтралі мережі вирішується в залежності від її номінальної напруги. В мережах напругою 380 В поряд із трьома фазними проводами прокладають четвертий (четвертий та п'ятий) нульовий провід (нульовий та захисний), який заземлюють на початку і в кінці лінії, а також в проміжних точках (повторне заземлення). Таким чином на напругу 380 В споруджують чотирипровідні (п'ятипровідні) мережі із глухо заземленою нейтраллю (рисунок 8.1, а).

В електричних мережах напругою 6, 10 та 35 кВ – нейтраль ізолювана від землі і лінії виконують трипровідними (три фазних проводи). В окремих випадках нейтраль може з'єднуватися із землею через значний індуктивний опір (реактор). Як наслідок, такі мережі є мережами з ізолюваною (компенсованою) нейтраллю (рисунок 8.1, б).



a – чотирипровідна (п'ятипровідна) електрична мережа із глухо заземленою нейтраллю; *б* – трипровідна мережа з ізолюованою нейтраллю; *в* – трипровідна електрична мережа із глухо заземленою нейтраллю

Рисунок 8.1 – Режим нейтралі електричних мереж

В електричних мережах напругою 110 кВ і вище, хоч і прокладають лише три фазних проводи, але нейтраль трансформаторів заземлюють (глухо або через невеликий опір). Таким чином отримують трипровідні мережі із глухо заземленою нейтраллю (з ефективно заземленою нейтраллю) (рисунок 8.1, *в*).

В мережах до 1000 В нейтраль заземлюють в основному із міркувань безпеки, а в мережах високої напруги (понад 1000 В) – для забезпечення мінімальної вартості ізоляції. При однофазних замиканнях напруга на непошкоджених фазах становить приблизно 0,8 міжфазної напруги в нормальному режимі роботи.

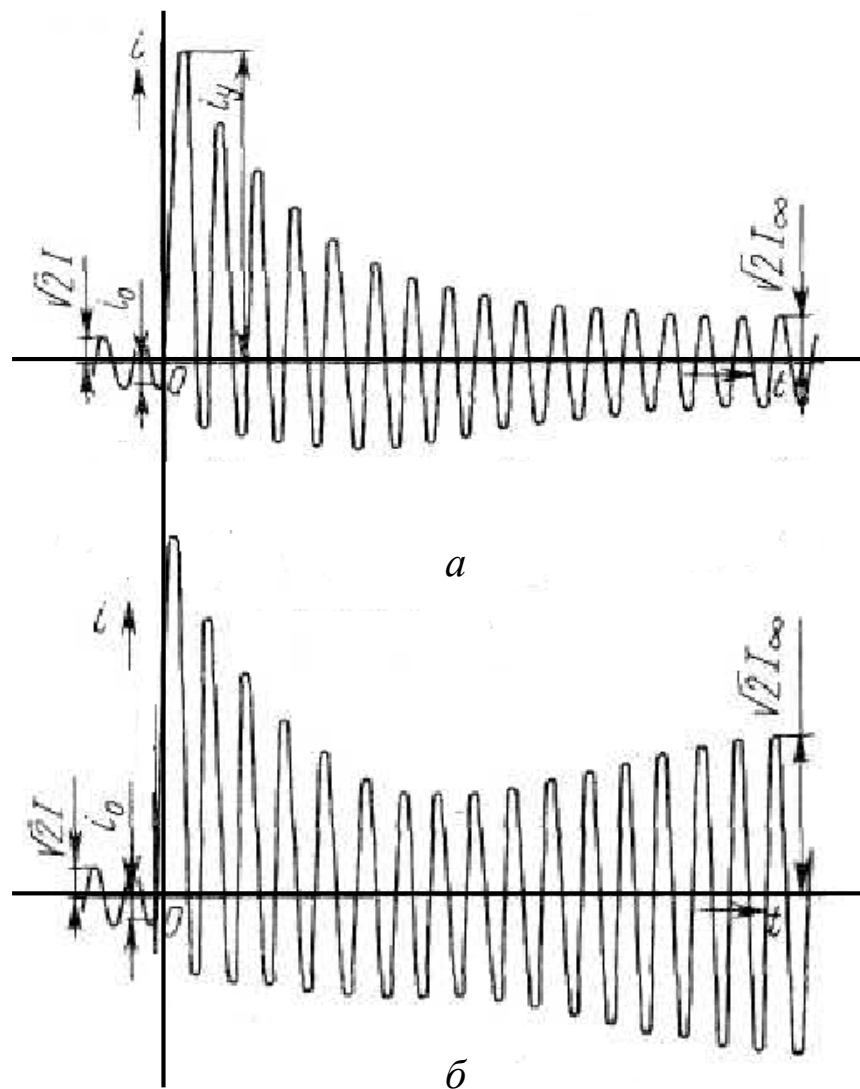
Однією із основних причин порушення нормальної роботи електричних установок є короткі замикання в них.

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

В системах з ізолюованою нейтраллю (6, 10, 35 кВ) замикання на землю однієї фази не є коротким замиканням, воно так і називається – **замикання на землю**. Одночасне замикання на зем-

лю двох різних фаз в системах із ізольованою нейтраллю є **двофазним коротким замиканням через землю**.

Внаслідок короткого замикання (к.з.) значно підвищується сила струму в мережі. На рисунку 8.2, *а* наведено осцилограму струму к.з. при замиканні біля електростанції із генераторами, що не мають автоматичних регуляторів збудження (АРЗ). До к.з. в лінії було навантаження із струмом I . Коротке замикання сталося тоді, коли миттєве значення струму становило i_0 . На початку першого напівперіоду струм к.з. збільшився до найбільшого миттєвого значення i_y , яке називається **ударним струмом**. В наступні періоди струм к.з. плавно зменшується до усталеного значення I_∞ .



а – к.з. біля генератора без АРЗ; *б* – к.з. біля генератора із АРЗ

Рисунок 8.2 – Осцилограма струму короткого замикання

Якщо ж коротке замикання відбувається неподалік від генератора із АРЗ (рисунок 8.2, б), то процес протікає дещо по-іншому. Після к.з. напруга в мережі знижується, АРЗ вступає в дію і підвищує напругу в мережі і, відповідно, підвищується значення усталеного струму к.з. I_{∞} .

Найпростішим видом короткого замикання, із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому к.з. опір усіх трьох фаз до точки к.з. буде однаковим. Позначається симетричне трифазне к.з. наступним чином: $K^{(3)}$.

До несиметричних к.з. можна віднести двофазне (двополюсне) коротке замикання $K^{(2)}$, двофазне **на землю** $K^{(1.1)}$ і однофазне (однополюсне) к.з. $K^{(1)}$. Останній вид к.з. може спостерігатися лише в системах (мережах) із заземленою нейтраллю.

В мережах із заземленою нейтраллю до 65 % від загальної кількості к.з. становлять однофазні к.з., 20 % – двофазні замикання на землю, 10 % – двофазні к.з., і лише до 5% – трифазні к.з.

В мережах з ізольованою нейтраллю 60...70 % становлять двофазні к.з. і лише до 30 % – трифазні к.з.

Причини виникнення короткого замикання в електричних мережах:

- порушення ізоляції внаслідок атмосферних або комутаційних перенапруг;
- порушення ізоляції внаслідок її старіння;
- механічне пошкодження ізоляції птахами, тваринами, деревами або внаслідок діяльності людей;
- замикання внаслідок помилок обслуговуючого персоналу.

При короткому замиканні, внаслідок протікання в мережі значних струмів, може підвищуватися температура струмоведучих частин, що може привести до їх пошкодження. Також при к.з. можуть виникати електродинамічні зусилля, які також ведуть до пошкодження обладнання. Зниження напруги в мережі при к.з. веде до виходу із ладу електродвигунів.

Для запобігання або для зведення до мінімуму негативних наслідків від к.з. потрібно вміти розраховувати струми к.з. Необхідно розраховувати максимальні та мінімальні струми к.з. мережі.

Максимальні значення струмів к.з. розраховують для:

- вибору струмоведучих частин та електричних апаратів;
- перевірки струмоведучих частин та електричних апаратів на термічну та динамічну стійкість;
- проектування (розрахунку параметрів) релейного захисту;
- вибору засобів обмеження струмів.

Мінімальні значення струмів к.з. розраховують для розрахунку параметрів та налаштування релейного захисту і перевірки його на надійність роботи (чутливість).

Для визначення максимальних струмів к.з. в заданих точках мережі приймають ряд припущень:

- всі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;
- всі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями АРЗ і мають форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% більша від номінальної;
- насичення магнітних систем відсутнє;
- для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір. Активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 0,33 індуктивного;
- струмами намагнічування трансформаторів нехтують;
- опір в місці к.з. приймається рівним нулю;
- при к.з. поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

8.2 Початковий період короткого замикання

Як відомо із курсу «Теоретичні основи електротехніки», при вмиканні на сталу напругу змінного струму електричного ко-

ла, що включає в себе послідовно з'єднані активний опір r та індуктивність із коефіцієнтом самоіндукції L справедливим є диференціальне рівняння:

$$u = i \cdot r + L \cdot \frac{di}{dt}, \quad (8.1)$$

де i, u – миттєві значення струму та напруги;
 t – час з моменту включення кола під напругу.

Розв'язання рівняння (8.1) дає змогу визначити струм в колі i_k , який i є струмом короткого замикання:

$$i_k = \frac{U_{\max}}{z} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + K \cdot e^{-\frac{r}{L}t},$$

$$i_k = I_{n.\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + K \cdot e^{-\frac{r}{L}t} = i_n + i_a, \quad (8.2)$$

де $U_{\max}$ – максимальне значення прикладеної до кола синусоїдальної напруги;

z – опір кола;

ω – частота змінного струму, $\omega = 2\pi f$;

α – кут фази підключення кола на напругу u ;

φ_k – кут зсуву між струмом к.з. i_k та напругою u , $\varphi_k \approx 90^\circ$;

K – стала, яка визначається із початкових умов;

e – основа натурального логарифму;

i_n – періодична синусоїдальна складова струму к.з.;

i_a – аперіодична затухаюча експоненціальна складова.

Із виразу (8.2) видно, що струм короткого замикання i_k складається із двох частин – періодичної синусоїдальної складової i_n та аперіодичної затухаючої експоненціальної складової i_a .

Для визначення величини K розглянемо вираз (8.2) в момент часу $t = 0$:

$$i_{k0} = i_{n0} = i_{n0} + i_{a0} = I_{n.\max} \cdot \sin(\alpha - \varphi_k) + K. \quad (8.3)$$

Звідки можемо визначити постійну K :

$$K = i_{a0} = i_{n0} - i_{n0}. \quad (8.4)$$

З іншої сторони, відношення L/r є постійною часу експоненціальної кривої аперіодичної складової струму к.з.:

$$T_a = \frac{L}{r} = \frac{x}{\omega \cdot r}. \quad (8.5)$$

Остаточно рівняння для миттєвого значення струму к.з. прийме вигляд:

$$i_k = i_n + i_a = I_{n.\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (8.6)$$

У початковий період короткого замикання нас цікавить найбільше можливе значення струму к.з., тобто умови, при яких аперіодична складова i_{a0} буде максимальною.

Із виразу (8.4) випливає, що аперіодична складова дорівнює абсолютному значенню періодичної складової лише при $i_{n0} = 0$, тоді

$$i_{a0} = -i_{n0}.$$

Якщо в електричному колі є струм навантаження, то i_{a0} зменшується на значення цього струму. Отже, однією із умов отримання найбільшого можливого для даної схеми струму к.з. в початковий період є відсутність навантаження в колі, що замикається.

Найбільше значення періодичної складової при $t = 0$, очевидно, може дорівнювати:

$$i_{n0} = I_{n.\max}.$$

Це можливо лише у випадку коли $\varphi_k \approx 90^\circ$, якщо коротке замикання виникло при переході струму через нуль, тобто коли $\alpha = 0$ (рисунк 8.3).

В цьому випадку струм к.з. в момент $t = 0$:

$$i_{k0} = I_{n.\max} \cdot \sin(-90^\circ) + I_{n.\max} = 0.$$

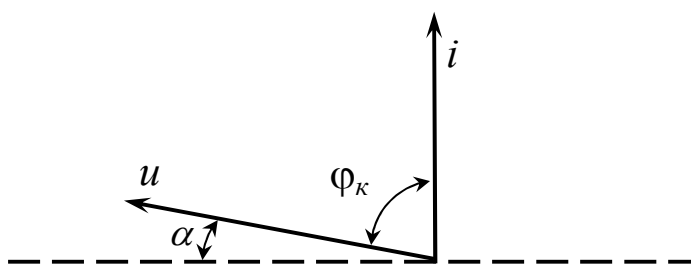


Рисунок 8.3 Умови утворення найбільшого значення періодичної складової струму к.з. в початковий момент короткого замикання

На рисунку 8.4 зображено криву струму к.з. i_k та його складових i_n та i_a при найбільшому, можливому в даних умовах, значенні аперіодичної складової. Крива періодичної складової представляє собою синусоїду із $I_{n.max} = const$.

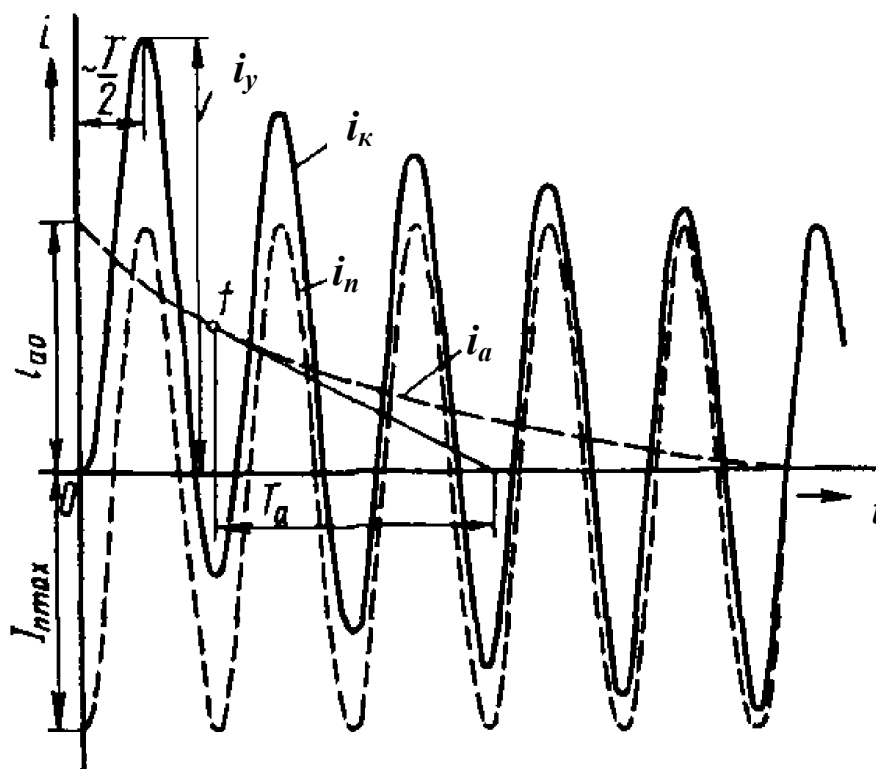


Рисунок 8.4 – Криві струму короткого замикання та його складових при найбільшому значенні аперіодичної складової

Крива аперіодичної складової i_a є експоненціальною зату-
хаючою кривою. Стала часу T_a є піддотичною до цієї кривої в
будь-якій її точці (наприклад в точці f , рисунок 8.4).

Крива струму к.з. отримується при підсумовуванні значень
періодичної та аперіодичної складових струму к.з. в кожний мо-

мент часу із урахуванням їх знаку. Вона є симетричною відносно осі часу. Криволінійною віссю симетрії її є крива аперіодичної складової i_a . Після повного затухання останньої (i_a) крива струму к.з. співпадає з його періодичною складовою i_n .

Найбільше миттєве значення струму к.з. за період короткого замикання, яке називається **ударним струмом**, спостерігається по закінченні напівперіоду після замикання, тобто при $t = 0,01$ с. Тоді із виразу (8.6) отримаємо:

$$i_y = I_{n.\max} \cdot \sin(180^\circ + 0 - 90^\circ) + I_{n.\max} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

$$i_y = I_{n.\max} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = k_y \cdot I_{n.\max}. \quad (8.7)$$

Ударний коефіцієнт k_y показує, наскільки ударний струм більше максимального значення періодичної складової. Значення ударного коефіцієнту залежить лише від значення сталої часу T_a , яка в свою чергу, залежить від співвідношення коефіцієнта самоіндукції L і активного опору r електричного кола, що розглядається. Відношення L/r теоретично може змінюватися від 0, коли коефіцієнт самоіндукції $L = 0$, до нескінченності, коли активний опір $r = 0$. Ударний коефіцієнт у цих випадках буде змінюватися від одиниці до двох. В реальних електричних мережах максимальне значення ударного коефіцієнта $k_y = 1,8$.

Для сільських електричних мереж, що живляться від потужних енергетичних систем, ударний коефіцієнт необхідно приймати $k_y = 1,8$ у випадку, коли коротке замикання відбувається на шинах нижчої напруги підстанцій із вищою напругою 110 кВ і вище. При к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із вищою напругою 35 кВ $k_y = 1,5$. При к.з. в мережі 10 та 0,38 кВ ударний коефіцієнт $k_y = 1,0$.

Для практичних розрахунків найбільш цікавим є максимальне діюче значення струму к.з. I_y . Під ним розуміють середньо-

квадратичне значення струму за перший період процесу к.з. Це значення визначають за виразом:

$$I_y = I_n \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (8.8)$$

де I_n – діюче значення періодичної складової струму к.з.

Всі розглянуті вище міркування справедливі для випадку, коли напруга живлення в процесі короткого замикання залишається незмінною (при живленні від потужних енергосистем).

8.3 Складання розрахункових та еквівалентних схем

При визначенні струмів короткого замикання використовують один із двох методів:

1. **Метод практичних** (іменованих) одиниць – параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтах та ін.);

2. **Метод відносних** одиниць – параметри схеми виражають в частках або відсотках від величини прийнятої в якості основної (базисної).

Метод практичних одиниць застосовують для розрахунку струмів к.з. відносно простих електричних схем із невеликою кількістю ступенів трансформації.

Методом відносних одиниць зручніше користуватися при розрахунку струмів к.з. в складних розгалужених електричних мережах із декількома ступенями трансформації.

Періодичну складову струму к.з. $I_n^{(3)}$ можна визначити будь-яким методом для розрахунку лінійних електричних кіл. На практиці використовують метод еквівалентних перетворень, за допомогою якого еквівалентну схему заміщення зводять до простішого вигляду. Струм в такій схемі, визначений за законом Ома, і є струмом короткого замикання.

При централізованому електропостачанні сільськогосподарських споживачів від потужних енергетичних систем, якщо точка к.з. знаходиться на значному віддаленні від джерела жив-

лення та струм к.з. вважається незмінним у часі і визначається із умови незмінності напруги на шинах системи:

$$I_n^{(3)} = I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_{рез}}, \quad (8.9)$$

де $z_{рез}$ – результуючий опір до точки к.з. від шин із незмінною напругою, Ом.

Розрахунок періодичної складової струму к.з. розпочинають із складання для вихідної розрахункової схеми (рисунки 8.5) її еквівалентної схеми заміщення (рисунки 8.6). Останню виконують в однолінійному зображенні. Схема заміщення повинна включати всі елементи розрахункової схеми (генератори, трансформатори лінії та ін.), зв'язки між ними і точкою к.з.

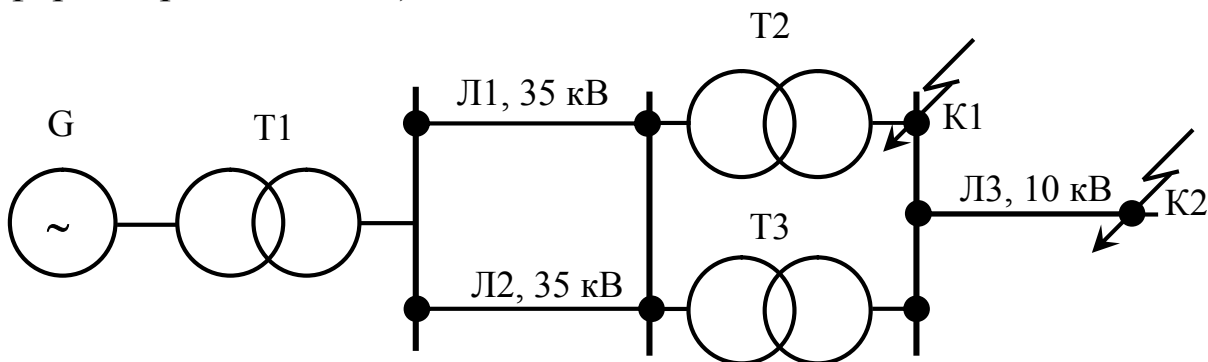
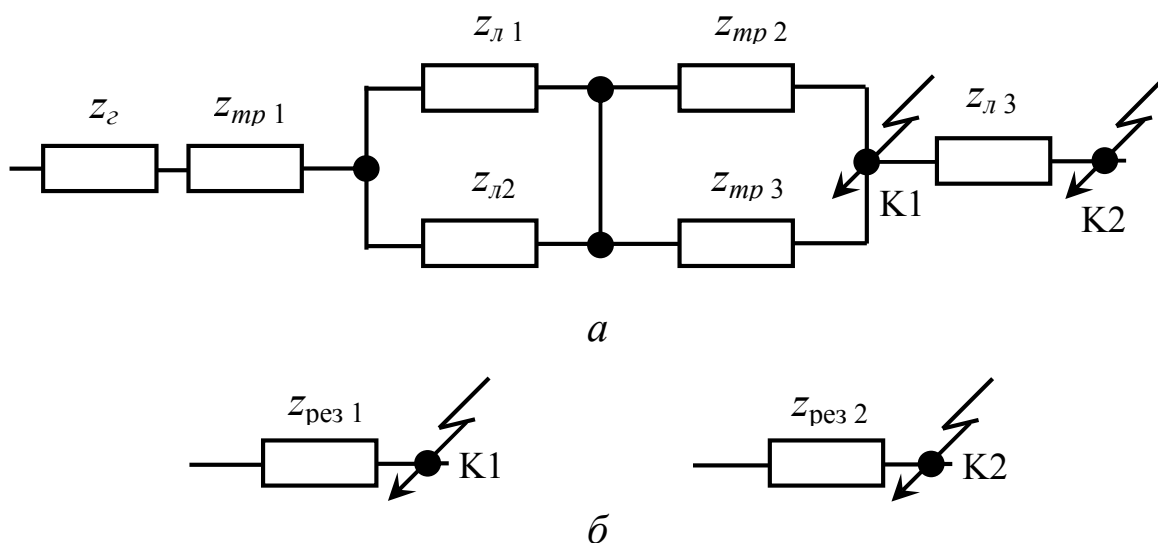


Рисунок 8.5 – Розрахункова схема мережі



a – повна; *б* – приведена до простішого виду

Рисунок 8.6 – Еквівалентна схема заміщення мережі

Розрахунок струмів к.з. виконується в наступній послідовності:

- вибирається метод розрахунку та розрахункові умови;
- складається розрахункова схема електричної мережі (рис. 8.5);
- за розрахунковою складається еквівалентна схема заміщення (рис. 8.6, а);
- визначається опір елементів схеми заміщення в практичних (іменованих) або відносних одиницях;
- еквівалентна схема заміщення зводиться до простішого виду (рис. 8.5, б);
- визначається результуючий опір до точки к.з.;
- визначається значення струмів к.з. в розрахункових точках мережі.

В електроустановках напругою до 1000 В розрахунок струмів к.з. проводиться за повним опором. В електроустановках напругою понад 1000 В активний опір враховується тільки у випадках, коли виконується умова:

$$r_{рез} \geq \frac{1}{3} \cdot x_{рез}, \quad (8.10)$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – відповідно, активний та реактивний результуючий опір усіх елементів електричної мережі, Ом.

Для нескладних схем величини, що входять до їх складу, можна виражати в іменованих одиницях.

Для мережі яка наведена на рисунку 8.5 можна виразити кожний елемент відповідним опором z (рис. 8.5, а). Для того щоб знайти еквівалентний опір мережі необхідно привести всі опори мережі до однієї напруги, яку називають **базисною**.

За базисну напругу приймають, як правило, напругу того ступеню, де знаходиться точка короткого замикання. Базисна напруга визначається за виразом:

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_n. \quad (8.11)$$

Опір елементів електричної мережі в практичних одиницях приведений до базисної напруги визначають за наступними виразами:

опір лінії:

$$r_{л(\bar{o})} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (8.12) \quad x_{л(\bar{o})} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (8.13)$$

де r_o, x_o – питомі, відповідно, активний та індуктивний опори лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

$U_{с.н}$ – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ; $U_{с.н} = 1,05 \cdot U_n$;

опір трансформатора:

$$x_{тр(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{н.тр}}, \quad (8.14)$$

де U_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора, %;
 $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

опір генератора:

$$x_{г(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{н.г}}, \quad (8.15)$$

де x_{*d}'' – індуктивний опір генератора у відносних одиницях;
 $S_{н.г}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Результуючий опір мережі до точки короткого замикання:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{o})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{o})i} \right)^2}, \quad (8.16)$$

Перетворювати складні електричні схеми за допомогою іменованих одиниць не зручно. Тому для складних схем користуються методом відносних одиниць.

В цьому випадку всі величини схеми виражають у відносних одиницях (в частках) від базисних величин. В якості основної базисної величини приймають базисну потужність. Базисна потужність приймається рівною довільному значенню або, для зручності розрахунку, кратною 10 МВА (10, 100, 1000 та ін.).

Базисні величини пов'язані між собою наступними виразами:

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{\bar{o}}, \quad (8.17) \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}}; \quad (8.18)$$

$$z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} I_{\bar{o}}}, \quad (8.19) \quad z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}}. \quad (8.20)$$

Опір елементів електричної мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов визначають за наступними виразами:

опір лінії:

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}i}^2}, \quad (8.21) \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}i}^2}; \quad (8.22)$$

де $U_{\bar{o}i}$ – базисна напруга i -го ступеню мережі, кВ.

опір трансформатора:

$$x_{*тр(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н.тр}}; \quad (8.23)$$

опір генератора:

$$x_{*г(\bar{o})} = x_{*д}'' \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н.г}}. \quad (8.24)$$

Якщо опір елемента схеми задається в іменованих одиницях то перевести його у відносні базисні одиниці можна за виразом:

$$x_{*(\bar{o})} = x \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (8.25)$$

де $S_{\bar{o}}$ – базисна потужність, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.:

$$z_{*рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{*(\bar{o})i}\right)^2 + \left(\sum x_{*(\bar{o})i}\right)^2}, \quad (8.26)$$

8.4 Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою вище 1000 В

При живленні споживачів від системи безмежної потужності, струм трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

– у практичних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез(\bar{o})}}, \quad (8.27) \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез(\bar{o})}}; \quad (8.28)$$

– у відносних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{z_{*рез(\bar{o})}}, \quad (8.29) \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*рез(\bar{o})}}. \quad (8.30)$$

Якщо відома потужність або струм короткого замикання в місці приєднання до системи (система обмеженої потужності), то крім опорів схеми, що розглядалися вище, до схеми заміщення заносять також опір системи (від джерела до місця приєднання сільської електричної мережі).

Опір системи в практичних одиницях визначають за виразами:

$$x_{c(\bar{o})} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa.c}^{(3)}}; \quad (8.31) \quad x_{c(\bar{o})} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.c}^{(3)}}, \quad (8.32)$$

де $S_{\kappa.c}^{(3)}$ – потужність трифазного к.з. на шинах системи, МВА.

$I_{\kappa.c}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. на шинах системи, кА.

Опір системи у відносних одиницях визначають за виразами:

$$x_{*c(\bar{o})} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa.c}^{(3)}}; \quad (8.33) \quad x_{*c(\bar{o})} = \frac{I_{\bar{o}}}{I_{\kappa.c}^{(3)}}. \quad (8.34)$$

Якщо струм к.з. в місці приєднання до енергосистеми не відомий, то за потужність короткого замикання в місці приєднання

до системи можна прийняти гранично допустиму потужність, що відключається, вимикача, що встановлений в даному місці ($S_{н.відкл}$, каталожні дані).

Ударний струм трифазного к.з. (миттєве значення) визначається **за виразом**:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_\kappa^{(3)}, \quad (8.35)$$

де k_y – ударний коефіцієнт.

– при коротких замиканнях на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із напругою вищого ступеня 110 кВ і більше $k_y = 1,8$;

– при к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій з вищим ступенем напруги 35 кВ $k_y = 1,5$;

– при к.з. у розподільчих мережах напругою 10 кВ, на шинах споживчих підстанцій і в низьковольтних мережах напругою 0,38/0,22 кВ $k_y = 1$.

Найбільше діюче значення струму трифазного к.з. за перший період визначається за виразом:

$$I_y^{(3)} = I_\kappa^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}. \quad (8.36)$$

Так як для мереж напругою 10 та 0,38 кВ $k_y = 1$, то для таких мереж справедливо, що $I_y^{(3)} = I_\kappa^{(3)}$.

Струм двофазного к.з. (мінімальний струм к.з. в мережах напругою 6...35 кВ):

$$I_\kappa^{(2)} = 0,866 I_\kappa^{(3)}. \quad (8.37)$$

Потужність трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

– у практичних одиницях:

$$S_\kappa^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_\delta \cdot I_\kappa^{(3)}, \quad (8.38)$$

– у відносних одиницях:

$$S_\kappa^{(3)} = \frac{S_\delta}{Z_{*рез}(\delta)}. \quad (8.39)$$

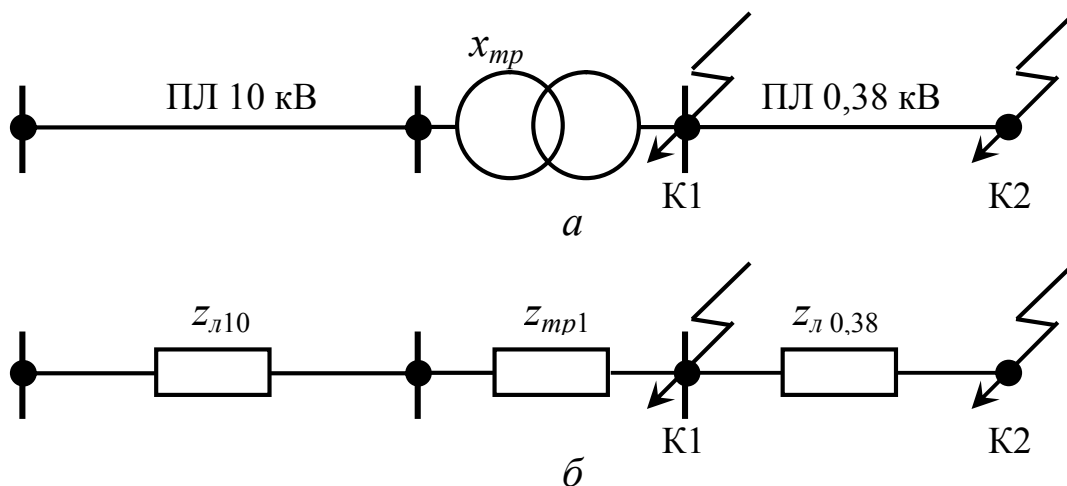
8.5 Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В

Сільські електричні мережі напругою 380 В виконують із глухо заземленою нейтраллю. В таких мережах можуть виникати трифазні, двофазні та однофазні струми короткого замикання.

Розрахунок струмів к.з. в таких мережах зводиться до визначення максимального струму к.з. (трифазного) на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ та мінімального струму к.з. (однофазного) в найбільш електрично віддаленій точці лінії.

Значення струму трифазного к.з. на шинах підстанції необхідне для: вибору та перевірки електричних апаратів на термічну та динамічну стійкість; узгодження захистів трансформатора та лінії 0,38 кВ. А за струмом однофазного к.з. в найбільш електрично віддаленій точці лінії перевіряють ефективність (чутливість) захисних пристроїв (реле, автоматів, плавких запобіжників).

Аналогічно, як і для мереж напругою вище 1000 В, для розрахункової схеми мережі (рисунк 8.7, а) складається еквівалентна схема заміщення (рисунк 8.7, б).



а – розрахункова; б – еквівалентна схема заміщення

Рисунок 8.7 – Схема електричної мережі напругою 0,38 кВ

При визначенні струмів замикання в мережах низької напруги необхідно враховувати як індуктивний, так і активний опори елементів схеми.

У розрахунках не враховують опір лінії 10 кВ, що живить силовий трансформатор ($z_{л10} = 0$), і вважають, що напруга на шинах високої напруги трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ при к.з. в мережі низької напруги залишається незмінною та дорівнює номінальному значенню.

Розрахунок струмів к.з. в мережах низької напруги рекомендується виконувати методом практичних (іменованих) одиниць.

Результуючий опір до точки к.з. складається із активного та індуктивного опорів трансформатора 10/0,4 кВ та лінії 0,38 кВ.

Повний опір трансформатора визначається за виразом (8.14):

$$Z_{mp(\delta)} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н\,mp}}.$$

Активний опір трансформатора:

$$r_{mp(\delta)} = r_{*mp(n)} \frac{U_{\delta}^2}{S_{н\,mp}} = \frac{\Delta P_{\mathcal{M}}}{S_{н\,mp}} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н\,mp}}, \quad (8.40)$$

де $r_{*mp(n)}$ – активний опір трансформатора у відносних одиницях;
 $\Delta P_{\mathcal{M}}$ – втрати потужності в обмотці трансформатора, кВт

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_{mp(\delta)} = x_{*mp(n)} \frac{U_{\delta}^2}{S_{н\,mp}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\kappa} \%}{100}\right)^2 - r_{*mp(n)}^2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н\,mp}}, \quad (8.41)$$

або

$$x_{mp(\delta)} = \sqrt{Z_{mp(\delta)}^2 - r_{mp(\delta)}^2}.$$

Активний та реактивний опір лінії (8.12; 8.13):

$$r_{л(\delta)} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{сн}}\right)^2, \quad x_{л(\delta)} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{сн}}\right)^2.$$

Струм трифазного к.з. в будь-якій точці лінії напругою 0,38 кВ визначається за відомим виразом (8.27):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез.(\phi)}}.$$

Максимальний струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ визначається за виразом:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\phi}} = \frac{100}{U_{\kappa} \%} \cdot I_{нтр}. \quad (8.42)$$

Струм однофазного к.з. в лінії 0,38 кВ визначається за виразом:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}, \quad (8.43)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга мережі, В;

$z_{mp}^{(1)}$ – повний опір трансформатора струму замикання на корпус, Ом (додаток Д);

z_n – повний опір петлі фаза-нуль до точки к.з., Ом.

Опір петлі «фаза-нуль» в загальному випадку визначається за виразом:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + (x_{0\phi.i} + x_{он.i} + x_{0\phi-н.i})^2}, \quad (8.44)$$

де $r_{0\phi.i}$, $x_{0\phi.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки фазного проводу лінії, Ом/км;

$r_{0н.i}$, $x_{0н.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки нульового проводу, Ом/км;

$x_{0\phi-н.i}$ – питомий зовнішній індуктивний опір петлі фаза-нуль, Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Якщо фазний та нульовий провід лінії виготовлені із кольорового металу, то їхнім індуктивним опором нехтують, тоді:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.і})^2 + x_{0\phi-н.і}^2}. \quad (8.45)$$

Якщо нульовий провід лінії виконаний таким же перерізом, що і фазний, із кольорового металу, тоді:

$$z_n = \sum l_i \sqrt{(2 \cdot r_{0\phi.i})^2 + x_{0\phi-н.і}^2}. \quad (8.46)$$

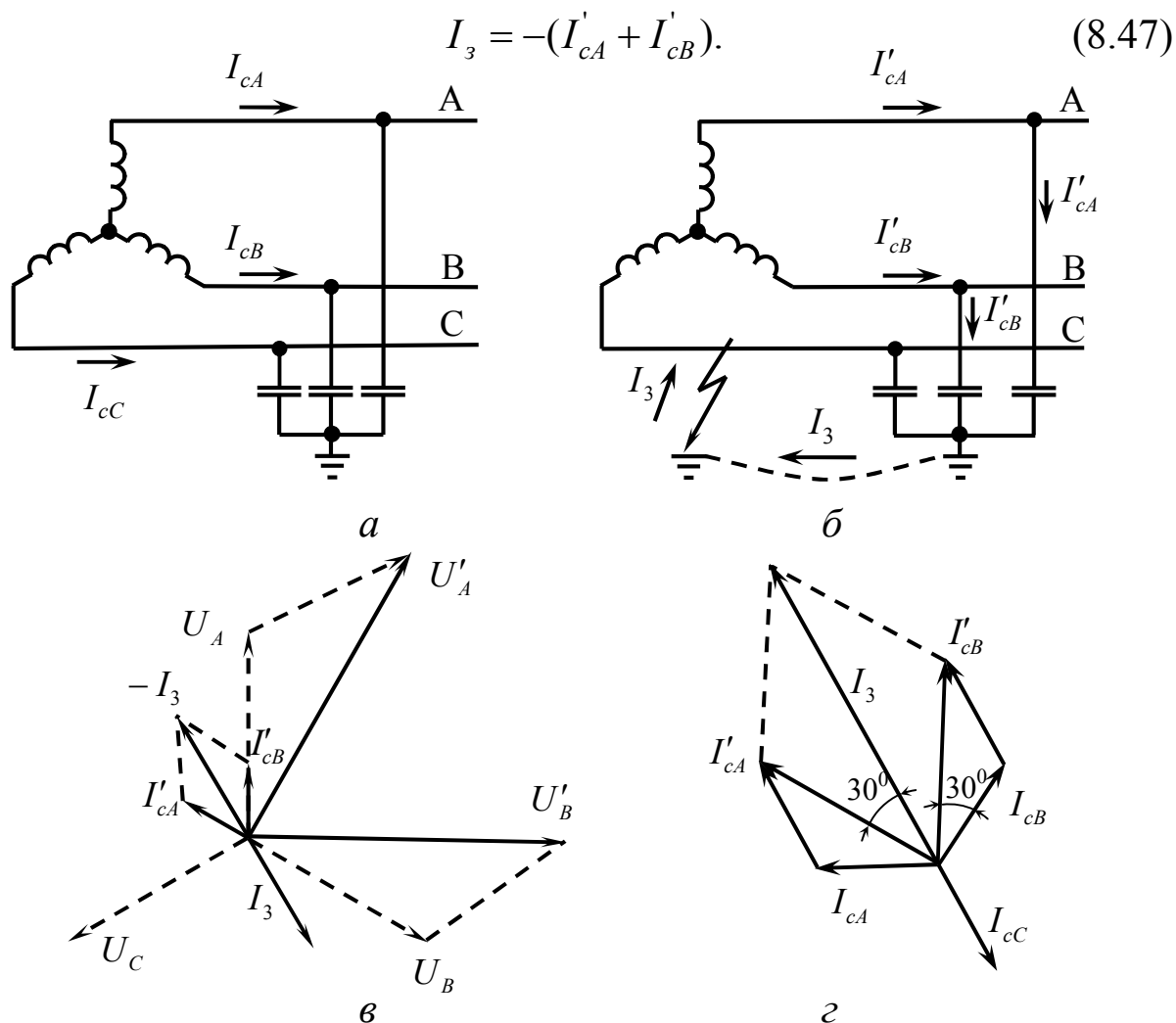
Для проводів з кольорового металу зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль» приймається рівним $x_{0\phi-н.і} = 0,6$ Ом/км.

8.6 Визначення струмів замикання на землю в мережах з ізолюованою нейтраллю

В електричній мережі з ізолюованою нейтраллю (рисунок 8.8, а) кожна фаза відносно землі має певну ємність, яка рівномірно розподіляється по лінії. Зробимо припущення, що ємність сконцентрована посередині лінії. Перед замиканням на землю напруги і струми в усіх фазах однакові і зсунуті на кут 120° . При відсутності навантаження по лінії проходять лише ємнісні струми $I_{сА}$, $I_{сВ}$, $I_{сС}$, які випереджують на 90° відповідні напруги U_A , U_B та U_C .

При замиканні на землю однієї фази всі фази змінюють свій потенціал відносно землі, змінюються і ємнісні струми. Так при замиканні на землю фази С (рисунок 8.8, б), якщо перехідний опір в місці замикання дорівнює нулю (металічне замикання) її потенціал відносно землі дорівнює 0, а потенціал непошкоджених фаз відносно землі збільшується у $\sqrt{3}$ разів (до лінійної напруги). Кут зсуву між непошкодженими фазами змінюється до 60° (рисунок 8.8, в). Лінійні напруги при замиканні однієї фази на землю зберігають своє номінальне значення і робота споживачів електроенергії не порушується.

Оскільки фазні напруги непошкоджених фаз A і B збільшуються в $\sqrt{3}$ разів, ємнісні струми цих фаз також збільшаться в $\sqrt{3}$ разів. Ємнісний струм пошкодженої фази буде дорівнювати нулю. Струм пошкодженої фази буде дорівнювати струму замыкання на землю який проходить через точку замыкання:



a – мережа до замыкання на землю; *б* – замыкання на землю; *в* – векторна діаграма струмів та напруги мережі при замыканні на землю; *г* – векторна діаграма струмів мережі при замыканні на землю

Рисунок 8.8 – Замыкання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю

Отже при замыканні однієї фази на землю струм замыкання на землю в $\sqrt{3}$ разів більший від ємнісних струмів непошкоджених фаз, які в свою чергу більші в $\sqrt{3}$ разів, ніж ємнісні струми нормального режиму:

$$I_3 = 3I_{C_{ном}}. \quad (8.48)$$

Тобто, у системі з ізольованою нейтраллю струм замикання на землю при металічному замиканні в 3 рази більший, ніж фазний ємнісний струм нормального режиму:

$$I_z = 3U_\phi \omega C, \quad (8.49)$$

де U_ϕ – номінальна фазна напруга мережі;
 ω – кутова частота;
 C – ємність фази, залежить від конструкції і довжини лінії.

В практичних розрахунках для визначення струму замикання на землю користуються наступним виразом:

$$I_z \cong \frac{U_n \cdot l}{\mu}, \quad (8.50)$$

де U_n – номінальна напруга мережі (лінійна), кВ;
 l – довжина електрично зв'язаних ліній даного класу напруги, км;
 μ – коефіцієнт.

Для повітряних ліній електропередачі $\mu = 350$, а для кабельних – $\mu = 10 \dots 12$.

При однофазних замиканнях на землю в мережі з ізольованою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, що ввімкнені на лінійну напругу, продовжують працювати нормально.

Внаслідок того, що при замиканні на землю напруга непошкоджених фаз збільшується в $\sqrt{3}$ разів – ізоляція в таких мережах розраховується на міжфазну напругу. Ця обставина обмежує застосування такого типу мереж лише до напруги 35 кВ, де вартість ізоляції не є визначальною, а її збільшення компенсується безперебійним електропостачанням при замиканнях на землю які становлять 65 % від загальної кількості замикань.

В електричних мережах напругою 6...20 кВ на залізобетонних або сталевих опорах, а також в мережах 35 кВ на опорах будь-якого типу, сила струму замикання на землю не повинна перевищувати 10 А.

Якщо лінії виконані на дерев'яних опорах тоді сила струму замикання на землю не повинна перевищувати: 30 А для ПЛ 6 кВ; 20 А для ПЛ 10 кВ.

Якщо сила струму не перевищує вказаних значень, то при замиканні фази на землю немає необхідності в негайному відключенні лінії, вона може знаходитися в роботі до визначення і ремонту пошкодженого елемента (до 2 годин).

Якщо струм замикання на землю перевищує вказані значення, то може виникнути електрична дуга що перемежовується. Це в свою чергу веде до виникнення перенапруги, яка представляє небезпеку для ізоляції, особливо в мережах напругою 35 кВ.

Для зменшення струму замикання на землю, який має ємнісний характер, між нейтраллю трансформатора та землею встановлюють дугогасильну індуктивну котушку (реактор). Такі мережі називаються компенсованими. Для повітряних ліній це мережі напругою 35 кВ, а для кабельних ліній – 6...35 кВ.

Якщо сила струму замикання на землю перевищує 50 А рекомендується встановлювати не менше двох дугогасильних реакторів.

Практичні заняття

ЗАДАЧА 8.1

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання в точках К1 та К2 електричної мережі, що наведена на рисунку 8.9. Активним опором елементів мережі знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі. Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

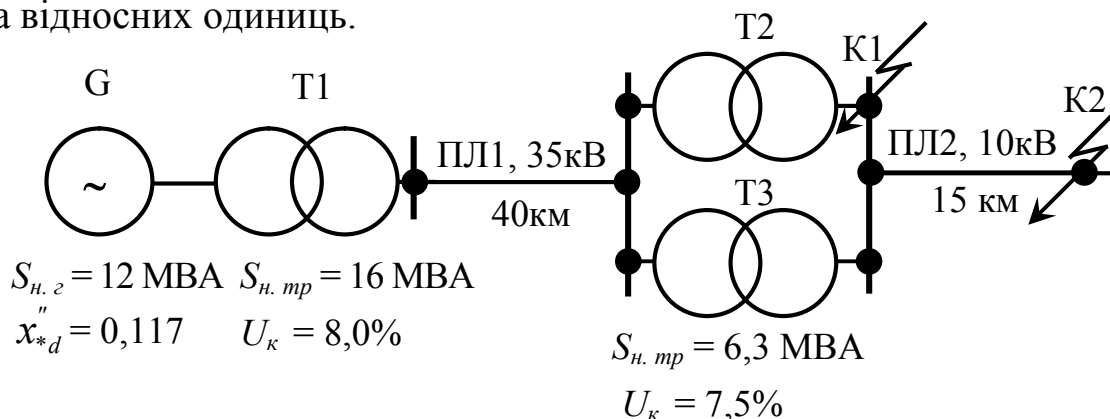


Рисунок 8.9 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку Б та В.
За розрахунковою схемою складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 8.10).

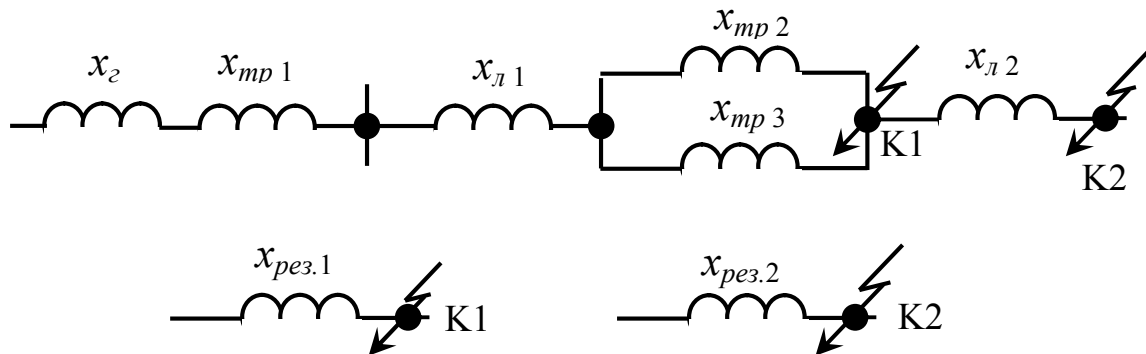


Рисунок 8.10 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок в практичних одиницях.

1. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях приведений до базисної напруги.

Опір генератора:

$$x_{z(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нг}}; \quad x_{z(\bar{o})} = 0,117 \cdot \frac{10,5^2}{12} = 1,07 \text{ Ом.}$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нmp}}; \quad x_{mp1(\bar{o})} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16,0} = 0,55 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2;$$

приймаємо, що $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, тоді

$$x_{л1(\bar{o})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 1,29 \text{ Ом.}$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{mp2(\bar{o})} = x_{mp3(\bar{o})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,31 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{л2(\bar{o})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 6,0 \text{ Ом.}$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{o})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{o})i} \right)^2}.$$

Так як ми знехтували активним опором проводів, то можемо записати:

$$z_{рез.1(\bar{o})} = x_{рез.1(\bar{o})} = x_{\varepsilon(\bar{o})} + x_{мп.1(\bar{o})} + x_{л.1(\bar{o})} + \frac{x_{мп.2(\bar{o})}}{2};$$

$$x_{рез.1(\bar{o})} = 1,07 + 0,55 + 1,29 + \frac{1,31}{2} = 3,56 \text{ Ом.}$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{рез.2(\bar{o})} = x_{рез.1(\bar{o})} + x_{л2(\bar{o})}; \quad x_{рез.2(\bar{o})} = 3,56 + 6,0 = 9,56 \text{ Ом.}$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,56} = 1,7 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,56} = 0,63 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{\kappa}^{(3)};$$

$$\text{в точці К1:} \quad S_{\kappa1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7 = 30,9 \text{ МВА};$$

$$\text{в точці К2:} \quad S_{\kappa2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,63 = 11,4 \text{ МВА.}$$

Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами:

$$U_{\bar{o}I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\bar{o}II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов.

Опір генератора:

$$x_{*\varepsilon(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нз}}; \quad x_{*\varepsilon(\bar{o})} = 0,117 \cdot \frac{100}{12} = 0,98.$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нmp}}; \quad x_{*mp1(\bar{o})} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,50.$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}; \quad x_{*л1(\bar{o})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,17.$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{*mp.2(\bar{o})} = x_{*mp.3(\bar{o})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{*л2(\bar{o})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,44.$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$z_{*рез1(\bar{o})} = x_{*рез1(\bar{o})} = x_{*з(\bar{o})} + x_{*mp1(\bar{o})} + x_{*л1(\bar{o})} \frac{x_{*mp2(\bar{o})}}{2};$$

$$x_{*рез1(\bar{o})} = 0,98 + 0,50 + 1,17 + \frac{1,19}{2} = 3,25.$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$x_{*рез2(\bar{o})} = x_{*рез1(\bar{o})} + x_{*л2(\bar{o})}; \quad x_{*рез2(\bar{o})} = 3,25 + 5,44 = 8,69.$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*рез.(\bar{o})}}; \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}}; \quad I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{5,5}{3,25} = 1,7 \text{ кА};$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{5,5}{8,69} = 0,63 \text{ кА.}$$

5. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\bar{o}}}{x_{*рез(\bar{o})}}$$

в точці К1:
$$S_{\kappa1}^{(3)} = \frac{100}{3,25} = 30,8 \text{ МВА};$$

в точці К2:
$$S_{\kappa2}^{(3)} = \frac{100}{8,69} = 11,5 \text{ МВА.}$$

ЗАДАЧА 8.2

Трансформаторна підстанція 35/10 кВ отримує живлення від енергосистеми повітряною лінією 35 кВ. На підстанції встановлено силовий трансформатор типу ТМ. Визначити струми короткого замикання на шинах підстанції (в точках К1 та К2) та в кінці лінії 10 кВ (точка К3). Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі (рисунок 8.11). Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

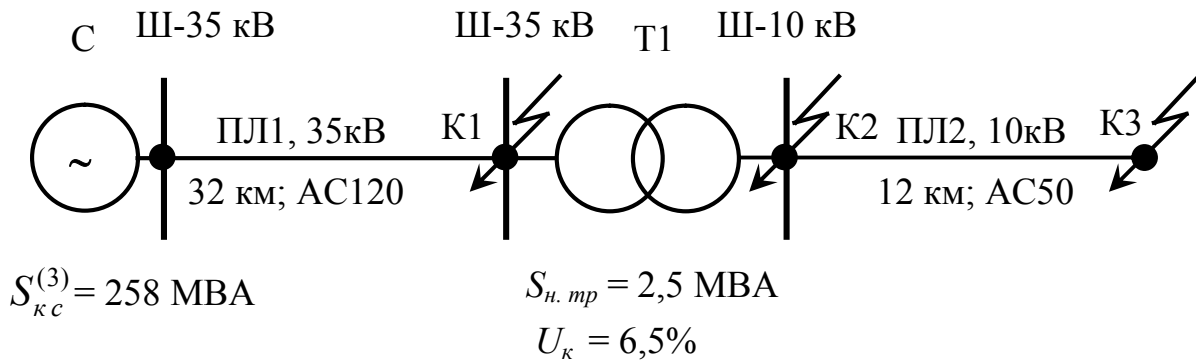


Рисунок 8.11 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку Б та В.

За розрахунковою схемою складемо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 8.12).

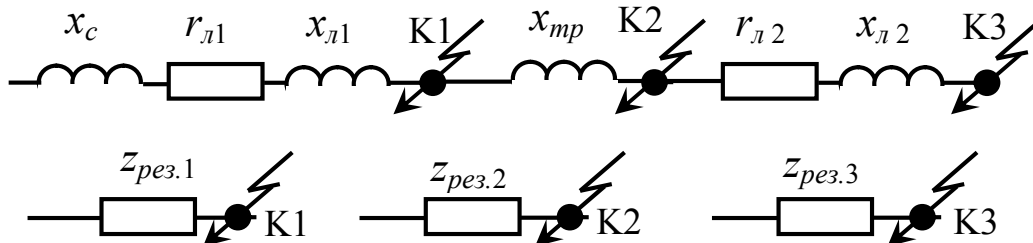


Рисунок 8.12 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок в практичних одиницях.

1. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_{н}. \quad U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях, приведений до базисної напруги.

Опір системи С:

$$x_{c(\bar{o})} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad x_{c(\bar{o})} = \frac{10,5^2}{258} = 0,43 \text{ Ом.}$$

Опір знижувального трансформатора Т1:

$$x_{mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}}; \quad x_{mp1(\bar{o})} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{2,5} = 2,87 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$r_{л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2; \quad x_{л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2;$$

для проводу АС120 $r_0 = 0,25$ Ом/км; $x_0 = 0,35$ Ом/км, тоді

$$r_{л1(\bar{o})} = 0,25 \cdot 32,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 0,64 \text{ Ом}, \quad x_{л1(\bar{o})} = 0,35 \cdot 32,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 0,9 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

для проводу АС50 $r_0 = 0,59$ Ом/км; $x_0 = 0,42$ Ом/км, тоді

$$r_{л2(\bar{o})} = 0,59 \cdot 12,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 7,08 \text{ Ом}, \quad x_{л2(\bar{o})} = 0,42 \cdot 12,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 5,04 \text{ Ом.}$$

3. Визначаємо результуючий опір до точок к.з.:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{o})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{o})i} \right)^2}.$$

Результуючий опір до точки К1:

$$z_{рез1(\bar{o})} = \sqrt{0,64^2 + (0,43 + 0,9)^2} = 1,48 \text{ Ом.}$$

Результуючий опір до точки К2:

$$z_{рез2(\bar{o})} = \sqrt{0,64^2 + (0,43 + 0,9 + 2,87)^2} = 4,25 \text{ Ом.}$$

Результуючий опір до точки К3:

$$z_{рез3(\bar{o})} = \sqrt{(0,64 + 7,08)^2 + (0,43 + 0,9 + 2,87 + 5,04)^2} = 12,04 \text{ Ом.}$$

4. Визначаємо періодичну складову струму трифазного к.з.:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез(\bar{o})}}.$$

Струм трифазного к.з. в точці К1, приведений до напруги 35 кВ:

$$I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,48} \cdot \frac{10,5}{37} = 1,16 \text{ кА.}$$

Струм трифазного к.з. в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,25} = 1,43 \text{ кА.}$$

Струм трифазного к.з. в точці К3:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,04} = 0,51 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо ударний струм трифазного к.з. в точках к.з.:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

Ударний струм трифазного к.з. в точці К1:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,16 = 2,45 \text{ кА.}$$

Ударний струм трифазного к.з. в точці К2:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 1,43 = 2,02 \text{ кА.}$$

Ударний струм трифазного к.з. в точці К3:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 0,51 = 0,72 \text{ кА.}$$

Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами: $S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА};$

$$U_{\bar{o}I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\bar{o}II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

Базисний струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}};$$

$$I_{\bar{o}I} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,56 \text{ кА}; \quad I_{\bar{o}II} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов.

Опір системи С1:

$$x_{*c(\bar{o})} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa.c}^{(3)}}; \quad x_{*c(\bar{o})} = \frac{100}{258} = 0,39$$

Опір знижувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н mp}}; \quad x_{*mp1(\bar{o})} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6.$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}I}^2}; \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}I}^2};$$

$$r_{*л1(\bar{o})} = 0,25 \cdot 32,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,58; \quad x_{*л1(\bar{o})} = 0,35 \cdot 32,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,82.$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o} II}^2}; \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o} II}^2};$$

$$r_{*л2(\bar{o})} = 0,59 \cdot 12,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 6,42; \quad x_{*л2(\bar{o})} = 0,42 \cdot 12,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,57.$$

3. Визначаємо результуючий опір до точок к.з.:

$$z_{*рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{*(\bar{o})i}\right)^2 + \left(\sum x_{*(\bar{o})i}\right)^2}.$$

Результуючий опір до точки К1:

$$z_{*рез1(\bar{o})} = \sqrt{0,58^2 + (0,39 + 0,82)^2} = 1,34.$$

Результуючий опір до точки К2:

$$z_{*рез2(\bar{o})} = \sqrt{0,58^2 + (0,39 + 0,82 + 2,6)^2} = 3,85.$$

Результуючий опір до точки К3:

$$z_{*рез3(\bar{o})} = \sqrt{(0,58 + 6,42)^2 + (0,39 + 0,82 + 2,6 + 4,57)^2} = 10,92.$$

4. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точках к.з.

Струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o} I}}{z_{*рез1.(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1,56}{1,34} = 1,16 \text{ кА};$$

Струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o} II}}{z_{*рез2.(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{5,51}{3,85} = 1,43 \text{ кА}.$$

Струм трифазного короткого замикання в точці К3:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o} II}}{z_{*рез3.(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{5,51}{10,92} = 0,51 \text{ кА}.$$

ЗАДАЧА 8.3

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ відходить від шин споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Розрахункові дані наведені на схемі мережі (рисунок 8.13). Визначити струм трифазного к.з. в точці К1 та струм однофазного к.з. в точці К2.

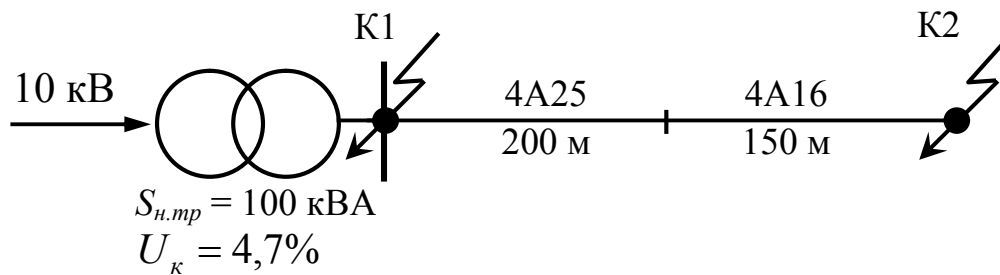


Рисунок 8.13 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. За розрахунковою схемою складаємо еквівалентну схему заміщення мережі (рисунок 8.14). Приймаємо, що $z_{л0} = 0$.

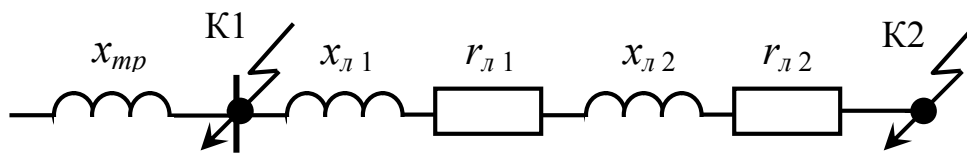


Рисунок 8.14 – Еквівалентна схема заміщення мережі

2. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot 0,38 = 0,4 \text{ кВ.}$$

3. Визначаємо струм трифазного к.з. в точці K1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{н. mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\bar{o}}}; \quad I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,7 \cdot 400} = 3074 \text{ А.}$$

4. За довідковими даними визначаємо питомий опір проводу:

$$\text{А 25} \quad r_0 = 1,28 \text{ Ом/км (додаток Б, таблиця Б.1);}$$

$$\text{А 16} \quad r_0 = 1,98 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{0\phi-n.i} = 0,6 \text{ Ом/км.}$$

5. За довідковими даними визначаємо повний опір трансформатора струму замикання на корпус:

$$z_{mp}^{(1)} = 1,07 \text{ Ом (додаток Д, таблиця Д.2).}$$

6. Визначаємо опір петлі «фаза-нуль» до точки K2:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2}.$$

$$z_n = 0,2 \sqrt{(2 \cdot 1,28)^2 + 0,6^2} + 0,15 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,98)^2 + 0,6^2} = 1,14 \text{ Ом.}$$

7. Визначаємо струм однофазного к.з. у точці K1:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}; \quad I_{\kappa}^{(1)} = \frac{230}{\frac{1,07}{3} + 1,14} = 153,64 \text{ А.}$$

Запитання для самоконтролю

1. Які причини виникнення коротких замикань?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в мережі?
3. Які є види коротких замикань?
4. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?
5. Що таке ударний струм к.з. і коли він з'являється?
6. Що показує ударний коефіцієнт і які значення він може приймати?
7. Які існують методи розрахунку струмів к.з.?
8. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод іменованих (практичних) одиниць?
9. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод відносних (умовних) одиниць?
10. Що таке розрахункова схема мережі?
11. Що таке еквівалентна схема мережі?
12. Як враховується активний опір елементів мережі при розрахунку струмів к.з.?
13. Як визначаються опори окремих елементів мережі?
14. Що таке опір петлі «фаза-нуль»?
15. З якою метою розраховують однофазний струм к.з. в мережі напругою 0,38 кВ?
16. Що таке струм замикання на землю?
17. Як змінюється фазна напруга на непошкоджених фазах мережі 10 кВ при замиканні однієї фази на землю?
18. Як визначається струм замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю?
19. З якою метою і коли використовують дугогасильні реактори в мережах з ізольованою нейтраллю?

РОЗДІЛ 9

ПЕРЕНАПРУГА В ЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВКАХ І ЗАХИСТ ВІД НЕЇ

9.1 Загальні відомості про перенапругу в електроустановках

В нормальному режимі роботи напруга в електроустановках близька до номінальної і не перевищує її більш ніж на 10 %. Але в процесі експлуатації електроустановок можливе короткочасне значне підвищення напруги в мережі, тобто може виникнути перенапруга.

Перенапругою називають будь-яке перевищення напруги по відношенню до її номінального значення, яке може викликати пошкодження (пробій) електричної ізоляції обладнання. В залежності від причини виникнення розрізняють внутрішню та зовнішню перенапругу.

Внутрішня перенапруга виникає при перемиканнях в мережі (комутаційна перенапруга), при дугових однофазних замиканнях на землю (ОЗНЗ) в мережах з ізольованою нейтраллю (дугова перенапруга), при резонансних явищах в мережі (резонансна перенапруга). В окрему групу виділяють перенапругу, що виникає в електричних колах із вакуумними вимикачами.

Перенапругу, що спричинена розрядом блискавки при прямому ударі в лінію (трансформатор), а також індуковану (наведену) перенапругу при розряді блискавки в безпосередній близькості до лінії (електроустановки), називають *зовнішньою* або *атмосферною перенапругою*.

Якщо немає надійного захисту, то розряди блискавки можуть призвести до смертельних уражень людей, пошкодження апаратури та до виникнення пожежі.

Комутаційна перенапруга виникає при зміні режиму роботи електроустановки, наприклад, при вимкненні короткого замикання, вимиканні і вмиканні навантаження, раптовій значній зміні навантаження. Така перенапруга виникає в результаті виділення в перехідному процесі накопиченої в електроустановці енергії, яка визначає кратність перенапруги по відношенню до номінальної.

Виникає комутаційна перенапруга при вимиканні кіл змінного струму, що мають індуктивність і ємкість, наприклад, при вимиканні струмів холостого ходу трансформаторів, асинхронних двигунів, лінії електропередач та ін. Абсолютна більшість видів комутаційної перенапруги є високочастотними швидко затухаючими коливаннями (рисунк 9.1) з частотою в десятки й сотні разів більшою ніж частота нормального режиму роботи.

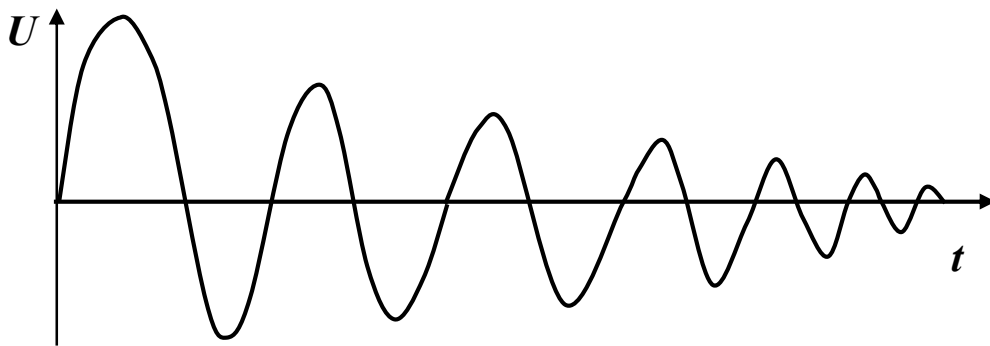


Рисунок 9.1 – Форма імпульсу внутрішньої (комутаційної) перенапруги

Комутаційна перенапруга в значній мірі залежить від характеристик обладнання, головним чином від вимикачів і схем мережі, і характеризується відносно незначною амплітудою в межах $2,5 \dots 3,5 U_{\text{ф.мер}}$.

Дугова перенапруга виникає при горінні дуги, при замиканні на землю однієї фази, в установках з ізольованою нейтраллю (переміжної дуги). В цьому випадку можливе виникнення масових перекриттів ізоляції на непошкоджених фазах.

Максимальне значення амплітуди дугової перенапруги знаходиться в межах $3,1 \dots 3,4 U_{\text{ф.мер}}$. Дугова перенапруга шкідлива не лише своєю амплітудою, а і значною тривалістю існування, так як при ОЗНЗ лінія може залишатися під напругою тривалий час.

Резонансна перенапруга. В електричних мережах в значній кількості присутні елементи, які здатні накопичувати електричну та магнітну енергію – ємність та індуктивність. Певна комбінація цих елементів створює ряд коливальних контурів в мережі. В нормальному режимі роботи ці коливальні контури зашунтовані навантаженням і тому в них не можливе виникнення суттєвих коливань із небезпечними амплітудами. Але при деяких схемах комутації в мережі, головним чином аварійних, частина таких коливальних контурів від'єднується від навантаження і в них виникає можливість виникнення вільних коливань і, відповідно, виникнення перенапруги.

Максимальне значення амплітуди резонансної (ферорезонансної) перенапруги знаходиться в межах $2,2 \dots 4,2 U_{\text{ф. мер.}}$.

За літературними джерелами в мережах із повітряними лініями електропередачі частка пошкоджень ізоляції електрообладнання від впливу атмосферної перенапруги становить до 80 %, від однофазних замикань на землю – 10%, від ферорезонансної перенапруги – 5% і від комутаційної перенапруги – 5%.

В кабельних мережах причиною 80 % пошкоджень є дугова перенапруга при ОЗНЗ, 10 % – ферорезонансна та 10 % – комутаційна.

Для ізоляції сільських електроустановок і мереж із повітряними лініями комутаційна перенапруга, в більшості випадків, не створює небезпеку.

9.2 Загальні відомості про грозу та атмосферну перенапругу

Над земною поверхнею весь час рухаються хмари. Під дією струменів теплого повітря, що піднімається від землі, найдрібніші частинки, з яких складаються хмари (кристали льоду, краплі води), труться між собою і наелектризуються. Електричні заряди накопичуються на обкладинках своєрідного конденсатора, в якому одна обкладинка (хмара) заряджається негативними зарядами, а друга обкладинка (земля) – позитивними зарядами.

Напруженість електричного поля «хмара-земля» становить в середньому 1 кВ/мм (1 МВ/м). На кінцях опор ліній електропередачі, будівель, на верхівках дерев, що перебувають у цьому полі, напруженість поля збільшується, так як зменшується відстань між протилежно зарядженими поверхнями.

Повітря – це діелектрик із високими діелектричними властивостями (електрична міцність $E_{пр} = 2...3$ кВ/мм). Але при досягненні критичного значення напруженості електричного поля (2,5...3,0 кВ/мм), створюються умови для пробою повітря – виникнення електричного розряду у вигляді блискавки. Приблизно 50 % лінійних блискавок складається із 3...4 або більше розрядів. Інтервали між розрядами становлять соті і навіть тисячні частки секунди.

Розряд починається з утворення каналу слабого світіння, що рухається поштовхами із швидкістю 100...1000 км/с ступенями довжиною близько 50 м. Ця фаза блискавки називається **ступінчатим лідером**. Коли лідер досягає землі, то в каналі, що утворився, відбувається основний розряд, який ми спостерігаємо у вигляді блискавки. Швидкість основного розряду блискавки досягає 150000 км/с. Така блискавка називається **лінійною**.

Розряд може відбуватися не лише між хмарию і землею, а й між двома хмарами, що мають різні заряди. Тривалість розряду блискавки становить кілька десятих секунди, а іноді може досягати 1...2 с. Напруга блискавки може перевищувати 50 МВ, а струм може досягати 5...100 кА.

Проте кількість електрики (сумарний заряд) окремої блискавки невелика – 20...100 Кл. Енергії однієї блискавки вистачило б на живлення лампи розжарення потужністю 100 Вт протягом однієї доби. Це пояснюється тим, що час дії блискавки дуже малий і становить декілька десятків мікросекунд. Лінійна блискавка може мати довжину від сотень метрів до 2...3 км, а іноді навіть більше ніж 10 км.

Під час грозового розряду температура каналу досягає 20000°C. Повітря при цьому швидко нагрівається, розширюється і вибухає. Цей процес супроводжується яскравим світінням (бли-

скавкою) і громом. Після розряду повітря швидко охолоджується і звужується, тому грім триває і після розряду блискавки.

Розряд блискавки супроводжується тепловим, механічним та електромагнітним впливом на різні об'єкти. Також розряд блискавки може викликати індуковану напругу в проводах електричної мережі, елементах підстанцій та інших металевих конструкціях, що розміщені поблизу від місця виникнення розряду.

Крива залежності $U = f(t)$ розряду блискавки (рисунок 9.2) має форму аперіодичного імпульсу або хвилі перенапруги.

За час t_1 (мікросекунди) напруга швидко зростає від нуля до $U_{\max}$ (мільйони В), а потім затухає. Напруга $U_{\max}$ називається **амплітудою перенапруги**.

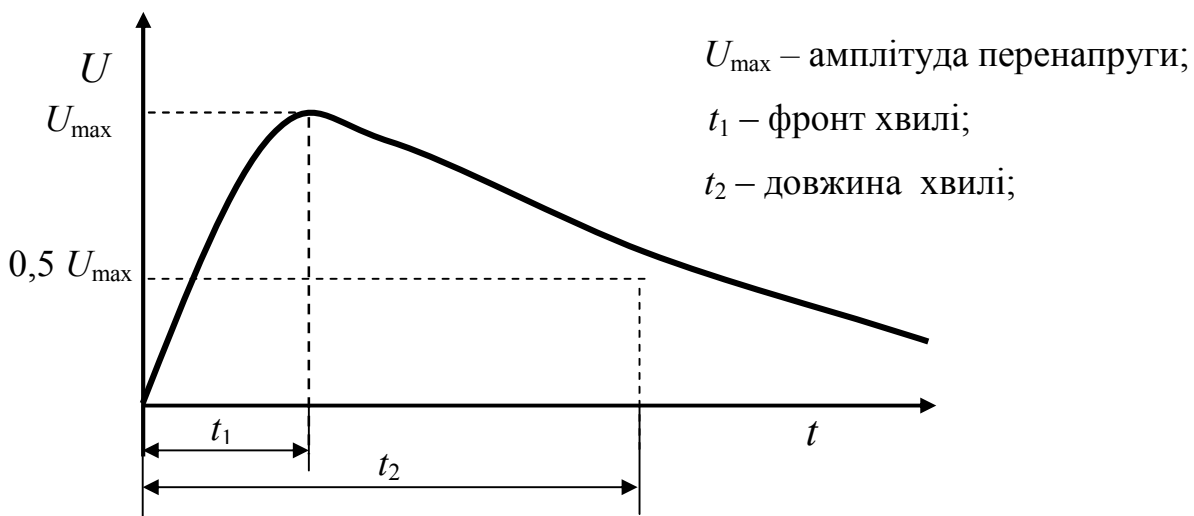


Рисунок 9.2 – Форма імпульсної хвилі атмосферної перенапруги та її характеристики

Час t_1 , за який напруга блискавки зростає від нуля до амплітудного значення $U_{\max}$, називається **фронтом хвилі** ($t_1 = 1 \dots 2$ мкс).

Час t_2 , від початку процесу до зниження напруги до $U = 0,5 U_{\max}$, називається **довжиною хвилі перенапруги** ($t_2 = 50$ мкс).

За грозовою інтенсивністю розрізняють райони із **сильною грозовою активністю** (понад 40 грозових годин на рік) та райони із **слабкою грозовою активністю** (менше 40 грозових годин на рік). Територія України відноситься до зони із сильною грозовою активністю (40...60, 60...80, 80...100 та більше 100 годин на рік).

Розряд блискавки супроводжується тепловим, механічним та електромагнітним впливом на різні об'єкти.

Перенапруга в електроустановках може викликати пошкодження ізоляції і призвести до пошкодження апаратури, і як наслідок – до виникнення аварії.

Найбільш тяжкі наслідки виникають при прямому попаданні блискавки в об'єкт. При прямому ударі блискавки в опору електропередачі струм блискавки, що проходить по волокнах дерева, спричиняє миттєве вибухоподібне випарювання вологи із деревини, яке розщеплює деревину опори. При ударі блискавки в металеві частини може виплавитися метал, а при попаданні блискавки в кам'яні та цегляні будівлі, внаслідок дії електродинамічних сил, споруди можуть зруйнуватись.

При ударі блискавки поряд із проводами ліній електропередачі електростатичні та електромагнітні поля основного розряду блискавки можуть викликати індуковану напругу в проводах електромережі. Ця напруга значно вища за номінальну, що веде до пошкодження ізоляції.

Імпульси індукованої (наведеної) атмосферної перенапруги дуже швидко (зі швидкістю до 300 000 км/с) поширюються лініями електропередачі, проходячи великі відстані.

Наближено можна вважати, що при ударі блискавки із струмом $I_{\text{бл}} = 100$ кА на відстані 50 м від повітряної лінії, амплітуда перенапруги в проводах, що знаходяться на відстані 10 м від землі буде становити 600 кВ.

Електрична стійкість ізоляції залежить від тривалості дії перенапруги. Рівень ізоляції повітряних ліній вищий від рівня ізоляції трансформаторів, електричних машин, тощо. Тому ізоляцію трансформаторів та апаратури підстанцій треба обов'язково захищати від імпульсів перенапруги, що набігають.

Розглянемо переміщення хвилі перенапруги проводами лінії електропередачі, яка має тільки індуктивний та ємнісний опір (рисунки 9.3). При цьому хвиля має прямокутну форму (фронт

хвилі $t_1 = 0$, довжина хвилі $t_2 = \infty$). В цьому ідеальному випадку швидкість переміщення хвилі перенапруги проводами без активного опору буде дорівнювати:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_0 \cdot C_0}}, \quad (9.1)$$

де L_0, C_0 – питомі значення індуктивності та ємності 1 км лінії.

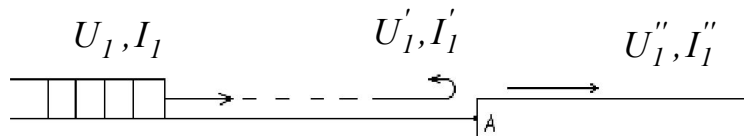


Рисунок 9.3 – Переміщення хвилі перенапруги проводами лінії електропередачі

Швидкість поширення хвилі перенапруги в повітряних лініях близька до 300 000 км/с; в кабельних мережах вона становить 150 000...160 000 км/с.

Хвиля перенапруги, що переміщується проводами, супроводжується такою ж за формою хвилею струму. В кожному мить ці дві хвилі зв'язані між собою значенням **хвильового опору**:

$$\frac{U_1}{I_1} = Z_{x\phi 1}. \quad (9.2)$$

$$Z_{x\phi 1} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}; \quad (9.3)$$

де L_0 – питома індуктивність лінії;
 C_0 – питома ємність лінії.

Хвильовий опір $Z_{x\phi 1}$ залежить від матеріалу та перерізу проводів, а також від класу напруги і не залежить від довжини лінії.

Для повітряних ліній $Z_{x\phi 1} = 400$ Ом, для кабельних – $Z_{x\phi 1} = 3...40$ Ом.

Якщо хвиля перенапруги напругою U_1 (рисунок 9.3), переміщуючись вздовж лінії з хвильовим опором $Z_{x\phi 1}$, наближається

до точки А, де хвильовий опір $Z_{x\epsilon 1}$ змінюється на $Z_{x\epsilon 2}$, то її називають *спадаючою* хвилею.

При переході через точку А (рисунок 9.3) її електромагнітне поле змінюється. Частина енергії повертається знову до лінії із опором $Z_{x\epsilon 1}$, а частина проникає до лінії із опором $Z_{x\epsilon 2}$. Таким чином спадаюча хвиля перенапруги розділяється на дві хвилі – *заломлену* U_1'' , яка переміщується в тому ж напрямку що і хвиля U_1 та *відбиту* U_1' , яка переміщується в зворотному напрямку.

Для точки А можна записати:

$$U_1 + U_1' = U_1'', \quad (9.4)$$

$$I_1 + I_1' = I_1''. \quad (9.5)$$

Крім цього, для всіх трьох хвиль вірним є наступне:

$$U_1 = I_1 \cdot Z_{x\epsilon 1} ; \quad U_1' = -I_1' \cdot Z_{x\epsilon 1} ; \quad U_1'' = I_1'' \cdot Z_{x\epsilon 2} ; \quad (9.6)$$

Знак «-» у відбитій хвилі вказує на те, що при однаковому напрямку електричного поля відбитої та спадаючої хвиль, їх магнітне поле має протилежні знаки, бо вони переміщуються в протилежних напрямках.

$$U_1 - U_1' = I_1 \cdot Z_{x\epsilon 1} + I_1' \cdot Z_{x\epsilon 1} = (I_1 + I_1') \cdot Z_{x\epsilon 1} = I_1'' \cdot Z_{x\epsilon 1} = U_1'' \cdot \frac{Z_{x\epsilon 1}}{Z_{x\epsilon 2}}. \quad (9.7)$$

Після підсумовування виразів (9.7) та (9.4) отримаємо:

$$2U_1 = U_1'' \cdot \left(1 + \frac{Z_{x\epsilon 1}}{Z_{x\epsilon 2}}\right), \quad (9.8)$$

або

$$U_1'' = \frac{2Z_{x\epsilon 2}}{Z_{x\epsilon 1} + Z_{x\epsilon 2}} \cdot U_1 = \alpha \cdot U_1, \quad (9.9)$$

де α – коефіцієнт заломлення.

Підставивши значення U_1'' в рівняння (9.4), матимемо:

$$\begin{aligned} U_1' &= -U_1 + U_1'' = -U_1 + U_1 \cdot \frac{2Z_{x\phi 2}}{Z_{x\phi 1} + Z_{x\phi 2}} = \\ &= U_1 \cdot \left(\frac{-Z_{x\phi 1} - Z_{x\phi 2} + 2Z_{x\phi 2}}{Z_{x\phi 1} + Z_{x\phi 2}} \right) = \\ &= \frac{Z_{x\phi 2} - Z_{x\phi 1}}{Z_{x\phi 2} + Z_{x\phi 1}} \cdot U_1 = \beta \cdot U_1, \end{aligned} \quad (9.10)$$

де β - коефіцієнт відбиття.

Розглянемо два крайні випадки:

1) Повітряна лінія на кінці закорочена, тобто $Z_{x\phi 2} = 0$; тоді коефіцієнт заломлення $\alpha = 0$, а коефіцієнт відбиття $\beta = 1$, тобто хвиля відбивається повністю, змінюючи при цьому свій знак. Заломлена хвиля відсутня. Тому нові лінії без напруги закорочують.

2) Лінія на кінці розімкнена, $Z_{x\phi 2} = \infty$. В цьому випадку $\alpha = 2$; $\beta = 1$, тоді $U_1'' = 2U_1$, а $U_1' = U_1$. Тобто, напруга в кінці лінії дорівнює подвоєній напрузі спадаючої хвилі, а напруга відбитої хвилі дорівнює напрузі спадаючої хвилі.

Так як в кінці лінії може бути встановлено трансформатор, тобто підключається обмотка трансформатора із високою індуктивністю, то необхідно враховувати можливість збільшення в 2 рази амплітуди хвилі перенапруги і забезпечити надійний захист ізоляції обмоток трансформатора від пробою.

В реальних лініях із імпульсом звичайної форми (не прямокутної) і при наявності активного опору, та особливо активних втрат енергії на «корону», α і β та амплітуда спадаючої хвилі можуть бути значно нижчими.

Ми розглянули випадок для однієї вузлової точки, в якій міняється хвильовий опір. Якщо таких вузлів багато, то і зміни хвиль перенапруги будуть результируючими.

9.3 Захист електроустановок від прямих ударів блискавки

Найбільш небезпечний вид пошкодження від атмосферних перенапруг – це прямий удар блискавки в об'єкт.

Як відмічалось вище, за грозовою інтенсивністю територія України належить до зони із сильною грозовою активністю (40...60, 60...80, 80...100 та більше 100 годин на рік). У таких районах потрібно обов'язково захищати будівлі та електроустановки від прямих ударів блискавки, особливо ті, що розміщуються на підвищеннях і в місцях, де на поверхню виходять глинисті або водоносні шари. У місцях з ґрунтами, що мають низьку провідність (піщаними або скелястими) ураження блискавкою бувають рідко навіть на підвищеннях.

Для захисту будівель, трансформаторних підстанцій та інших електричних установок незначної протяжності від прямих ударів блискавки використовують блискавковідводи, які представляють собою добре заземлені провідники, розміщені вище ніж елемент, який вони захищають.

На рисунку 9.4 показано блискавковідвід, який застосовують для захисту електростанцій, підстанцій, відкритих розподільних пунктів та будівель від прямих ударів блискавки.

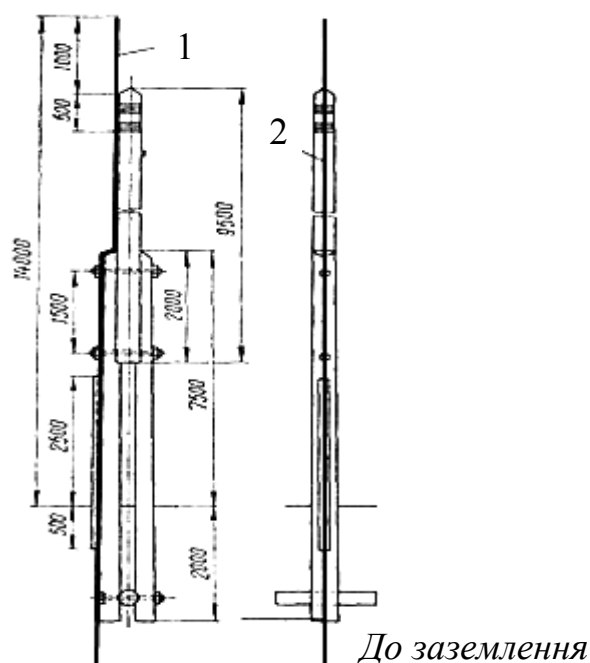


Рисунок 9.4 – Конструкція блискавковідводу

Опора його може бути дерев'яною або металевою. В якості блискавкоприймача 1 (рисунок 9.4) здебільшого використовується сталний стержень, труба або кутова сталь перерізом близько 100 мм^2 . Він повинен монтуватись на висоті не менше, ніж на 0,15 м і не більше, ніж на 2 м вище стояка.

Струмовідвід 2 виконують сталюю стрічкою перерізом $25...30 \text{ мм}^2$ або сталним дротом діаметром не менше 6 мм. Заземлення здійснюють кутовою сталлю, трубами, сталевими стержнями або стрічкою на відстані не менше 0,5...0,8 м від фундаменту будівель, а біля тваринницьких приміщень – не менше 4,5 м від стін. Опір розтікання заземлення не повинен перевищувати 15...20 Ом, для цього досить трьох заземлювачів із кутової сталі 40×40 або $50 \times 50 \text{ мм}$ (чи труби діаметром 40...60 мм довжиною 2,5 м).

Об'єкти, які мають значну довжину (лінії, підстанції) доцільно захищати від прямих попадань блискавки заземленими тросами які натягують над об'єктами, що захищаються.

Лінії напругою до 35 кВ включно та 110 кВ на дерев'яних опорах не рекомендується захищати від прямих попадань блискавки із економічних міркувань.

Грозозахист буде ефективним при умові, що всі розміри споруди вписуються у зону захисту, яка визначається за кривими, наведеними у Керівних вказівках по захисту від перенапруги електроустановок змінного струму 3...220 кВ.

Внаслідок імовірного характеру виникнення блискавки виконання блискавковкозахисту, який би повністю виключав ураження об'єктів, що захищаються, не завжди є доцільним, а в ряді випадків є таким що не можливо технічно реалізувати.

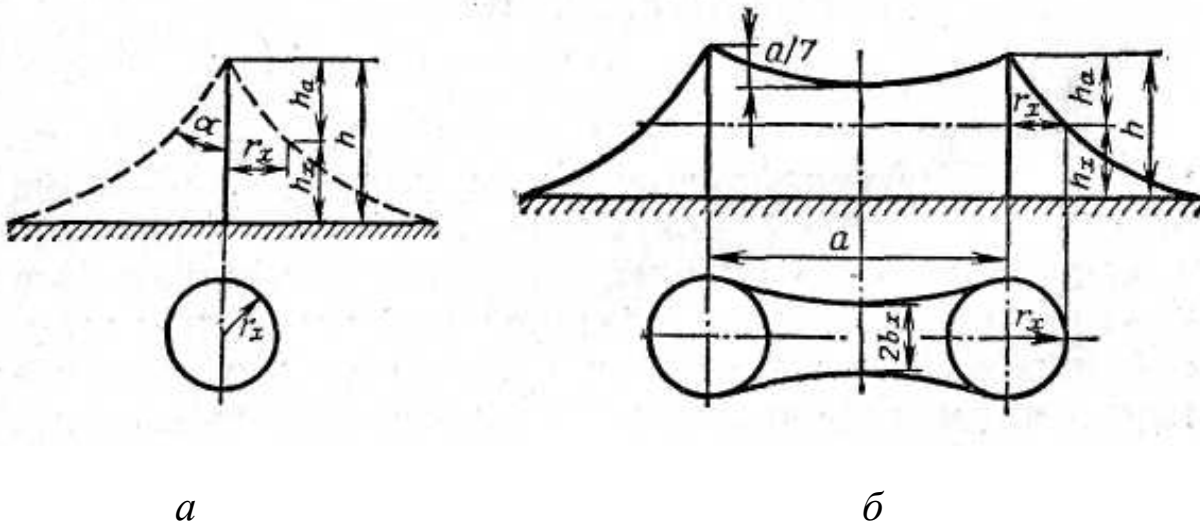
Зону захисту блискавковідводу (троса) можна визначити також графічним методом без допомоги кривих. Для цього у масштабі зображують блискавковідвід з висотою h (рисунок 9.5).

Радіус захисної зони r_x при висоті блискавковідводу до 30 м можна визначити за формулою:

$$r_x = \frac{1,6h(h - h_x)}{(h + h_x)}, \quad (9.11)$$

де h – загальна висота блискавковідводу;

h_x – висота об'єкту, що захищається.



a – одиночного; b – подвійного.

Рисунок 9.5 – Зона захисту блискавковідводів

Захисну дію блискавковідводу характеризує коефіцієнт захисту:

$$k_x = \operatorname{tg} \alpha = \frac{r_x}{h_a}, \quad (9.12)$$

де h_a – активна висота блискавковідводу.

Підставивши (9.11) в (9.12) отримаємо:

$$k_x = \frac{1,6}{\left(1 + \frac{h_x}{h}\right)}. \quad (9.13)$$

Із (9.13) випливає, що максимальне значення k_x при висоті блискавковідводу менше 30 м дорівнює 1,6 і, відповідно, найбільший радіус захисту $r_x = 1,6h_a$.

Якщо висота блискавковідводу більша ніж 30 м, тоді:

$$r_x = \frac{8,8\sqrt{h}(h-h_x)}{(h+h_x)}. \quad (9.14)$$

$$k_x = \frac{8,8}{(1+\frac{h_x}{h})\sqrt{h}}. \quad (9.15)$$

Для подвійного блискавковідводу (рисунок 9.5, б) значення r_x та k_x визначаються аналогічно як і для одиночного блискавковідводу.

Розрахункову ширину внутрішнього захисту подвійного блискавковідводу $2b_x$ на висоті h_x знаходять із виразу:

$$2b_x = \frac{(7h_a - a)4r_x}{(14h_a - a)}. \quad (9.16)$$

Зону захисту для групи, яка складається із трьох або чотирьох блискавковідводів визначають за наступними виразами:

$$\text{При } h \leq 30 \text{ м} \quad D \leq 8h_a; \quad (9.17)$$

$$\text{При } h > 30 \text{ м} \quad D \leq 8\frac{5,5}{\sqrt{h}}h_a. \quad (9.18)$$

де D – діаметр кола, що проходить через вершини трикутника (при трьох блискавковідводах), або діагональ чотирикутника (при чотирьох блискавковідводах).

Зоною захисту одиночного тросового блискавковідводу на висоті підвішування проводів є смуга шириною $2r_x$. Радіус захисту одиночного тросового блискавковідводу:

$$r_x = \frac{0,8h(h-h_x)}{h+h_x}, \quad (9.19)$$

де h – висота підвісу тросу;
 h_x – висота підвісу проводу.

Коефіцієнт захисту тросового блискавковідводу:

$$k_x = \frac{r_x}{h_a} = \frac{0,8h}{(h + h_x)} = \operatorname{tg}\alpha, \quad (9.20)$$

де h_a – активна висота блискавковідводу;

α – захисний кут блискавковідводу, $\alpha = 80^\circ$.

9.4 Захист електроустановок від наведеної перенапруги

Як уже відмічалось вище, при грозових розрядах у провідниках, що розміщені поблизу від місця удару блискавки, індуються імпульси атмосферної перенапруги, які дуже швидко поширюються по лініях електропередачі, проходячи величезні відстані. Імпульси наведеної перенапруги виникають значно частіше в порівнянні із прямими ударами блискавки. При цьому впливу наведеної атмосферної перенапруги піддаються усі об'єкти, що електрично зв'язані між собою в даній установці.

Для захисту електроустановок від наведеної (індукованої) перенапруги використовують іскрові проміжки, розрядники та нелінійні обмежувачі перенапруги.

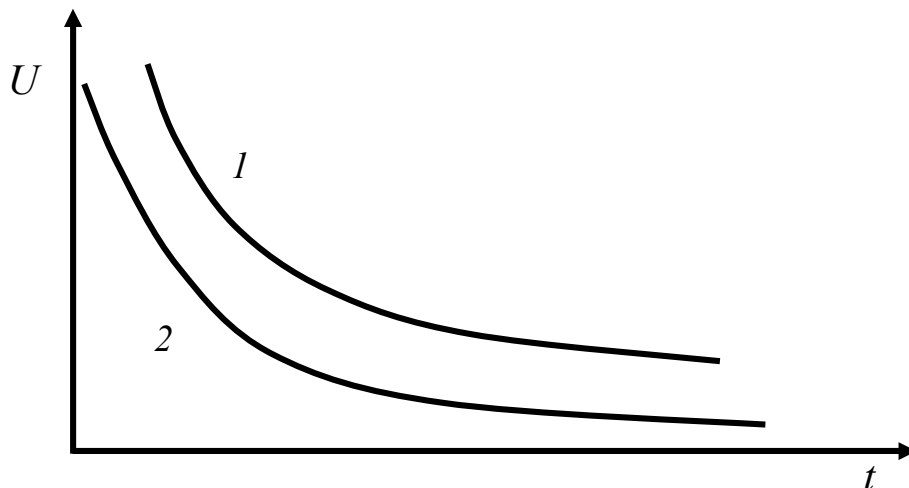
На повітряних лініях застосовують іскрові проміжки і трубчасті або вентильні розрядники. Електричну апаратуру підстанцій, трансформатори та електричні машини захищають вентильними розрядниками та обмежувачами перенапруги.

Електрична стійкість ізоляції обладнання залежить від тривалості дії напруги. При короткочасній дії ізоляція витримує значно більшу напругу, ніж при тривалій дії. В довідниках наводяться вольт-секундні характеристики ізоляції, які показують, протягом якого часу конструкція здатна витримувати без пробою або перекриття імпульс перенапруги заданої амплітуди. Рівень ізоляції повітряних ліній вищий від рівня ізоляції трансформаторів, електричних машин тощо. Тому ізоляцію трансформаторів та

апаратури підстанцій необхідно обов'язково захищати від імпульсів перенапруги, що набігають.

Оскільки захисний апарат відводить імпульс перенапруги в землю, він повинен мати меншу імпульсну пробивну напругу, ніж електричний апарат, що захищається. Вольт-секундні характеристики розрядника (2) та об'єкту що захищається (1) представлені на рисунку 9.6.

Дія грозозахисного апарата повинна бути короткочасною, щоб імпульс перенапруги відводився в землю раніше, ніж він досягне небезпечної амплітуди на ізоляції електричної апаратури. Після спрацювання грозозахисту залишкова напруга повинна бути незначною, щоб не виникло коротке замикання (навіть при силі струму блискавки в десятки кілоампер), а електрична дуга, що супроводжується струмом промислової частоти, повинна гаситись раніше, ніж спрацює релейний захист на вимикання апаратури.



1 – об'єкту що захищається; 2 – розрядника

Рисунок 9.6 – Вольт секундні характеристики

При внутрішніх перенапругах і підвищенні напруги промислової частоти грозозахист не повинен спрацьовувати. Найпростішим грозозахисним апаратом є іскровий проміжок (рисунок 9.7), який використовують для захисту повітряних ліній від атмосферної перенапруги.

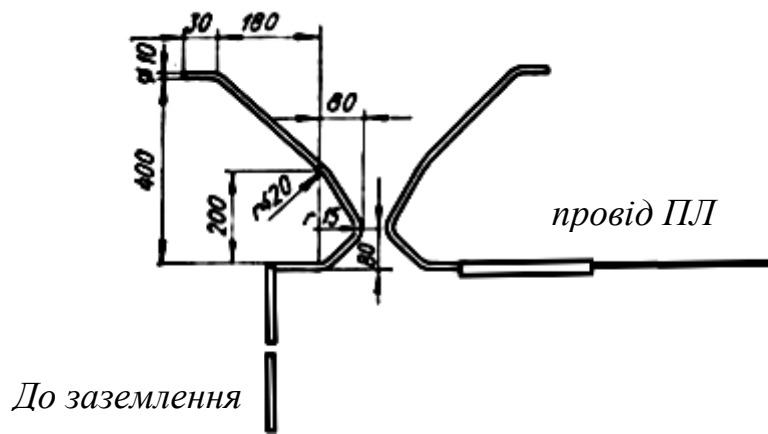


Рисунок 9.7 – Роговий захисний іскровий проміжок

Він має вигляд двох стержнів (рогів), що розміщені на певній відстані один від одного. Один з них приєднують до фазного проводу, а другий, через додатковий повітряний проміжок, приєднують до контуру заземлення.

При виникненні атмосферної перенапруги проміжки пробиваються і хвиля наведеної перенапруги відводиться в землю. Супровідний струм промислової частоти спричиняє дугу, яка розтягується на рогах, внаслідок чого відбувається самогасіння дуги.

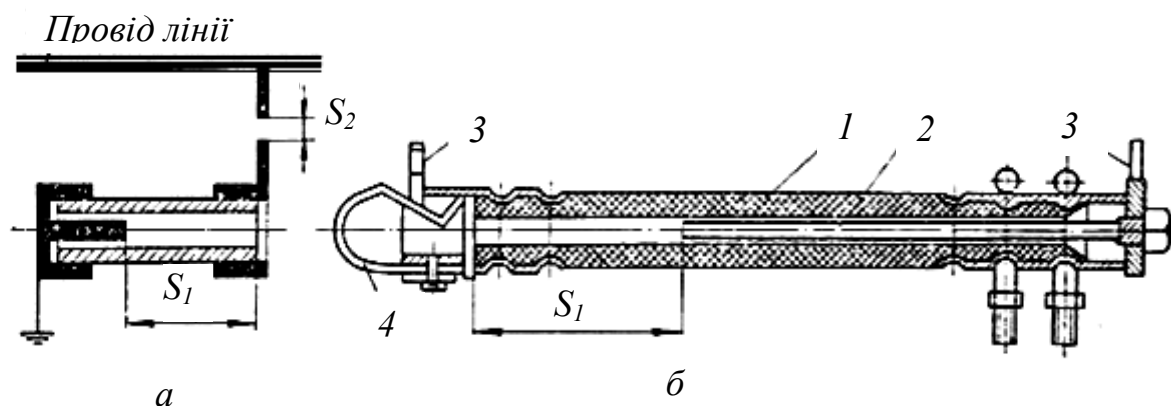
Окрім основного іскрового проміжку передбачено додатковий іскровий проміжок (рисунок 9.7), який значно менший від основного. Він призначений для запобігання замикання на землю при випадковому перекритті основного проміжку (наприклад птахами).

Основні іскрові проміжки, при відсутності більш досконалих апаратів, можна використовувати для захисту повітряних ліній в сільських електричних мережах напругою 6...35 кВ при незначних струмах короткого замикання.

При значних супровідних струмах самогасіння дуги на іскровому проміжку не забезпечується, тому у цьому випадку використовують більш досконалі апарати – розрядники.

Одним із найстаріших і найпростіших за конструкцією є трубчастий розрядник (рисунок 9.8). Всередині трубки 1 розміщений стержневий електрод 2 з іскровим проміжком S_1 . Зовні плоский електрод 3 за допомогою електродотримача з'єднується

через зовнішній іскровий проміжок S_2 з проводом електричної лінії. Зовнішній іскровий проміжок S_2 призначений для того щоб захистити корпус розрядника від руйнування струмами витoku.



а – схема внутрішнього та зовнішнього іскрових проміжків;
б – будова розрядника

Рисунок 9.8 – Трубчастий розрядник

Оскільки трубку розрядника виготовляють із газогенеруючого діелектрика (фібра у розрядників РТФ і вініпласт у розрядників РТВ), після пробоя іскрових проміжків під дією високої температури виділяється велика кількість газу, у трубці створюється високий тиск і відбувається інтенсивний викид іонізованих газів. Поздовжнє дуття сприяє гасінню дуги. При вихлопі покажчик 4 викидається, сигналізуючи про спрацювання розрядника.

Вибирають трубчасті розрядники за напругою лінії електропередачі, нижнім і верхнім граничними струмами к.з. при яких розрядник може працювати. Якщо супровідний струм менший за нижній граничний струм розрядника, то інтенсивність виділення газу буде недостатньою, недостатнім буде і тиск у трубці, гасіння дуги затягуватиметься, що може призвести до перегорання розрядника. При надмірному супровідному струмі (більшому від верхнього граничного струму) виділення газу може бути настільки інтенсивним, що тиск у трубці розрядника перевищить її механічну міцність і вона розірветься.

В сільських електричних мережах вибір розрядників здійснюють лише за нижнім граничним струмом. При монтажі розрядни-

ки треба розміщувати так, щоб внаслідок вихлопу іонізованих газів не виникали міжфазні короткі замикання і замикання на землю.

Після певної кількості спрацьовувань збільшується внутрішній діаметр трубки розрядника. При збільшенні його на 20...25 відсотків застосовувати розрядник забороняється. На даний час трубчасті розрядники в сільських електричних мережах практично не застосовуються.

При різких зростаннях і спадах потенціалу (крутому фронті імпульсів та їх зрізанні) виникають високочастотні затухаючі коливання з амплітудою, яка може бути небезпечною для ізоляції трансформаторів і електричних машин. Іскрові проміжки і трубчасті розрядники зрізують імпульс перенапруги і створюють круті спади потенціалів. Це створює додаткову загрозу ізоляції.

Щоб забезпечити захист не лише від великих амплітуд перенапруги, а й від великої напруги на міжвитковій ізоляції внаслідок високочастотних затухаючих коливань, в трансформаторах використовують спеціальну нерезонуючу конструкцію обмотки і захист від атмосферної перенапруги здійснюють вентильними розрядниками (рисунок 9.9).

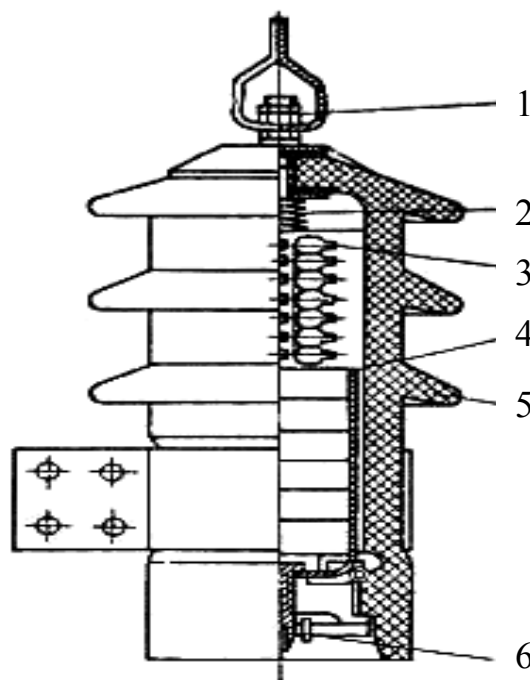


Рисунок 9.9 – Вентильний розрядник напругою 10 кВ

Колонка вентильних (вілітових) дисків 4 (рисунок 9.9) разом із блоком іскрових проміжків 3, що виконані у вигляді фігурних латунних шайб з прокладкою із міканіту, розміщується всередині фарфорового корпусу 5. Шайби і диски притискаються пружиною 2. Розрядник до струмопроводу приєднується вводом 1, а до заземлення – затискачем 6. Для збереження стабільності характеристики розрядника його корпус герметизований озоностійкою прокладкою та компаундом.

Основним елементом вентильного розрядника (рисунок 9.9) є вілітові диски 4 із карборунду (карбід кремнію – SiC). Диски мають нелінійну характеристику. Вілітові диски представляють собою активний опір із високим ступенем нелінійності, тобто при підвищенні прикладеної до них напруги їх опір різко зменшується. При підвищеній напрузі опір вілітових дисків малий і напруга спрацьовування вентильного розрядника визначається лише електричною міцністю іскрових проміжків. Після пробою проміжків при значній напрузі опір дисків не перешкоджає стіканню індукованого заряду. Потім напруга зменшується до номінальної, опір дисків значно зростає і відсікає супроводжуючий струм. Дуга гасне.

Імпульс перенапруги відводиться в землю, але внаслідок нелінійності опору імпульс перенапруги не зрізується і не створюються круті спади потенціалів.

В мережах експлуатують вентильні розрядники типу РВС, РВМ, РВМГ, РВРД, РВО (полегшений). Для сільських електричних мереж застосовують розрядники РВН-0,5 — для мереж низької напруги і РВО-10 – для мереж напругою 10 кВ. Розрядники РВС працюють надійно лише при супроводжуючому струмі понад 100 А, а при струмах менше 70 А у них затягується гасіння дуги, при цьому краще використовувати розрядники РВО.

Опір пристрою заземлення розрядників всіх типів не повинен перевищувати 10 Ом при питомому опорі ґрунту $\rho \leq 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, 15 Ом при $\rho = 100 \dots 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ та 20 Ом при $\rho = 500 \dots 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

На сьогодні вентильні розрядники не є ефективними і надій-

ними апаратами для захисту обладнання електричних мереж від атмосферних і особливо від комутаційних перенапруг так як вони мають ряд недоліків. До цих недоліків можна віднести наступні:

- наявність іскрових проміжків визначає високу імпульсну пробивну напругу, що не дозволяє використовувати вентильні розрядники для захисту обладнання від внутрішньої (комутаційної) перенапруги;

- присутність супроводжуючого струму промислової частоти при затуханні хвилі перенапруги викликає необхідність застосування резисторів із високим опором для гасіння цього струму, які в свою чергу визначають високу залишкову напругу розрядника;

- конструкція розрядника передбачає наявність повітряних пустот всередині фарфорового корпусу, що не виключає перекриття внутрішньої ізоляції і розривання розрядника.

Вентильні розрядники допустимо застосовувати лише для захисту обладнання від атмосферної наведеної перенапруги.

Сучасним апаратом для захисту обладнання від внутрішньої і зовнішньої перенапруги є нелінійний обмежувач перенапруги (рисунк 9.10).

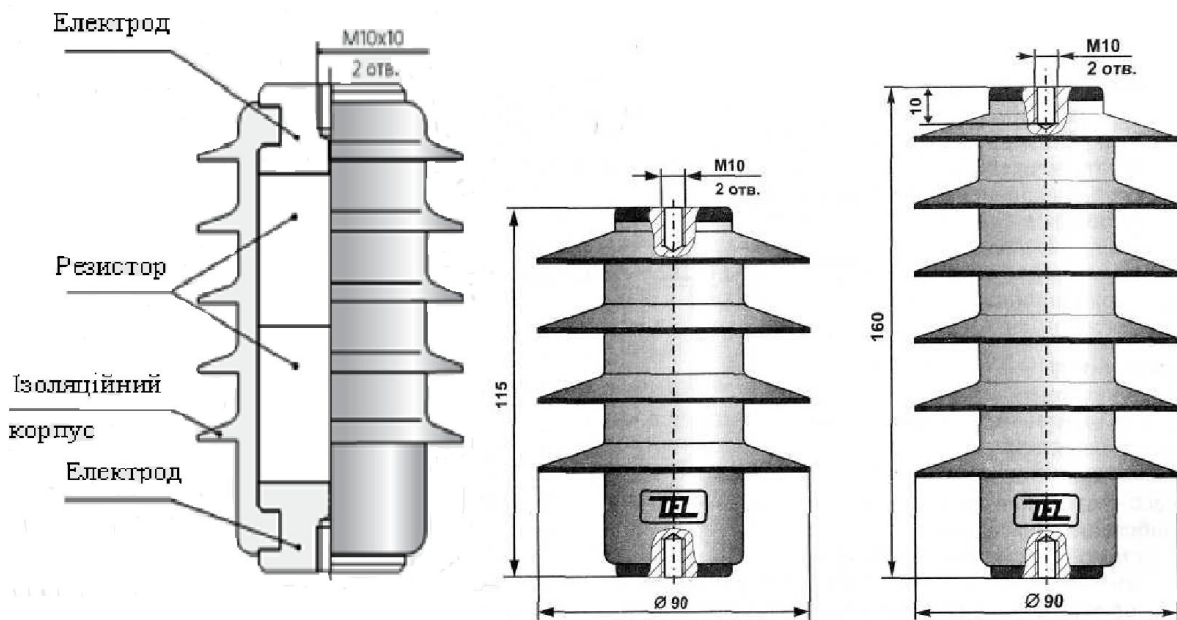


Рисунок 9.10 – Нелінійні обмежувачі перенапруги

Нелінійні обмежувачі перенапруги мають наступні переваги у порівнянні із вентиляними розрядниками:

- глибокий рівень обмеження імпульсної перенапруги;
- відсутність супроводжуючого струму після затухання хвилі перенапруги;
- безперервне підключення до мережі що захищається;
- простота конструкції та надійність експлуатації;
- малі габарити та вага;
- не потребують обслуговування та контролю параметрів на протязі всього терміну експлуатації (до 30 років).

Обмежувачі перенапруги (рисунок 9.10) – це розрядники без іскрових проміжків, у яких активна частина виготовлена із метало-оксидних нелінійних варисторів, які виготовляються за керамічними технологіями із оксиду цинку із додаванням незначної кількості оксидів інших металів.

Колонка із набору варисторів розміщується поміж двома електродами і запресована в оболонку із спеціального атмосферостійкого полімеру.

Захисні властивості ОПН обумовлені високо нелінійною вольт-амперною характеристикою варисторів. Мікроструктура варисторів складається із кристалів оксиду цинку (напівпровідник *n*-типу) та міжкристалічного прошарку із оксидів інших металів (напівпровідник *p*-типу). Таким чином варистори представляють собою систему *p-n* переходів. Ці *p-n* переходи і визначають нелінійні властивості варисторів – нелінійну залежність величини струму, що протікає через варистор, від прикладеної до нього напруги.

В нормальному режимі роботи струм через обмежувач має ємнісний характер і становить десяті частки міліампера. При виникненні в мережі хвилі перенапруги варистори обмежувача переходять у провідний стан (опір варистора різко зменшується) і обмежують подальше зростання напруги на виводах до безпечно-го рівня. Коли хвиля перенапруги проходить, обмежувач повертається у непровідний стан. Час переходу обмежувача в провід-

ний стан становить 10^{-9} секунди, що дозволяє ефективно обмежувати високочастотні перенапруги.

В електричних мережах України на сьогодні широко застосовуються обмежувачі перенапруги серії ОПН/TEL (ОПН-КР/TEL, ОПН-РТ/TEL, ОПН-РВ/TEL), AZ...6/7,2, AZ...10/12 (Франція) та інші.

Технічні характеристики обмежувачів перенапруги наведені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 – Технічні характеристики обмежувачів перенапруги

Показники	ОПН-РВ/TEL -10/12,6	ОПН-КР/TEL -10/12	ОПН-РТ/TEL -10/11,5
Клас напруги мережі, кВ	10	10	10
Найбільш тривала допустима робоча напруга, кВ	12,6	12	11,5
Номінальний розрядний струм, 8/20 мкс, кА	5	10	10
Максимальна амплітуда імпульсу струму 4/10 мс, кА	65	100	100
Пропускна здатність, А	150	250	550
Струм провідності, мА, не більше (діюче знач.)	0,3	0,45	0,7
Струм вибухобезпечності, кА	10	20	20
Питома енергія, кДж/кВ $U_{пр}$	0,8	3,6	5,5
Висота ОПН, мм	140	135	140
Маса, кг	0,75	0,8	1,3

9.5 Захист сільських електричних мереж від атмосферної перенапруги

В наслідок значної протяжності сільських електричних мереж підвищується ймовірність виникнення в них атмосферної перенапруги, яка в грозовий сезон становлять основну причину аварійних відключень мереж.

Для захисту підстанцій з напругою 35/10 кВ від прямих ударів блискавки використовують стержневі блискавковідводи. Крім цього, для підстанцій потужністю понад 630 кВА з вищою напругою 35 або 110 кВ використовують грозозахисний трос, який підвішують на опорах за 500...2000 м (в залежності від типу підста-

нції, потужності та кількості силових трансформаторів) на підході до підстанції, закінчуючи на найближчій від підстанції опорі. Заземлюють цей трос на кожній опорі з опором пристрою заземлення не більше 10 Ом.

Комплекти вентильних розрядників або ОПН розміщують: на відкритих підстанціях – на конструкціях висотою не менше 2,5 м; в закритих розподільних пристроях – в окремих огорожених камерах; на тупикових підстанціях – на вводі; на прохідних підстанціях – на шинах трансформатора.

Живильні лінії 6 (10) кВ, що відходять від підстанції, захищаються від імпульсу атмосферної перенапруги розрядниками (вентильними або трубчастими) або іскровими проміжками, що приєднуються в кінці лінії. Для надійності захисту на відстані 100...200 м від підстанції встановлюють додатковий комплект розрядників або іскрових проміжків. Опір заземлення цих пристроїв не повинен перевищувати 10 Ом.

В сільських електромережах, де струми короткого замикання порівняно малі, а зсув фаз між напругою і струмом незначний, умови гасіння дуги нескладні. В залежності від сили супровідного струму повітряні лінії в місцях переходу через дорогу або інші споруди захищають розрядниками або іскровими проміжками; при перехрещенні з лініями зв'язку захист встановлюють на обох лініях. Опір пристрою заземлення не повинен перевищувати 15 Ом.

У сільській місцевості слід звертати особливу увагу на захист повітряних ліній низької напруги від атмосферної перенапруги. На відміну від міських, ці лінії виступають над іншими спорудами і тому можуть уражатися прямими ударами блискавки.

Для захисту від перенапруги встановлюють багаторазове грозозахисне заземлення. Відстань між сусідніми пристроями заземлення не повинна перевищувати 100 м. До заземлення приєднують гаки або штирі ізоляторів фазних проводів повітряних ліній електромережі. До цього заземлення приєднують також нульовий провід (PEN, PE).

Заземлення також виконують:

- на опорах, від яких здійснюється ввід в громадські (школи, дитячі садочки, лікарні), тваринницькі і складські приміщення;
- на кінцевих опорах, при цьому відстань до сусіднього пристрою заземлення не повинна перевищувати 50 м.

У всіх вказаних вище випадках пристрій заземлення повинен мати опір не більше 30 Ом. У вказаних місцях також рекомендується встановлювати пристрої грозозахисту (розрядники, ОПН).

На повітряних лініях електропередачі, що виконані на залізобетонних опорах, штирі фазних проводів та арматуру з'єднують із пристроєм заземлення, опір якого не повинен перевищувати 50 Ом. Пристроєм заземлення слугує частина залізобетонної опори, що входить в землю.

Напруга перекриття імпульсом низьковольтних ізоляторів становить десятки кіловольт і амплітудна перенапруга що залишається в лінії знижується до відносно безпечного значення. Тому людина, що знаходиться під час грози на відстані 0,25...0,3 м від електричної проводки, знаходиться в безпеці.

Сумарний опір усіх повторних заземлень в лінії змінного струму напругою 0,38 кВ не повинен перевищувати 10 Ом.

Якщо питомий опір ґрунту $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, то опір повторних заземлювачів можна збільшувати в $0,01\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів.

Споживчі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ блискавковідводами не захищаються. Для захисту від хвиль перенапруги зі сторони 10 кВ використовують вентильні розрядники типу РВС-10 або обмежувачами типу ОПН-РТ/TEL -10/11,5.

Обмотки низької напруги споживчих трансформаторів 10/0,4 кВ, з'єднані з повітряними лініями, захищають вентильними розрядниками РВН-0,5 або обмежувачами ОПН-НО-0,4/0,45; крім цього, на відстані 40...50 і 80...100 м від підстанції встановлюють два захисні заземлення з опором не більше 30 Ом.

Запитання для самоконтролю

1. Що таке внутрішня перенапруга?
2. Що таке зовнішня перенапруга?
3. Які основні види внутрішньої перенапруги ви знаєте і яка їх природа?
4. У чому полягає небезпека перенапруги для електричного обладнання?
5. Якими засобами захищають обладнання від комутаційної та наведеної атмосферної перенапруги?
6. Як захищається обладнання трансформаторних підстанцій від прямих ударів блискавки?
7. Як здійснюється захист повітряних ліній від прямих ударів блискавки?
8. Що таке зона захисту стержневого блискавковідводу? Як її визначають?
9. Як визначається зона захисту тросового блискавковідводу?
10. Що таке іскровий проміжок і де його використовують?
11. Будова і принцип роботи трубчатого розрядника.
12. За якими параметрами виконується вибір трубчастих розрядників?
13. Будова і принцип роботи вентильного розрядника.
14. За якими параметрами здійснюється вибір вентильних розрядників та обмежувачів перенапруги?
15. Будова і принцип роботи обмежувача перенапруги.
16. Назвіть основні переваги нелінійних обмежувачів перенапруги.
17. Як здійснюється грозовий захист сільських трансформаторних підстанцій?
18. Як здійснюється захист від атмосферної перенапруги сільських електричних мереж напругою до 1000 В?

РОЗДІЛ 10

ЕЛЕКТРИЧНА АПАРАТУРА

Електрична апаратура призначена для передачі електричної енергії, керування роботою генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі і споживачів електричної енергії та для захисту їх від пошкоджень в аварійних режимах.

Електричну апаратуру розділяють за напругою – *високої і низької напруги*, за струмом – *постійного і змінного струму*, за ступенем захисту апаратів від навколишнього середовища – *відкриті, захищені (закриті), вибухобезпечні* та за іншими ознаками.

Під час експлуатації мереж вся електрична апаратура повинна працювати надійно і точно. Рівень електричної ізоляції визначається робочою напругою апарата та умовами експлуатації (в приміщенні або на відкритому повітрі). Напруга є основним параметром, який істотно впливає на конструкцію електричної апаратури.

10.1 Електричні контакти

Електричним контактом називають сукупність двох або більше з'єднаних між собою провідників, через які проходить струм з одного електричного кола в інше.

Із струмопровідних частин електричних апаратів і розподільних установок у цілому найвищі вимоги ставлять до електричних контактів. Від якості контактних з'єднань в значній мірі залежить надійність роботи обладнання та системи в цілому.

За умовами роботи і за призначенням контакти розділяють на дві групи: *контакти що не розмикаються і контакти що розмикаються*.

Контактні з'єднання обох груп повинні:

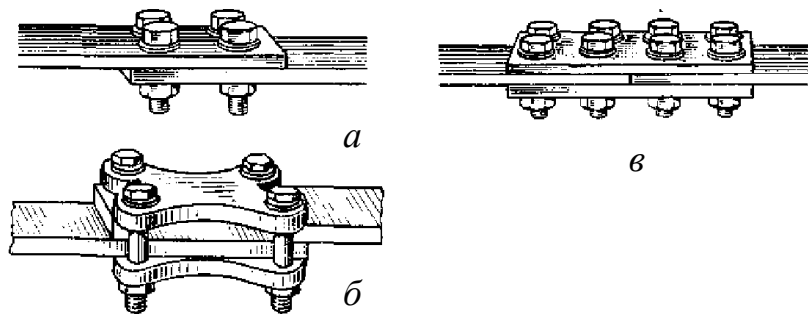
- надійно без перегрівання працювати в умовах нормального режиму;
- мати певну термічну і електродинамічну стійкість у режимі короткого замикання.

Контактні з'єднання що не розмикаються в свою чергу розділяють на **рухомі і нерухомі** контакти.

В нерухомих контактних з'єднаннях відсутнє переміщення одних контактних частин відносно інших – наприклад болтове з'єднання шин.

Нерухомі контактні з'єднання в розподільних установках виконують:

- внакладку (рисунок 10.1, а);
- внакладку із додатковими накладками (рисунок 10.1, б);
- у стик із додатковими накладками (рисунок 10.1, в);
- зварюванням.

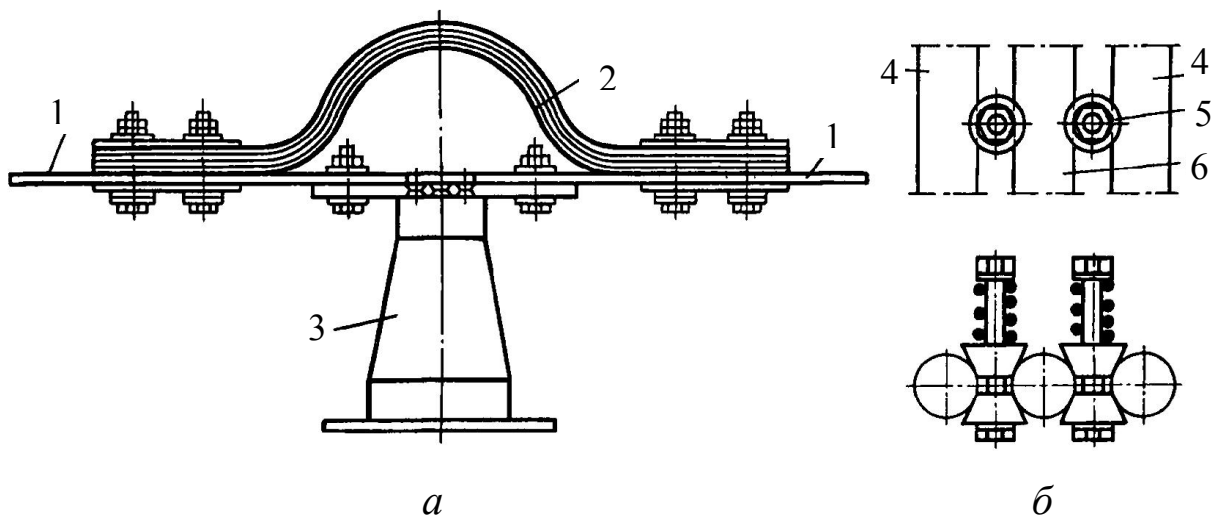


а – внакладку; б – внакладку із додатковими накладками;
в – у стик із додатковими накладками

Рисунок 10.1 – Нерухомі контакти (з'єднання шин)

В рухомих контактних з'єднаннях, що не розмикаються, відбувається ковзання або кочення.

Прикладом рухомого контакту, що не розмикається, може бути шинний компенсатор (рисунок 10.2, а). Він виготовляється із великої кількості гнучких пластинок 2 для забезпечення температурної компенсації шин 1 при можливій зміні їх довжини внаслідок коливання температури.



а – шинний компенсатор; *б* – роликові контакти

Рисунок 10.2 – Рухомі контакти, що не розмикаються

Іншим прикладом рухомого контакту, що не розмикається, можуть бути роликові контакти (рисунок 10.2, *б*), які призначенні для знімання струму із нерухомих елементів (стержнів) 4, які перемикаються роликами 5 на рухомий контакт 6.

Контакти, що розмикаються, виконуються завжди рухомими.

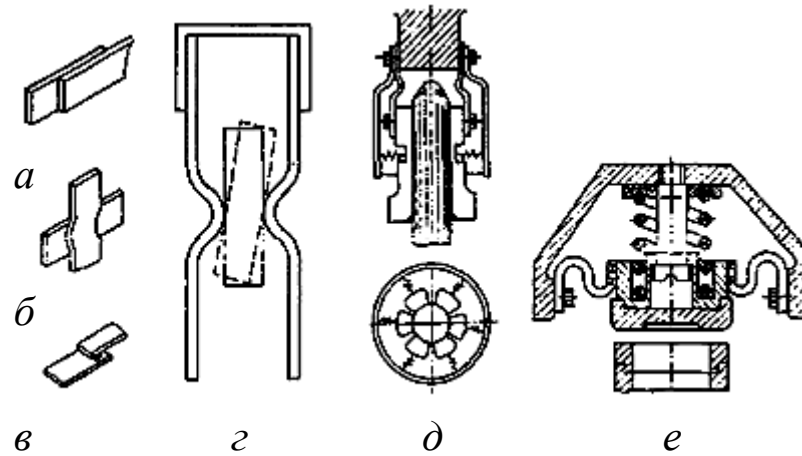
Рухомі контакти – основний елемент комутаційних апаратів. Вони повинні мати підвищену дугостійкість та витримувати певну кількість циклів «ввімкнення-розімкнення».

За принципом притискання контакти, що розмикаються, можуть бути: **плоскими, лінійними** та **точковими**.

– **Плоскі контакти** (рисунок 10.3, *а*) притискаються широкою поверхнею, мають несталий перехідний опір та недостатню електродинамічну міцність.

– **Лінійні контакти** (рисунок 10.3, *б*) притискаються лише вузькою поверхнею (лінією), мають сталий перехідний опір, високий питомий тиск в місці контакту, високу електродинамічну стійкість, просте і надійне регулювання.

– **Точкові контакти** (рисунок 10.3, *г*) дотикаються в одній або кількох точках, мають високий питомий тиск і тому характеризуються стабільністю перехідного опору, мають просте і надійне регулювання.



a – плоскі; *б* – лінійні; *в* – точкові; *г* – врубні; *д* – розеткові; *е* – торцеві;

Рисунок 10.3 – Типи рухомих електричних контактів, що розмикаються

За виконанням контакти, що розмикаються, розділяють на:

- **врубні** – складаються із ножа (рухомого контакту) і сто-
яка (нерухомого контакту), вони можуть бути з плоским, ліній-
ним або точковим притисканням (рисунок 10.3, *г*), використовую-
ють в рубильниках та роз'єднувачах;

- **розеткові** контакти мають лінійне дотикання розетки
(нерухомого контакту) із стержнем (рухомим контактом) (рисунок
10.3, *д*), застосовують в апаратах напругою понад 1000В;

- **торцеві** контакти можуть бути з плоским, лінійним,
або точковим дотиканням (рисунок 10.3, *е*), їх використовують в
апаратах напругою 110 кВ і вище.

Пружності і необхідної сили тиску на контакт в контактах,
що розмикаються, досягають за рахунок пластинчастих та спіра-
льних пружин.

Форма і конструкція нерухомих і рухомих контактів різно-
манітні і залежать від призначення, принципу роботи і конструк-
ції апаратури.

Рухомі контакти, що застосовуються для вмикання і вими-
кання великих струмів, доцільно виконувати з подвійною контак-
тною системою. Вона складається із **робочих** і **дугогасильних ко-
нтактів**, з'єднаних паралельно. При вмиканні кола спочатку за-

микаються дугогасильні контакти, а потім – робочі. При вимиканні кола, навпаки, спочатку розмикаються робочі, а потім дугогасильні контакти.

Застосування подвійної контактної системи дає можливість виконувати робочі контакти з дуже малим перехідним опором, розраховані на тривалий струм навантаження і короткочасний струм к.з. при замкнутому колі (приклад, контакти вимикачів навантаження ВН – 16 та ВН – 17).

Дугогасильні контакти виготовляють із тугоплавких матеріалів із високою дугостійкістю (сталь, молібден, вольфрам). Робочі контакти виготовляють із матеріалів із високою електропровідністю (мідь, сплави міді та ін.).

Між поверхнями контактних з'єднань, що притискаються, існує активний опір – *перехідний опір*.

$$R_K = \frac{C}{F^m}, \quad (10.1)$$

де C – коефіцієнт, який залежить від матеріалу контактів;

F – сила притискання контактів, Н;

m – коефіцієнт що залежить від типу контакту:

$m = 0,5$ – точковий контакт (сфера – сфера);

$m = 1$ – щітковий контакт.

Значення C : Мідь – $(0,3 \dots 0,4) \cdot 10^{-3}$; Сталь-мідь – $(10 \dots 30) \cdot 10^{-3}$;

Алюміній – $(1,3 \dots 1,6) \cdot 10^{-3}$; Сталь – $(25 \dots 80) \cdot 10^{-3}$;

Срібло – $(0,2 \div 0,6) \cdot 10^{-3}$

Перехідний опір характеризує кількість енергії, що поглинається в контактному з'єднанні і нагріває його.

При проходженні струму в перехідному опорі виділяється теплота, яка нагріває контакт. Внаслідок цього перехідний опір збільшується, що призводить до збільшення теплоти, яка виділяється в ньому, а тим самим – до підвищення температури контакту.

При надмірному нагріванні контактне з'єднання окислюється, що спричиняє ще більше зростання перехідного опору і,

отже, ще більше підвищення температури контакту. Активне окислення контактів розпочинається при температурі 70°C .

Підвищення температури в місці контакту може призвести до злипання або до зварювання контактів. Таке явище є дуже шкідливим для рухомих контактів, що розмикаються. Тому поверхня контактів повинна бути достатньою для зменшення перехідного опору і розсіювання теплоти.

На перехідний опір також впливає спосіб обробки контактних поверхонь та їх стан в процесі експлуатації.

Поверхні контактів завжди нерівні, на них є виступи і заглиблення. Зі збільшенням тиску на поверхню виступи деформуються, зменшуючи перехідний опір. При значних струмах контакти покривають сріблом або іншим металом, що добре проводить струм та є стійким до окислення при підвищеній температурі.

Контактні з'єднання виготовляють з міді, латуні, алюмінію та сталі. Для виготовлення рухомих контактів, що розмикають електричне коло, окрім перелічених матеріалів, часто застосовують металокерамічні з'єднання (мідь з вольфрамом або молібденом, срібло з вольфрамом та ін.). Вони поєднують високу провідність міді або срібла з високою температурою плавлення вольфраму або молібдену.

Щоб уникнути місцевого перегрівання, оплавлення і зварювання контактів при вмиканні і вимиканні електричного кола, необхідно збільшувати швидкість вмикання або розмикання контактів. Рухомі контакти також повинні мати достатню стійкість до електричної дуги та витримувати певну кількість комутаційних операцій без механічних пошкоджень.

10.2 Поняття про електричну дугу

При розмиканні електричного кола густина струму в місці контакту різко збільшується внаслідок швидкого зменшення площі притискання контактів (збільшується перехідний опір), що

в свою чергу спричиняє місцеве перегрівання, а висока температура, відповідно, спричиняє *термічну емісію електронів* з металу контактів. Крім цього, у момент розривання кола між контактами швидко встановлюється напруга мережі і виникає потужне електричне поле із великою напруженістю, що може призвести до появи електричної дуги. Електрична дуга з'являється якщо напруга в місці розривання кола більша ніж 10...20 В, а струм перевищує 100 мА.

Під дією високої температури молекули і атоми середовища, в якому горить дуга, розпадаються на електрони і позитивні іони – відбувається процес *іонізації*. Іонізоване середовище (плазма) характеризується високою провідністю, завдяки чому підтримується горіння дуги. Провідність плазми наближається до провідності металів.

Одночасно із процесом іонізації відбувається *деіонізація* газу. Теплота відводиться в навколишнє середовище, а електрони і позитивні іони, зустрічаючись, з'єднуються в нейтральні (за зарядом) молекули і атоми. Якщо деіонізація протікає інтенсивніше, ніж іонізація, то електрична дуга гасне і, навпаки, якщо іонізація інтенсивніша ніж деіонізація, то дуга горітиме необмежено довго.

Розрізняють три стадії горіння дуги:

- *запалювання дуги* (внаслідок ударної іонізації запалюється дуга, інтенсивність іонізації перевищує інтенсивність деіонізації);
- *стійке горіння дуги* (інтенсивність іонізації і деіонізації рівні);
- *згасання дуги* (інтенсивність деіонізації вища ніж іонізації).

Температура електричної дуги може досягати декількох тисяч градусів (до 10000...15000 °С). При напрузі 110 кВ і вище довжина дуги може досягати декількох метрів. Електрична дуга представляє значну небезпеку, тому її необхідно якнайшвидше загасити для обмеження можливого руйнування елементів електричних апаратів.

Процеси гасіння дуги, як і її горіння, різні при постійному і при змінному струмі. При змінному струмі дуга загоряється і гасне із заданою частотою.

Дугу можна погасити при збільшенні відстані між контактами (збільшення довжини дуги). При певній довжині дуги, більшій за критичну, кількість теплоти, що відбирається від дуги, буде більшою ніж кількість теплоти, що в ній виділяється – дуга гасне.

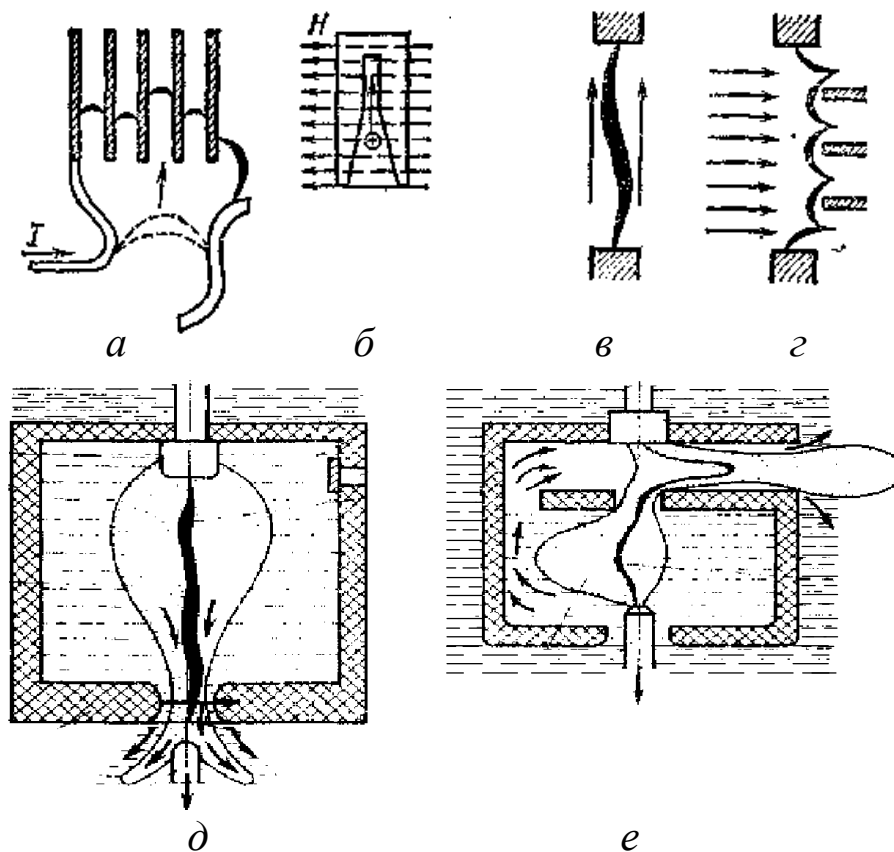
Електричну дугу в колах змінного струму гасити простіше, ніж у колах постійного струму. Струм промислової частоти (50 Гц) 100 раз за секунду проходить через нульове значення. При нульовому значенні струму енергія в електричній дузі не виділяється. Якщо відібрати від дуги достатню кількість теплоти, то можна досягти такої деіонізації міжконтактного проміжку, при якій розірветься коло електричного струму і дуга погасне.

Гасіння дуги змінного струму можна поділити на дві категорії: гасіння відкритої електричної дуги і гасіння дуги в дугогасильних пристроях.

Умови гасіння відкритої електричної дуги змінного струму аналогічні умовам гасіння дуги постійного струму. В момент переходу через нульове значення відкрита дуга може погаснути. Для цього контакти розміщують так, щоб електродинамічні сили і рухомі потоки нагрітого повітря розтягували дугу. Гасіння відкритої дуги застосовують при відносно невеликій напрузі і струмах. Гасіння такої дуги забезпечується лише тоді, коли її довжина буде не меншою від деякого критичного значення.

При $U > 1000$ В, навіть при порівняно невеликих струмах, гасіння відкритої дуги утруднюється і для цього використовують спеціальні дугогасильні пристрої різних типів.

Гасіння дуги в металевих ґратках. Дуга подрібнюється, зтягується в металеві ґратки під дією електромагнітного поля, та охолоджується (рисунок 10.4, а). Застосовують в автоматичних вимикачах та контакторах напругою до 1000 В.



a – в металевих ґратках; *б* – у вузьких щілинах; *в, г* – стисненим повітрям; *д* – у маслі, в дугогасильних камерах із поздовжнім дуттям; *е* – у маслі, в дугогасильних камерах із поперечним дуттям

Рисунок 10.4 – Способи гасіння електричної дуги

Гасіння дуги у вузьких щілинах із дугогасильного матеріалу (гетинаксу, фібри або вініпласту) який при підвищенні температури розкладається і виділяє газ, що не підтримує горіння дуги. Додатково відбувається інтенсивне охолодження дуги стінками вузької камери (рисунок 10.4, *б*). Для підсилення ефекту гасіння може застосовуватися магнітне поле, яке створюється за рахунок котушки підключеної послідовно із контактами. Такий спосіб гасіння дуги застосовують у вимикачах навантаження ВН-16, ВН-17 та ін.

Гасіння дуги під високим тиском. Високий тиск утворюється від горіння самої дуги в щільно закритих камерах, із ростом тиску знижується іонізація газу і зростає його теплопровідність, що сприяє гасінню дуги. Такий спосіб гасіння дуги застосовують в плавких запобіжниках напругою до та понад 1000 В.

Гасіння дуги стисненим повітрям. Дуга обдувається потоком стисненого повітря вздовж (рисунк 10.4, в) або поперек (рисунк 10.4, г). Такий спосіб гасіння дуги застосовують у повітряних високовольтних вимикачах.

Гасіння дуги у маслі. Під дією високої температури трансформаторне масло в зоні дуги розкладається і утворюється газовий пузир, основним компонентом його є водень і пари масла які гасять дугу. Інтенсивність гасіння дуги підвищується також за рахунок зростання тиску всередині газового пузиря.

Чим ближче масло до дуги і чим вище швидкість його руху, тим швидше гаситься дуга. Цього досягають в спеціальних дугогасильних камерах. Такий спосіб гасіння дуги застосовують в масляних високовольтних вимикачах (багато- та малооб'ємних).

За принципом дії розрізняють три групи дугогасильних камер:

- **камери із авто дуттям**, коли високий тиск і швидкість руху газу в зоні дуги створюється за рахунок енергії, що виділяється при взаємодії дуги і масла. Розрізняють камери із поздовжнім (рисунк 10.4, д) та поперечним дуттям (рисунк 10.4, е);
- **камери із примусовим дуттям**, коли використовуються гідравлічні пристрої, що під тиском нагнітають масло в камеру;
- **камери із магнітним гасінням в маслі**, коли дуга під дією магнітного поля переміщується у вузькі щілини камери, що розташована в маслі.

Гасіння дуги в елегазі. Елегаз має значно вищу електричну міцність у порівнянні із повітрям (6...9 МВ/м). Навіть при атмосферному тиску в елегазі дуга швидко гасне. Такий спосіб гасіння дуги застосовують в елегазових високовольтних вимикачах та у вимикачах навантаження.

Гасіння дуги у вакуумі. В глибокому вакуумі ($\approx 10^{-4}$ Па) дуга гасне при першому переході струму через нуль при порівняно незначних відстанях між контактами (5...15 мм). Спосіб застосовують у високовольтних вакуумних вимикачах сучасних серій.

Перелічені вище способи гасіння дуги, при застосуванні в електричних апаратах, можуть комбінуватися.

У більшості сучасних конструкцій дугогасильних пристроїв вдається досягти необхідної для гасіння дуги деіонізації при одному переході змінного струму через нульове значення.

10.3 Шини розподільних пристроїв

Всі електричні приєднання одного ступеня напруги в розподільних пристроях (пунктах) виконують за допомогою **збірних шин** – не ізольованих фазних провідників, що закріплені на ізоляторах.

В розподільних пристроях напругою вище 1000 В використовують **круглі, прямокутні та коробчасті шини**, виготовлені із міді, алюмінію або сталі. Здебільшого застосовують алюмінієві шини.

У відкритих розподільчих пристроях (ВРП) шини виконують багатодротовими сталєалюмінієвими проводами, а в закритих розподільчих пристроях (ЗРП) – плоскими алюмінієвими або мідними шинами прямокутного перерізу.

В залежності від сили струму шини збирають по одній, дві, три смуги в одному пакеті по фазі. Для кращого охолодження шин між смугами в пакеті зазор приймають рівним товщині смуги.

Коробчасті перерізи шин застосовують при струмах, які перевищують 3000 А.

Шини фази А (L1) фарбують в жовтий колір, фази В (L2) – в зелений, а фази С (L3) – в червоний.

Якщо шини мають значну довжину, то їх окремі ділянки з'єднують гнучкими перемичками – компенсаторами (рухомий нероз'ємний контакт).

10.4 Ізолятори для електричних установок

Для безаварійної роботи електричної апаратури слід забезпечити надійну ізоляцію струмопроводів між собою і відносно

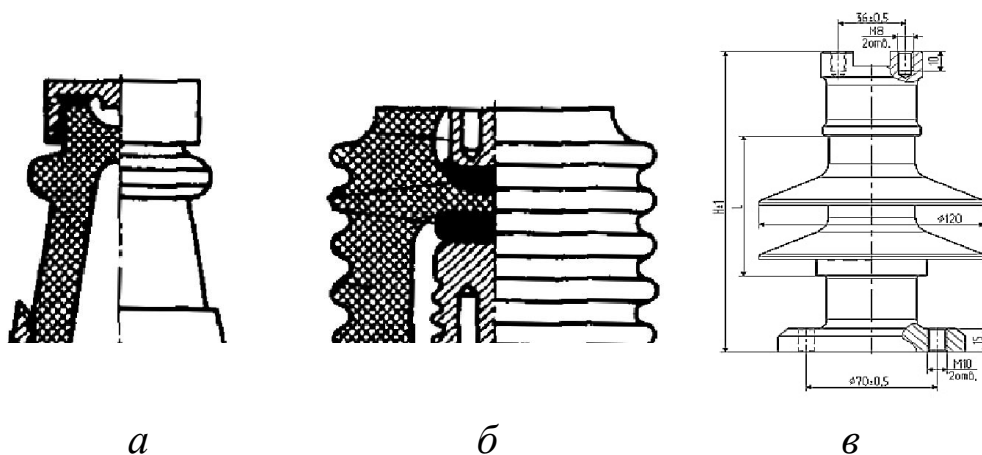
землі. Для виконання цих функцій та для закріплення струмоведучих частин використовують **станційні, апаратні та лінійні ізолятори**. Стійкість ізоляції визначається пробивною напругою та механічною міцністю.

Ізолятори, які використовують для кріплення проводів повітряних ліній і шин ВРП називаються **лінійними**. Вони можуть бути штирові, або підвісні. Виготовляють лінійні ізолятори із скла, фарфору та полімерних матеріалів (склопластикові трубка або стержень, захищена від зовнішніх впливів ребристим покриттям із кремнійорганічної гуми).

Станційні та апаратні ізолятори використовуються для кріплення та ізоляції шин або відповідних струмоведучих частин електричних апаратів. Їх поділяють на **опорні** та **прохідні**.

Для внутрішнього встановлення випускають ізолятори, розраховані на напругу до 110 кВ.

Опорні ізолятори (опорно-стержневі) ВРП типу ОФ на напругу 6...35 виготовляють із зовнішнім (рисунок 10.5, *а*) або внутрішнім (рисунок 10.5, *б*) закладенням арматури, із овальною, круглою або квадратною основою і використовують для кріплення шин та апаратів розподільних пристроїв. На даний час активно застосовуються полімерні опорні ізолятори (рисунок 10.5, *в*).



а – фарфоровий із зовнішнім закладенням арматури (ОФ);
б – фарфоровий із внутрішнім закладенням арматури (ОФ);
в – полімерний із внутрішнім склопластиковим стержнем (ОСК)

Рисунок 10.5 – Опорні стержневі ізолятори на напругу 10 кВ

ОФ-10-375-П УЗ: О – опорний; Ф – фарфоровий; клас напруги 10 кВ; мінімальне руйнівне навантаження на згинання – 3,75 кН; П – наявність арматури спеціального типу для кріплення запобіжників; УЗ - кліматичне виконання для роботи в приміщенні.

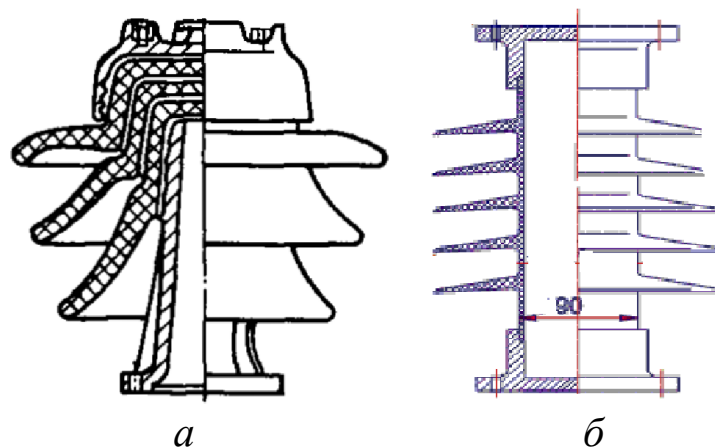
ОСК 4-10-В02-1-УХЛ1: О – опорний; С – стержневий; К – захисна оболонка із кремнійорганічної гуми; 4 – мінімальне руйнівне навантаження на згинання – 4 кН; клас напруги 10 кВ; УХЛ1 - кліматичне виконання для роботи на відкритому повітрі.

Опорні ізолятори РП виготовляють **опорно-штировими** типу ШН із скла на напругу до 20 кВ, типу ОНШ із фарфору на напругу 10...35 кВ (рисунок 10.6, а), типу ОНС із фарфору на 10...110 кВ і типу ОС із фарфору на 20...35 кВ. Взамін фарфорових ізоляторів застарілих серій типу ОНШ встановлюють полімерні ізолятори типу ОНШП (рисунок 10.6, б).

ШН-10-490 – штировий опорний ізолятор зовнішнього встановлення, мінімальне руйнівне навантаження 4,9 кН.

Із ізоляторів ОНШ-35 і ОС-35 на напругу 35 кВ збирають колонки для установок напругою 110 і 220 кВ (відповідно з трьох і п'яти ізоляторів).

У ізоляторів для ВРП для підвищення електричної міцності поверхня більш розгалужена, ніж у ізоляторів для ЗРП.

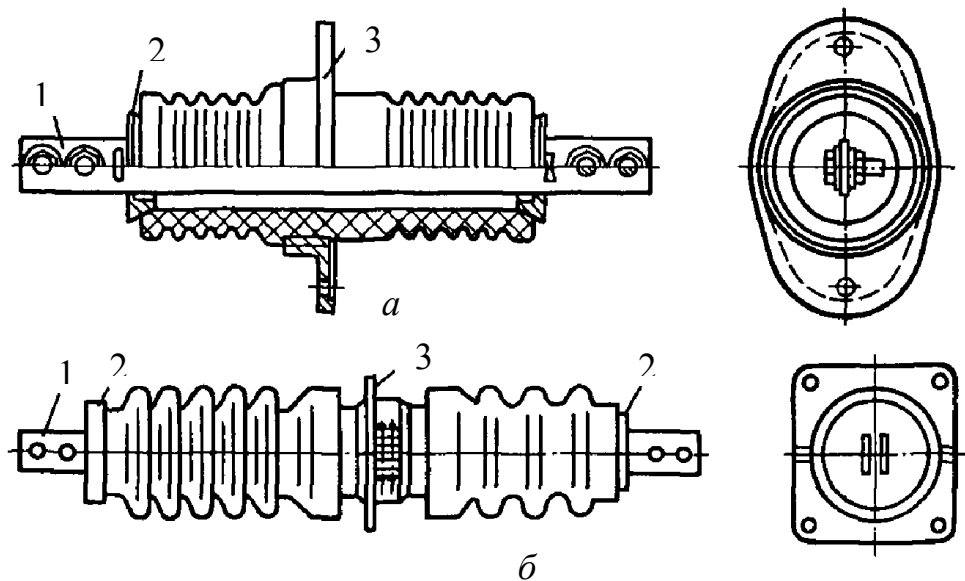


а – ОНШ-10; б – ОНШП-10

Рисунок 10.6 – Опорні ізолятори зовнішнього встановлення

Прохідні ізолятори для ЗРП та ВРП призначені для введення струмопровідних частин із приміщення і для прокладання

шин через стіни і перекриття, для виведення струмоведучих частин із корпусів електричних апаратів та обладнання (рисунок 10.7).



а – ИП-10/1000-7,5 УХЛ2; *б* – ИП-35/1000-7,5 УХЛ2;

Рисунок 10.7 – Прохідні ізолятори

ИП – найбільш поширений прохідний ізолятор на напругу 6...35 кВ і струм 400...1600 А (для внутрішнього встановлення) та 630...10000 А (для зовнішньо-внутрішнього встановлення).

ИП-10/1000-7,5 – ізолятор прохідний на напругу 10 кВ, струм $I_n = 1000$ А, мінімальне руйнівне навантаження – 7,5 кН.

Якщо одна частина прохідного ізолятора працює на повітрі, а інша в маслі (трансформатори, бакові вимикачі), то його виготовляють несиметричним (частина, що призначена для роботи на повітрі має більш розвинену поверхню).

На напругу від 110 кВ і вище, і струми до 2000 А широко застосовують маслонаповнені вводи (ГМБТ-110/1000, БМП-110/1000, ГМЛБ-90-110/1000). У них порожнина між фарфором і струмопровідним стержнем заповнена трансформаторним маслом або паперово-масляною ізоляцією.

10.5 Плавкі запобіжники

Плавкий запобіжник – це найпростіший апарат захисту та комутації, який призначений для автоматичного однократного ві-

дключення електричних кіл при короткому замиканні або при тривалих перевантаженнях шляхом розплавлення нагрітої струмом **плавкої вставки**, яка представляє собою штучно послаблену ділянку мережі. Плавка вставка нагрівається струмом, що протікає через неї, і перегоряє, коли струм перевищує допустимі значення.

Запобіжник включається послідовно в електричне коло, що захищається і складається із наступних частин: контактний стояк, патрон (корпус) із плавкою вставкою і системою для гасіння дуги.

До основних переваг запобіжників можна віднести:

- простота конструкції;
- низька вартість;
- швидке відключення електричного кола при к.з.;
- здатність до обмеження струму к.з. (деякі типи запобіжників).

Завдяки вказаним перевагам, в електричних мережах напругою до 1000 В запобіжник є одним із основних засобів захисту. В мережах напругою понад 1000 В застосовуються запобіжники напругою до 110 кВ.

До основних недоліків плавких запобіжників, які обмежують їх використання, можна віднести:

- значний розкид характеристик, що утруднює узгодження розташованих послідовно апаратів;
- можливість виникнення неповнофазних режимів роботи обладнання при перегорянні плавкої вставки в одній фазі;
- не чітка робота при перевантаженнях мережі;
- забезпечують селективність дії лише в радіальних мережах із одностороннім живленням;
- необхідність заміни плавкої вставки, що перегоріла.

Плавкі запобіжники характеризуються: номінальною напругою $U_{н.зан}$, номінальним струмом запобіжника $I_{н.зан}$, номінальним струмом плавкої вставки $I_{н.в}$ та номінальним (граничним) струмом відключення $I_{гр.відкл.}$.

Номінальний струм запобіжника $I_{н.зан}$ характеризує його корпус і контактну систему.

Номінальний струм плавкої вставки $I_{н.в.}$ – струм на який розрахована плавка вставка при тривалій роботі.

До одного й того ж корпусу запобіжника можна вставити ряд плавких вставок на різні струми. Необхідно при цьому щоб виконувалася умова:

$$I_{н.в.} \leq I_{н. зап} \quad (10.2)$$

Граничний струм відключення $I_{гр. відкл.}$ – це найбільше допустиме діюче значення періодичної складової струму короткого замикання ($I_y^{(3)}$), яке може відключити запобіжник при заданих умовах.

Відключення запобіжником струмів, що перевищують допустимі значення, може призвести до руйнування корпусу та контактною системи і навіть до перекриття між фазами мережі.

Основним елементом запобіжника є **плавка вставка** – штучно послаблена ділянка електричного кола, яка перегоряє при перевищенні струмом заданого значення. Після спрацювання запобіжника необхідно вручну замінити плавку вставку.

Умовно роботу запобіжника можна розділити на три періоди:

- 1) аварійний струм нагріває плавку вставку до заданої температури t ;
- 2) плавлення плавкої вставки;
- 3) гасіння дуги.

Плавкі вставки запобіжників виготовляють із свинцю, сплавів свинцю та олова, цинку, алюмінію, міді, срібла, константану та інших матеріалів.

Щоб знизити температуру плавлення вставки використовують матеріали з низькою температурою плавлення та високою теплоємністю: свинець (327°C), свинець із оловом ($240\ldots320^{\circ}\text{C}$) та цинк (419°C).

Плавкі вставки з цих матеріалів мають порівняно великий переріз із-за високого питомого опору матеріалу ($\rho = (0,06 \ldots 0,2) \cdot 10^{-6}$ Ом·м), забезпечують значні витримки часу спрацю-

вання при перевантаженнях і легко витримують короточасні перевантаження.

Такі плавкі вставки мають відносно великий переріз. При їх перегорянні утворюється велика кількість парів металу, що утруднює процес гасіння дуги.

Срібло і мідь мають менший питомий опір ($\rho = (0,016 \dots 0,018) \cdot 10^{-6}$ Ом·м) і більшу температуру плавлення (961 та 1083 °С відповідно), що дозволяє значно знизити переріз вставки та час її перегорання. Але малий переріз вставки веде до перегрівання корпусу запобіжника при малих перевантаженнях.

Для зниження температури плавлення вставки з тугоплавких матеріалів (міді та срібла) на вставку наплавляють олов'яні кулі (рисунок 10.7), які мають значно нижчу температуру плавлення ніж матеріал вставки. При розплавленні вони розчиняють основний метал вставки і ведуть до його інтенсивного руйнування («металургійний ефект»). Плавка вставка перегоряє при температурі, яка наближається до температури плавлення олова.

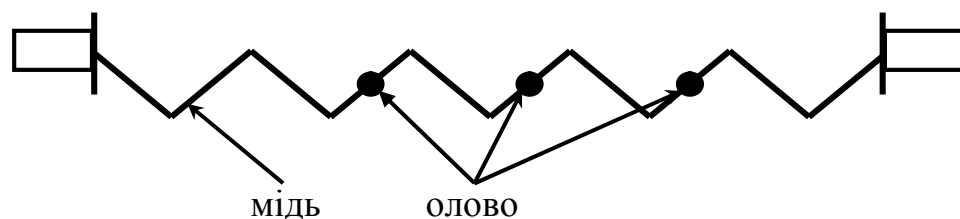


Рисунок 10.7 – Використання металургійного ефекту в запобіжнику

За умовами гасіння електричної дуги запобіжники розділяють на дві групи:

- запобіжники, що забезпечують ефект обмеження струмів короткого замикання;
- запобіжники, що не забезпечують ефект обмеження струмів к.з.

Перша група запобіжників не впливає на значення струму к.з., а лише відключає його через певний час.

В запобіжниках, що забезпечують ефект обмеження струму, розплавлення вставки та гасіння дуги відбувається раніше ніж струм к.з. досягне свого максимального значення (ударного струму).

Швидке гасіння дуги забезпечується за рахунок:

- високого тиску газів, що виділяються із корпусу запобіжника (фібра, вініпласт, поліметилакрилат та ін.) під впливом температури дуги;
- гасіння дуги в вузьких щілинах і каналах;
- за рахунок інтенсивного відведення теплоти від дуги дрібнозернистим наповнювачем (кварцовий пісок).

При короткому замиканні на затискачах запобіжників із ефектом обмеження струму к.з. в момент перегорання вставки можуть виникати комутаційні перенапруги. Для обмеження цих перенапруг застосовують ряд заходів, наприклад, використовують вставки ступінчастого перерізу (до 250 В – два звуження, до 500 В – чотири звуження перерізу вставки).

При великих струмах к.з. вставка перегоряє одночасно в кількох звужених місцях, а при малих перевантаженнях нагрівається звужена частина і тепло віддається через розширену частину в контактну систему без зайвого перегріву. В цьому випадку вставка перегоряє в місці переходу від її вузької частини до широкої.

При значних струмах к.з. вставка плавиться одразу по всій довжині. Струм у колі миттєво зникає і тому виникає перенапруга, яка пробиває міжконтактний проміжок, після чого загоряється дуга. В електричній мережі напругою понад 1000 В перенапруга може досягати до $4,5 U_n$.

Для обмеження перенапруги також застосовують плавкі вставки з кількох завитих у вигляді спіралі дротів різного перерізу. Спочатку перегоряє вставка меншого перерізу, а потім більшого.

Для цієї ж мети використовують іскровий проміжок. Спочатку плавиться неперервана (суцільна) вставка, а потім від невеликої перенапруги пробивається іскровий проміжок і плавиться наступна (паралельна) плавка вставка із проміжком.

Час спрацювання плавкої вставки в основному визначається часом її нагрівання до температури плавлення. Очевидно, що чим більший струм, що протікає через вставку, тим менше час плавлення вставки.

Плавка вставка запобіжника характеризується захисною або часострумовою (ампер-секундною) характеристикою (рисунок 10.8).

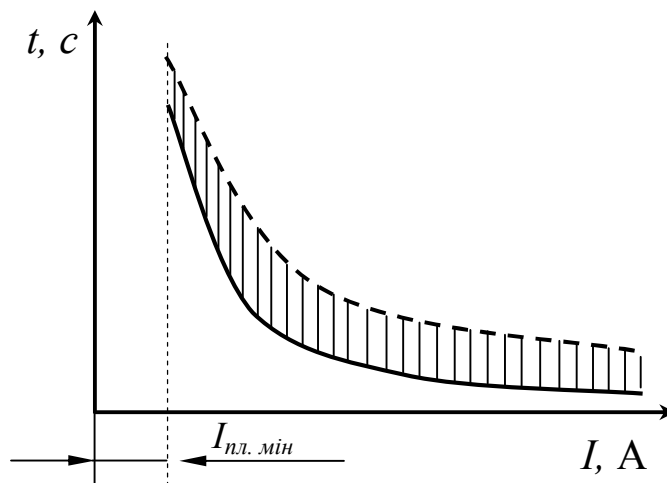


Рисунок 10.8 – Захисна характеристика запобіжника

Окрім величини струму к.з. на процес і на час перегорання плавкої вставки впливають також ряд інших факторів: температура навколишнього середовища, значення струму режиму, що передував к.з., старіння (зношення) вставки запобіжника та ін.

У зв'язку із цим характеристики запобіжників мають значний розкид, і їх необхідно зображувати у вигляді певної зони (рисунок 10.8).

10.5.1 Плавкі запобіжники напругою до 1000 В

До 1000 В застосовуються наступні основні типи запобіжників:

- запобіжники, що розбираються, із фібровими трубками: ПР1 (до 250В); ПР2 (до 500В);

– запобіжники з фарфоровим корпусом із кварцовим наповнювачем (піском): ПН2 (насипний, розбірний, до 1000 В); НПН2 (насипний, нерозбірний, до 1000 В).

Запобіжники типу ПР виготовляють на напругу 220 та 500 В і на струм патрону 15...1000А.

Патрон 2 запобіжника (рисунок 10.9) виготовляють із фібрової трубки з латунними обоймами 5 (із різьбою) на кінцях. Латунні обойми притискають контактні ножі 1 до яких приєднана гвинтами ступінчаста плавка вставка 3.

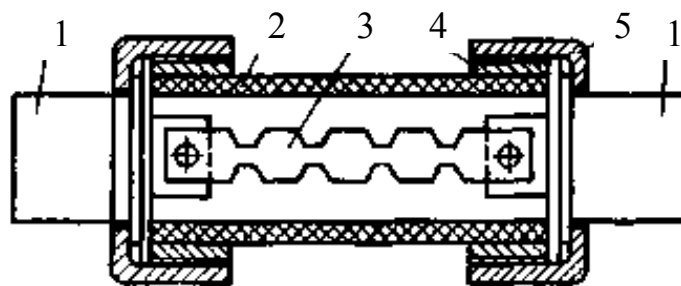


Рисунок 10.9 – Плавкий запобіжник типу ПР

Ці запобіжники забезпечують ефект обмеження струму к.з. В них електрична дуга гаситься високим тиском газів (водень та вуглекислий газ), що генеруються фібровою трубкою.

Перевагою запобіжників ПР в порівнянні із насипними запобіжниками є простота заміни вставки.

Недоліком таких запобіжників є дещо більші габарити.

Запобіжники типу ПН2 (рисунок 10.10) мають кварцовий наповнювач 5, який заповнює фарфоровий патрон 2. Патрон закривається кришками 1. Плавка вставка 6 запобіжника ПН2 виготовляється із однієї або декількох мідних стрічок які мають прорізи. На мідь напаюються кульки із олова. В електричне коло запобіжник вмикається за допомогою ножів 4.

Запобіжник ПН2 забезпечує ефект обмеження струму к.з. за рахунок розділення дуги (перегоряє одночасно декілька пластинок) і швидкого охолодження її кварцовим піском.

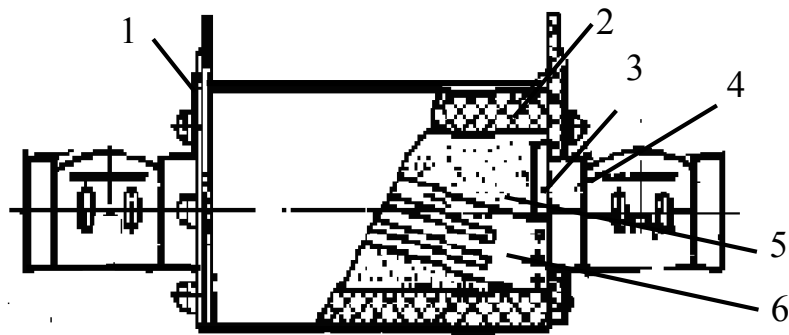


Рисунок 10.10 – Плавкий запобіжник типу ПН2

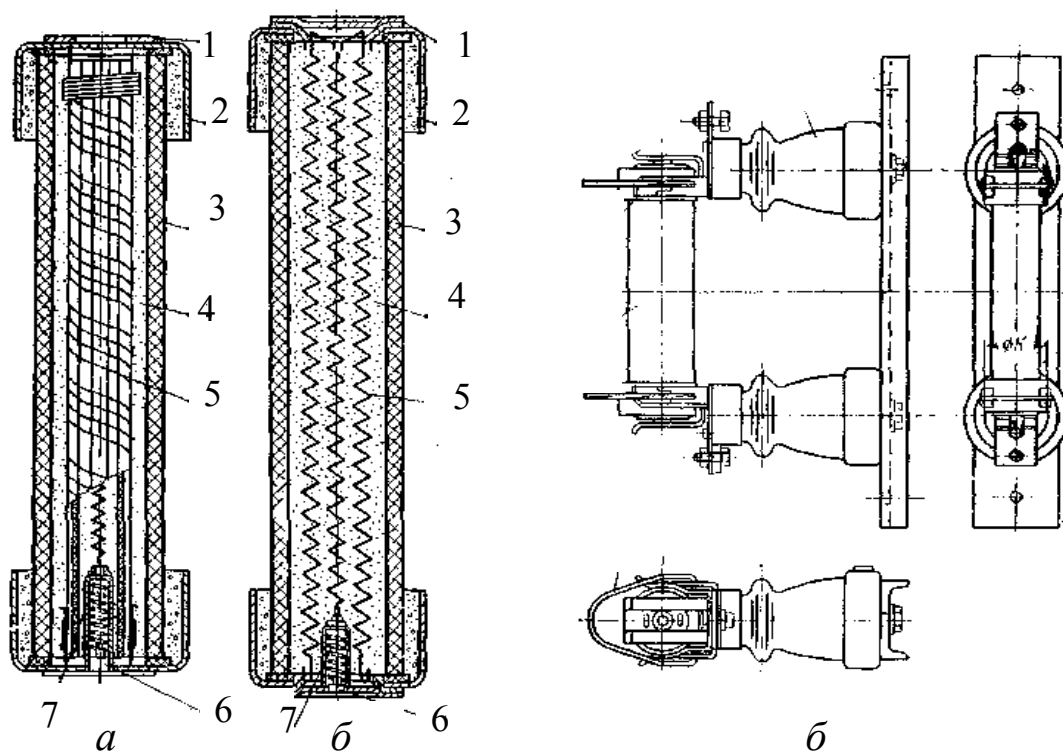
Принцип дії запобіжника НПН2 (нерозбірний) такий же як і в запобіжника ПН2. Його корпус (патрон) виготовляють із скляної трубки із латунними ковпачками. Трубка заповнена кварцовим піском в якому розташована плавка вставка із декількох мідних дротів, на які посередині напаяні олов'яні кульки. Цей запобіжник також забезпечує обмеження струму к.з.

Для сільських електроустановок промисловість випускає насипні нерозбірні запобіжники ППЗ1 на струм 32...1000 А і напругу 660В. Всі струмоведучі частини і плавка вставка запобіжника типу ППЗ1 виготовлені із алюмінію.

10.5.2 Плавкі запобіжники напругою вище 1000 В

В сільських електричних мережах напругою вище 1000 В застосовують запобіжники ПКТ (ПК), ПКН (ПКТ), ПКНУ, ПВТ (ПС, ПСН) та ін. (в дужках вказана попередня назва запобіжника).

Найбільш поширені запобіжники ПКТ-10 на напругу 10 кВ, які встановлюють на стороні вищої напруги сільських трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Патрон 3 запобіжника (рисунок 10.11) виготовляють із фарфорової трубки із латунними ковпачками 2 та кришками 1, яка заповнена кварцовим піском 5. Плавкі вставки виготовляють із посрібленого мідного дроту, які намотані на ребристе керамічне осердя (на струм до 7,5 А). При струмах 10...400 А встановлюють паралельно декілька спіральних вставок. На плавких вставках застосовують металургійний ефект.



a – на струм до 7.5А; *б* – на струм 10...400 А; *в* – запобіжник ПКТ-10 у зібраному вигляді

Рисунок 10.11 – Плавкий запобіжник типу ПКТ-10 (ПК-10)

Про спрацювання запобіжника сигналізує показчик 6, який викидається назовні пружиною 7. В нормальному стані показчик утримується сталлюю вставкою, яка перегоряє вслід за робочими.

Для захисту вимірювальних трансформаторів напруги застосовують запобіжники типу ПКН (ПКТ). На відміну від запобіжника ПКТ (ПК) їх плавка вставка виготовляється із константанового дроту, який намотаний на керамічне осердя.

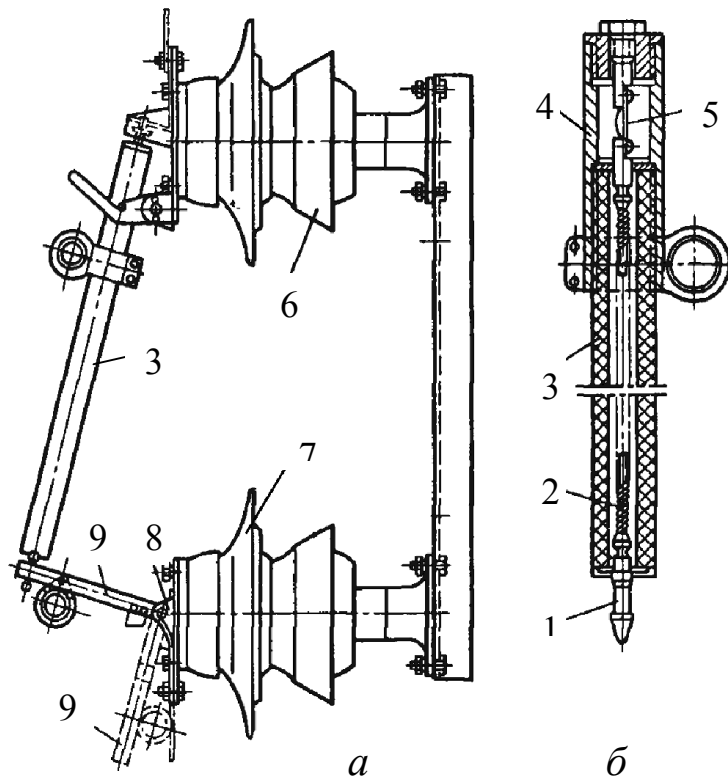
Завдяки високому опору і малому перерізу плавкої вставки забезпечується значний ефект обмеження струму к.з.

Запобіжники ПКН мають менші габарити в порівнянні із ПКТ і не мають показчика спрацювання.

ПКНУ – запобіжник аналогічний ПКН, але підсилений і розрахований на відключення к.з. необмеженої потужності.

Технічні характеристики запобіжників наведено в додатку Е.

Запобіжники типу ПВТ (ПС) (рисунок 10.12), вихлопні (стріляючі), виготовляють на напругу 10...110 кВ. Вони призначені для встановлення у відкритих розподільчих пристроях.



a – запобіжник у зібраному вигляді; *б* – патрон запобіжника
Рисунок 10.12 – Плавкий запобіжник типу ПВТ (ПС)

В сільських електричних мережах застосовуються запобіжники ПВТ-35(ПС-35) для захисту силових трансформаторів напругою 35/10 кВ.

Патрон запобіжника має металевий патрубок 4, в металевий патрубок встановлена трубка 3 із газогенеруючого матеріалу (вініпласт). Плавка вставка 5 виготовляється із посрібленого мідного дроту із олов'яною кулькою. Паралельно до основної вставки розміщена стальна вставка. Одним кінцем стальна вставка закріплена до металевого патрубка, а іншим – до гнучкого зв'язку 2. При перегорянні плавкої вставки (мідної і сталльної) поводок витягується із трубки підпружиненим важелем 9 за наконечник 1. В трубці створюється високий тиск газів, які, в свою чергу, створюють після виходу гнучкого зв'язку із каналу потужне поздовжнє дуття, яке деформує і гасить дугу.

В модернізованих запобіжниках ПВТ-35 МУ в металевий патрубок вмонтований мідний клапан, що закриває поперечний отвір для дуття. При гасінні великих струмів к.з. тиск газу достатній для

спрацювання клапану і створення поперечного дуття. При гасінні дуги із незначними струмами клапан не спрацьовує і гасіння дуги відбувається за рахунок високого тиску в патроні.

Запобіжник ПВТ не забезпечує ефект обмеження струму к.з., так як дуга гасне при першому переході струму через 0.

На сьогодні на базі запобіжників ПВТ розроблені і застосовуються на підстанціях керовані запобіжники на напругу 35 та 110 кВ, наприклад запобіжник УПС-35.

Гнучкий зв'язок 2 запобіжника УПС-35 з'єднаний із плавкою вставкою 5 не жорстко а через контактну систему, яка забезпечує механічне розривання кола плавкої вставки під впливом привода при спрацюванні релейного захисту. При значних струмах к.з. плавка вставка запобіжника перегоряє раніше ніж спрацює релейний захист. Існують також варіанти керованих запобіжників без плавкої вставки.

10.6 Автоматичні вимикачі

Автоматичний повітряний вимикач (автомат) – це захисний та комутаційний апарат, який застосовується в електричних мережах напругою до 1000 В для захисту їх від струмів к.з., струмів перевантаження, зниження напруги в мережі а також для нечастого вимикання і вмикання електричних мереж (не більш як 2-3 рази на годину). Гасіння дуги в автоматичних вимикачах відбувається в повітрі, тому їх називають повітряними.

Основними елементами автоматів є контакти із дугогасильною системою (камерою), привод із механізмом вільного розчеплення, розчіплювачі та допоміжні контакти. Всі вузли автоматів розміщуються у корпусі із ізоляційного матеріалу.

Переваги автоматів:

- застосування трифазних автоматів замість плавких запобіжників виключає можливість виникнення неповнофазних режимів роботи мережі;

- забезпечують надійний захист мереж при перевантаженні.

Автоматичні вимикачі характеризуються: номінальною напругою $U_{н.авт}$ та номінальним струмом автомата $I_{н.авт}$, номінальним струмом розчіплювачів $I_{н\ p.}$, граничним струмом відключення $I_{гр\ відкл.}$, допустимою кількістю комутацій на годину.

На рисунку 10.13 наведено схему автоматичного повітряного вимикача (положення «відключено») із основними елементами.

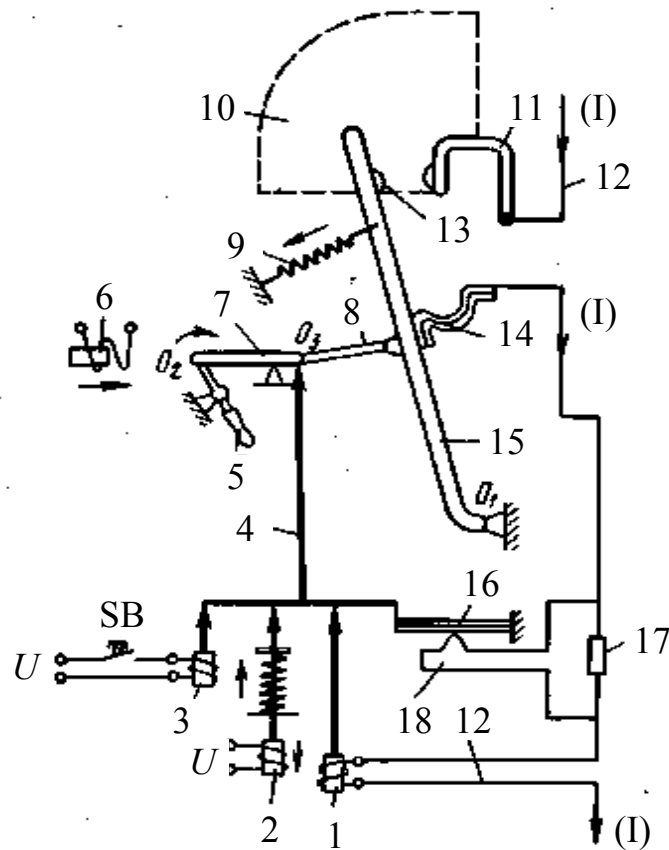


Рисунок 10.13 – Схема та основні елементи автоматичного вимикача

При вмиканні вимикача вручну (рисунок 10.13) повертають важіль 5 за часовою стрілкою. При цьому зусилля через важелі 7 та 8 механізму вільного розчеплення передається контактному важелю 15, який переміщується і зводить пружину відключення 9 та замикає контакти 13, через які протікає струм I .

При автоматичному або дистанційному відключенні вимикача під дією будь-якого із розчіплювачів (1 – максимальний електромагнітний, 2 – мінімальної напруги, 3 – незалежний, 16 – тепловий) через тягу 4 «зламуються» важелі 7 та 8, під дією пружини 9 повертається контактний важіль 15 і контакти 13 розмикаються.

Розчіплювачами називають електромагнітні або термобіметалічні механізми, які контролюють заданий параметр мережі і спрацьовують коли він досягає певного, встановленого раніше, значення.

В автоматичних вимикачах використовуються електромагнітні, теплові, незалежні, мінімальної напруги, напівпровідникові та інші типи розчіплювачів.

Електромагнітний розчіплювач – це електромагніт, який при зростанні струму в обмотці (котушці) до недопустимих величин (перевантаження або к.з.) миттєво притягує або виштовхує (в залежності від конструкції) феромагнітний якір, внаслідок чого звільнюється заскочка і відбувається спрацьовування вимикача.

В автоматичних вимикачах широко використовуються **максимальні струмові розчіплювачі** 1 (рисунок 10.13), які забезпечують швидке (до 0,02 с) відключення автомата внаслідок протікання струму к.з. в колі що захищається. Електромагнітний розчіплювач може бути забезпечений механізмом витримки часу.

Незалежний електромагнітний розчіплювач 3 призначений для дистанційного відключення автомата.

Електромагнітний розчіплювач мінімальної напруги 2 (нульовий розчіплювач) контролює зникнення напруги в мережі або її зниження нижче встановленого рівня. Його можна використовувати також в якості незалежного розчіплювача.

Тепловий розчіплювач (термобіметалевий) – елемент аналогічний тепловому реле. Він складається із нагрівального елемента 18 і біметалевої пластини 16 (рисунок 10.13). Тепловий розчіплювач призначений для розмикання мережі при перевантаженні.

Теплові розчіплювачі мають значну теплову інерцію і тому не можуть забезпечити необхідної швидкості спрацювання при к.з. Найбільш часто теплові розчіплювачі використовуються в комплекті із електромагнітними (*комбінований розчіплювач*).

Для покращення захисту від однофазних коротких замикань (підвищення чутливості захисту), в сільських електричних мережах застосовують автоматичні вимикачі із електромагнітним *розчіплювачем в нульовому проводі*. Струм спрацювання такого розчіплювача зазвичай менший ніж розчіплювачів у фазних про- водах.

В автоматах, що розраховані на незначні струми встановлюють одну пару контактів на фазу. При відключенні значних струмів к.з. в автоматах застосовують дві пари контактів на фазу – головні та дугогасні.

Для покращення умов гасіння дуги використовують дугогасильні камери із стальними (мідними) пластинами, поздовжньо-щілинні та лабіринтно-щілинні камери із електромагнітами для магнітного дуття.

Найбільш поширеними є автоматичні вимикачі наступних серій: АЕ-1000, АЕ-2000; АП-50Б (замість знятого АП-50); А-3700 – на струм до 630 А, АК-50, АК-63, ВА51, ВА52, ВА57, ВА61, ВА88, ВА99, АВ53 та ін .

Конструктивні особливості автоматичних вимикачів розглянемо на прикладі вимикача серії А3700 (рисунок 10.14).

Контактна система автомата включає головні контакти 8, які зв'язані із механізмом вільного розчеплення та контакти 7, які забезпечують обмеження струму к.з.

Контакти 7 при струмі к.з. в декілька кА під впливом електродинамічних зусиль розмикаються за час 10...15 мкс, тобто розмикаються до спрацювання електромагнітного розчіплювача максимального струму.

Термічна стійкість контактів забезпечується металокерамічними пластинами 9.

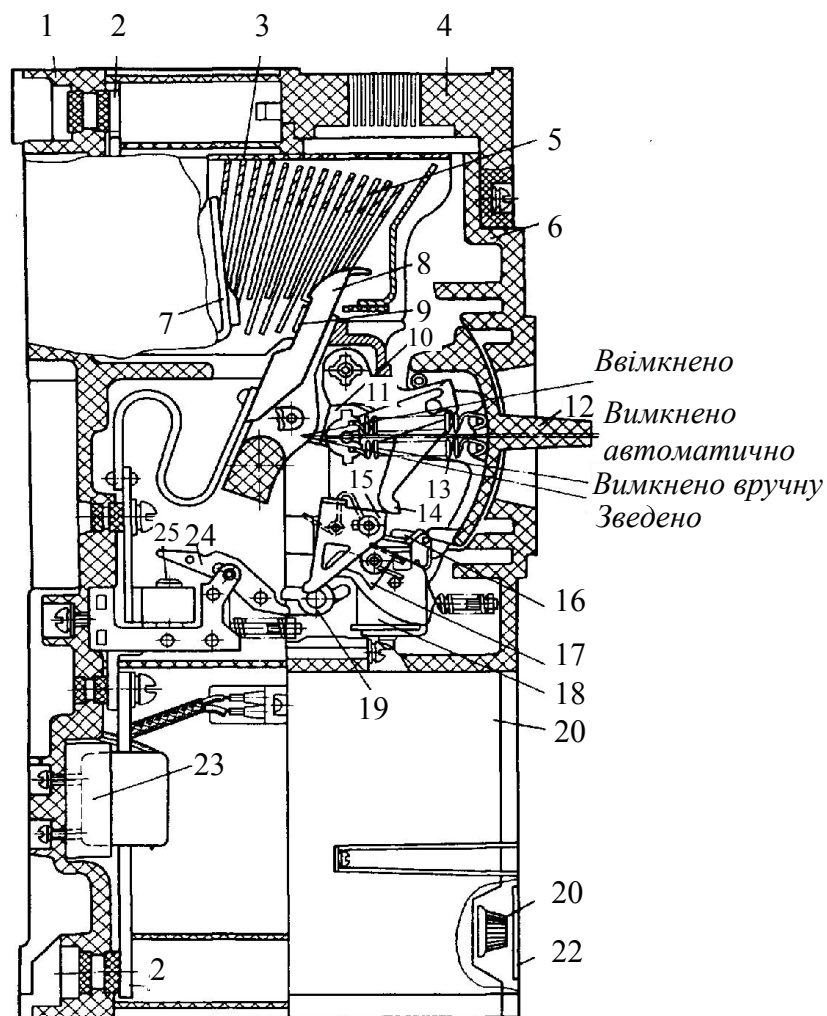


Рисунок 10.14 – Автоматичний вимикач серії А3700

Рукоятка автомата 12 має чотири положення: «включено», «відключено автоматично», «відключено вручну», «зведено».

Автомат А3700 має напівпровідниковий розчіплювач 20, який забезпечує відключення автомата при к.з. із залежною витримкою часу. Джерелом інформації про струм в мережі є трансформатор струму 23.

Напівпровідниковий розчіплювач спрацьовує (подає команду на незалежний розчіплювач) тоді коли струм к.з. недостатній для спрацювання електромагнітного розчіплювача, але перевищує уставку спрацювання напівпровідникового розчіплювача.

Автомати серії АП-50Б (АП-50) (П – пускові) на струм до 63 (50) А широко застосовуються в сільському господарстві для запуску та захисту асинхронних двигунів. Вони призначені для захисту мереж і електродвигунів від к.з. та перевантажень. Допу-

скають 6...30 циклів «включення-відключення» на добу. Автомати АП мають кнопочове керування.

Автомати ВА51, ВА52 виготовляють на струм 16...630 А. Вони застосовуються для захисту мереж від струмів к.з. та перевантаження, від недопустимого зниження напруги а також для нечастих (до 6 на добу) оперативних комутацій мережі.

При виробництві автоматичних вимикачів нових серій (ВА88, ВА99) використовують нові сучасні електротехнічні матеріали, які підвищують зносостійкість та надійність апаратів. Підсилюється їх контактна система, змінюється форма контактів та підвищується надійність механізму керування. Технічні характеристики автоматичних вимикачів наведено в додатку Г (таблиця Г.15).

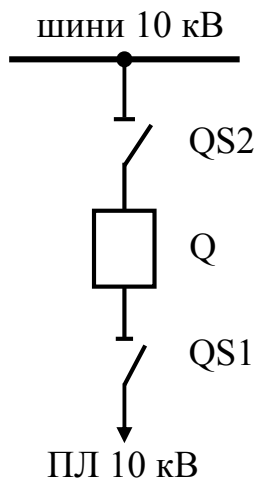
10.7 Роз'єднувачі

Роз'єднувачами називають комутаційні апарати, які використовують для вмикання і розмикання електричних кіл напругою вище 1000 В без струму і для забезпечення безпеки при виконанні робіт в електричних установках шляхом створення видимого розриву кола у повітрі.

За умовами техніки безпеки, при ремонті та обслуговуванні обладнання розподільчих пристроїв, в струмопровідних частинах електроустановки з усіх боків, звідки може бути подана напруга, необхідно створити видимий розрив. Ця вимога здійснюється роз'єднувачем (рисунок 10.15).

Контактна система роз'єднувачів не має дугогасильного пристрою і тому в разі помилкового відключення їх під струмом навантаження виникає стійка дуга, що може привести до аварії в розподільчому пристрої.

В окремих випадках роз'єднувачами можна вимикати при відсутності навантаження (неробочий хід) силові трансформатори і вимірювальні трансформатори напруги, а також дуже незначні струми навантаження (до 15 А при напрузі ≤ 10 кВ).



Для виведення в ремонт ПЛ 10 кВ необхідно виконати операції в заданій послідовності:

- відключити вимикач – Q;
- відключити лінійний роз'єднувач QS1;
- відключити лінійний роз'єднувач QS2.

Для введення ПЛ 10 кВ в роботу операції виконують в зворотній послідовності.

Рисунок 10.15 – Комірка відхідної лінії 10 кВ

Роз'єднувачі повинні забезпечувати електродинамічну та термічну стійкість при протіканні через них струмів к.з., чітке вмикання та вимикання при найгірших умовах роботи (відкладення ожеледі, снігу та ін.), необхідну механічну міцність, повинні виключати можливість довільного відключення.

За місцем установлення розрізняють: роз'єднувачі внутрішнього і зовнішнього встановлення; за кількістю полюсів – одно-, дво- і триполюсні; за напрямком руху контактів – втичні (штепсельні), горизонтально- і вертикальноповоротні; із заземлюючими ножами та без них.

В роз'єднувачах серії РВ (внутрішнього встановлення) (рисунок 10.16) на загальній металевій рамі 4 скомплектовані три однополюсні роз'єднувачі з загальним валом і приводним важелем 3 для трьох полюсів.

Нерухомі контакти 1 представляють собою зігнуті під кутом 90^0 мідні шини. Ножі кожної фази (рухомі контакти) виготовлені із двох пластин, які при замиканні охоплюють нерухомі контакти. Тиск в контактах забезпечується за рахунок пластинчастих фігурних пружин.

Для запобігання довільного розмикання контактів роз'єднувача внаслідок електродинамічної дії струмів к.з. використовують магнітний замок – дві сталеві пластини, закріплені ззовні на кінцях ножа. Роз'єднувачі типу РВ здебільшого мають ручний привід типу ПР.

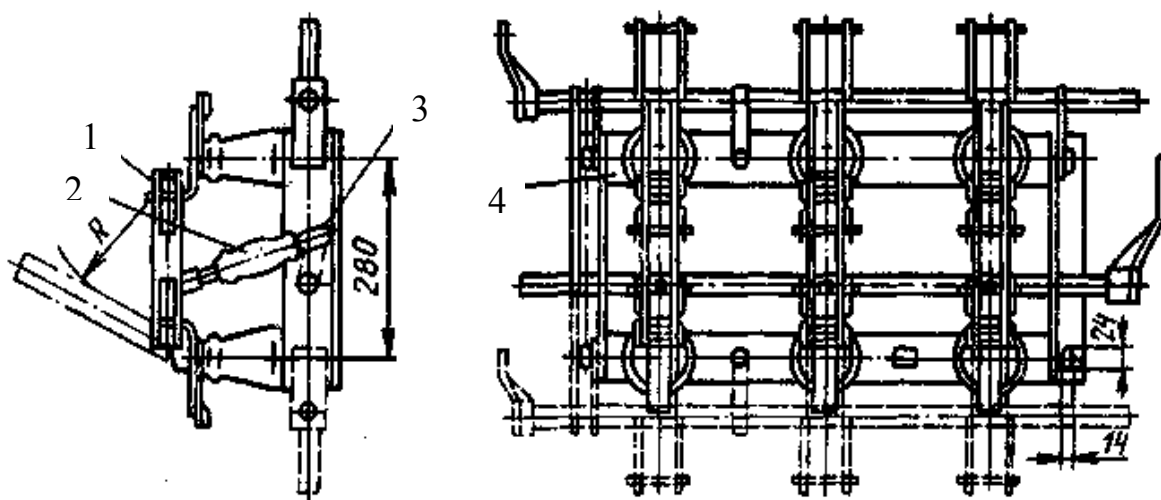


Рисунок 10.16 – Роз'єднувач внутрішнього встановлення РВЗ-10/400

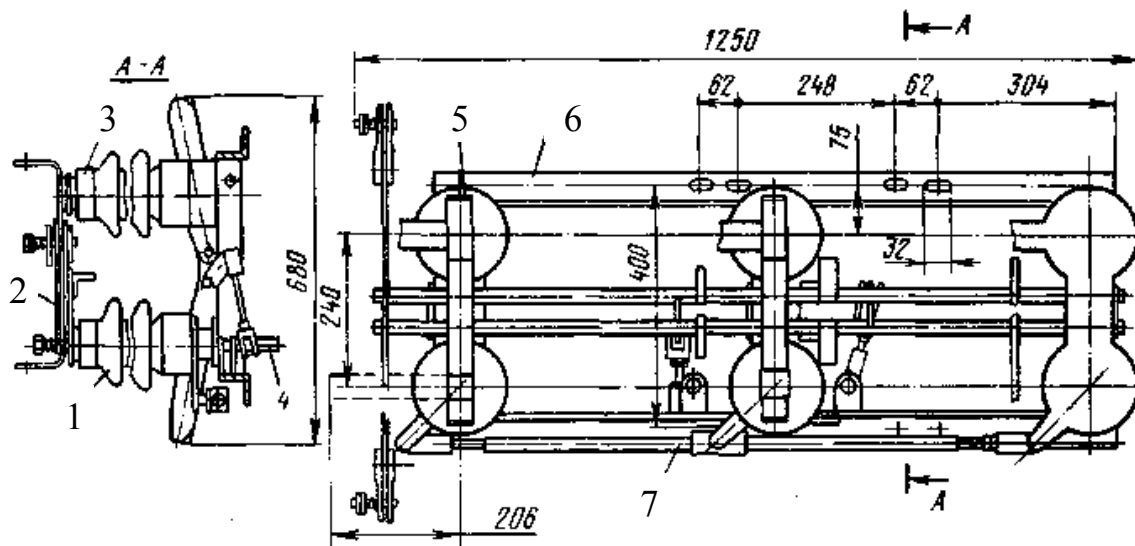
Роз'єднувачі зовнішнього встановлення повинні мати підвищену механічну міцність, щоб забезпечити без великих зусиль приводу руйнування ожеледі в місцях розходження контактів і рухомих частин роз'єднувача. Ізоляція цих роз'єднувачів повинна також відповідати умовам роботи на відкритому повітрі в несприятливих умовах (розвинена ребриста поверхня ізоляторів).

РЛНД-10/400 (рисунок 10.17): Р – роз'єднувач; Л – лінійний, Н – зовнішнього встановлення, Д – двоколодковий; з мідними ножами; номінальна напруга $U_n = 10$ кВ; номінальний струм $I_n = 400$ А.

Роз'єднувач РЛНДА-10 аналогічний за конструкцією із роз'єднувачем РЛНД-10, але він має алюмінієві контактні ножі. Виготовляються роз'єднувач РЛНДА-10 на струм 200, 400 та 630 А.

Ножі вказаних роз'єднувачів закріплені на нерухомих опорних ізоляторах і при повороті входять між ламелей нерухомих контактів, які також закріплені на опорних ізоляторах.

В сільських електричних мережах також застосовуються роз'єднувачі типу РЛНТ-10. Роз'єднувач лінійний, зовнішнього встановлення із трьома опорними колонками (ізоляторами). Він забезпечує два розриви на фазу. Може комплектуватися одним або двома заземлюючими ножами.



1 та 3 – опорно-ізоляційні колонки; 2 – головні ножі; 4 – вал приводу; контактний вивід; 6 – рама; 7 – тяга

Рисунок 10.17 – Роз'єднувач зовнішнього встановлення РЛНД-10/400

У відкритих електроустановках напругою 35...500 кВ використовують роз'єднувачі типу РНД або РНДЗ (із заземлюючими ножами) наприклад РНД-35/1000; РНДЗ-110/1000. Ці роз'єднувачі мають по два рухомі ізолятори на фазу і відповідно два рухомих напівножі, що спрощує розмикання мережі.

До сучасних комутаційних апаратів відноситься трипозиційний роз'єднувач типу РТЭ із елегазовою ізоляцією (рисунок 10.18) на струм 630 та 1000А.



Рисунок 10.18 – Роз'єднувач РТЭ із елегазовою ізоляцією

Роз'єднувач РТЭ складається із герметичного корпусу, всередині якого знаходиться контактна система, що має три положення: «увімкнено», «вимкнено» та «заземлено». Корпус заповнений елегазом із надлишковим тиском близько $0,5 \text{ кгс/м}^2$. Застосовуються ручний привод або ручний привод із попередньо заведеною пружиною.

Для роз'єднувачів із заземлюючими ножами є важливим виключити замикання головних контактів при замкнутих заземлюючих. З цією метою їх комплектують механічним блокуванням. Крім того, також використовується механічне або електромагнітне блокування, яке унеможливорює замикання контактів роз'єднувача, якщо ввімкнений високовольтний вимикач, що встановлений з ним послідовно.

10.8 Вимикачі навантаження

Вимикачі навантаження представляють собою прості автогазові вимикачі. Їх використовують в електричних установках невеликої потужності напругою 6 та 10 кВ для вмикання і вимикання струму навантаження. Вимикачі навантаження не призначені для комутації струмів короткого замикання. Ці функції в деяких типах вимикачів навантаження можуть виконувати запобіжники, що підключені послідовно із контактами вимикача. Іноді ці вимикачі також називають *роз'єднувачами потужності*.

Найбільш поширені вимикачі навантаження типу ВН-16 (ВН-17) на напругу 10 кВ. При вимиканні дуга гаситься в дугогасильній камері із газогенеруючого матеріалу (оргскло).

Вимикачі ВН-16 та ВН-17 виготовляють на базі роз'єднувача типу РВ-10/400 (рисунок 10.19). Роз'єднувач, крім робочих контактів 3, додатково комплектується дугогасильними контактами 1 (рисунок 10.19), дугогасними камерами 5, пружинами вимикання 9 і буфером 10. У вимикачах ВНП-16 та ВНП-17, для захисту силових кіл від струму к.з., послідовно із контактами встановлюються запобіжники 4.

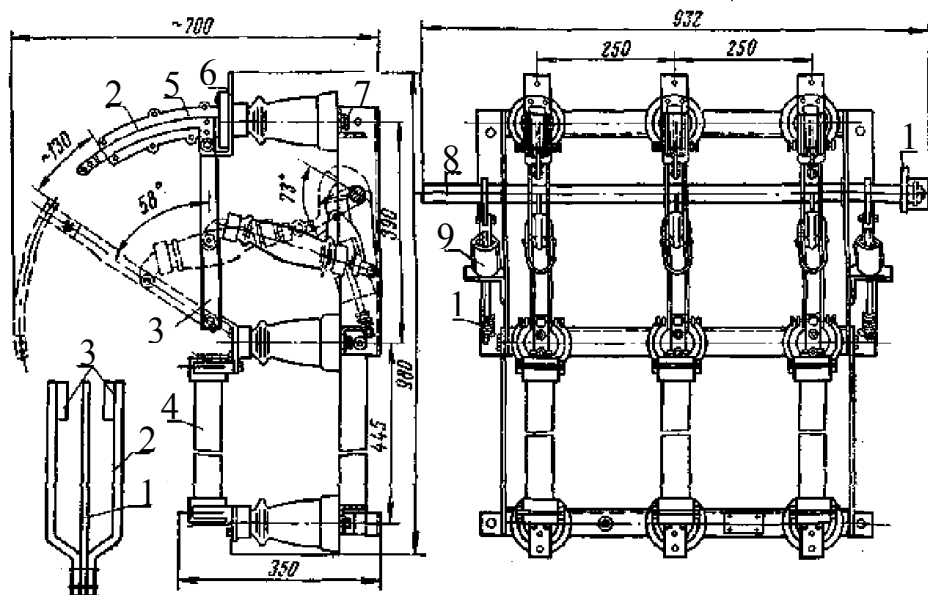


Рисунок 10.19 – Вимикач навантаження ВНП-16 (ВНП-17)

Вимикачі навантаження, також як і роз'єднувачі, можуть комплектуватися заземлюючими ножами.

Необхідна швидкість розмикання контактів вимикача забезпечується двома пружинами відключення 9.

При перегорянні вставки одного запобіжника живлення споживачів, що приєднані за вимикачем навантаження, буде неповнофазним. Цей недолік усунуто у вимикачі ВНП-17 (ВНТ-17), який вимикається спеціальним автоматичним пристроєм після перегорання хоча б одного запобіжника.

Для керування вимикачами навантаження можна використати електромагнітний привід ПЭ-11С, а керування ножами заземлення здійснюють ручним приводом ПР-10.

На даний час в електричних мережах, окрім розглянутих вище, використовують наступні вимикачі навантаження: ВНВ-10/320; ВНА-Л-10/630, ВНР-10/400, ВНР-10/630, ВНП-Д-10/630, ВНП-10/400, ВНП-М1-10/630.

Більшість із вказаних вимикачів мають вмонтований пружинний привод, який дозволяє використовувати їх для реалізації елементів автоматизації мереж.

До сучасних вимикачів навантаження також відноситься трипозиційний вимикач ВНТЭ із елегазовою ізоляцією (рисунок 10.20) на струм 630 та 1000А.

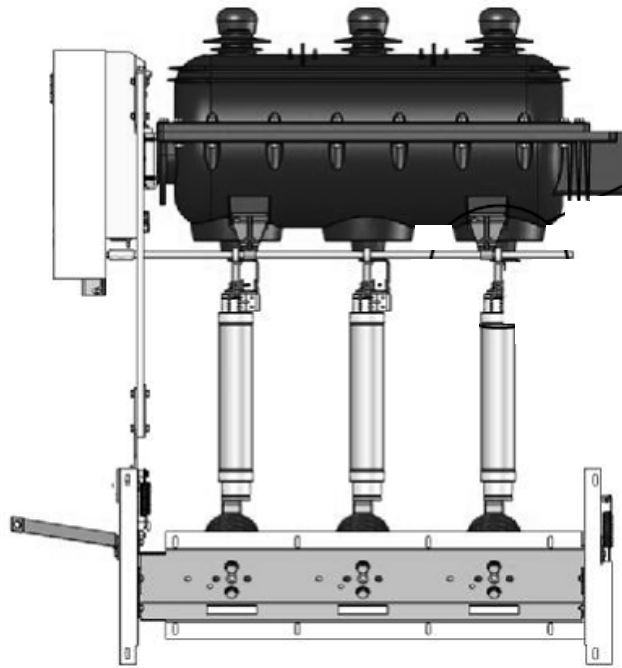


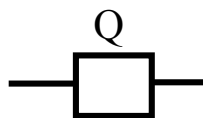
Рисунок 10.20 – Вимикач навантаження ВНТЭ із елегазовою ізоляцією

Вимикач навантаження ВНТЭ має конструкцію аналогічну до роз'єднувача РТЭ. Для захисту силових кіл від струмів к.з. вимикач додатково обладнаний плавкими запобіжниками, що включені послідовно із головними контактами.

10.9 Високовольтні вимикачі

Високовольтні вимикачі – це основні комутаційні апарати, що використовуються у високовольтних установках. Їх використовують у високовольтних розподільних установках для вмикання і вимикання електричних кіл в усіх режимах роботи мережі – без навантаження, зі струмом навантаження і при струмах перевантаження та к.з. Найбільш тяжким режимом роботи високовольтних вимикачів є відключення струмів короткого замикання.

В електричних схемах високовольтні вимикачі позначаються наступним чином:



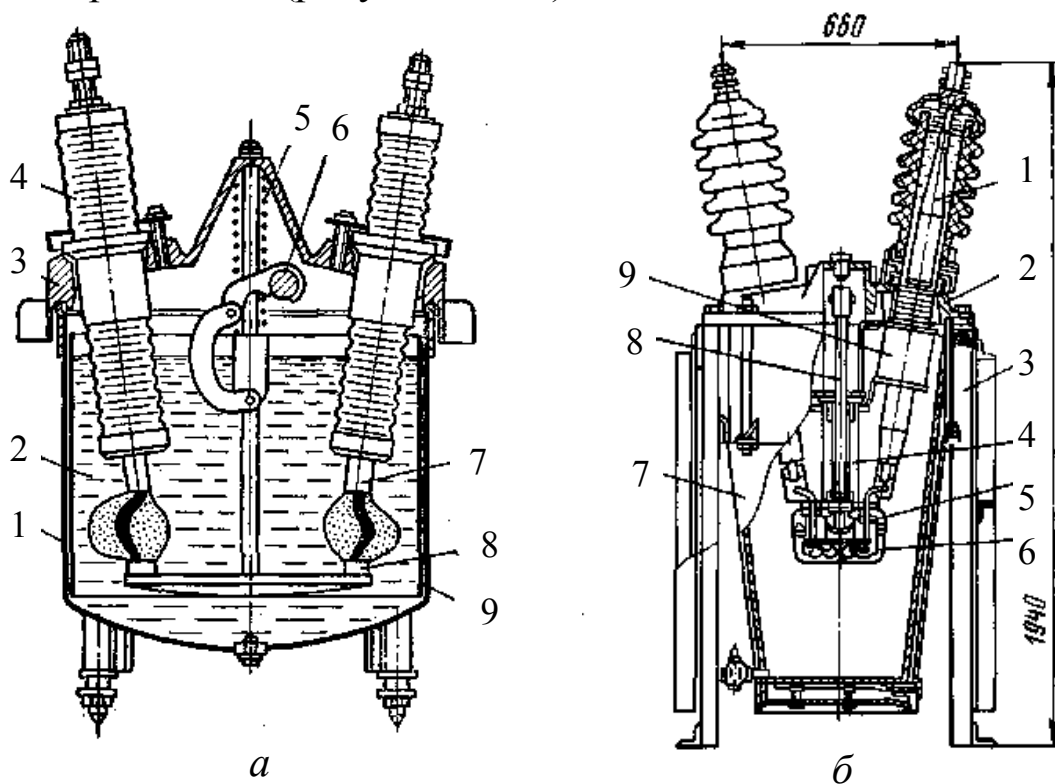
До високовольтних вимикачів висувають наступні вимоги:
– надійне відключення струмів, як мінімальних так і струмів к.з.;

- тривала робота в режимі номінального струму та напруги;
- стійкість до термічної та динамічної дії струмів к.з.;
- ефективне та швидке гасіння дуги;
- малий час відключення;
- можливість застосування для автоматики мереж;
- зручність при експлуатації;
- вибухо- та пожежобезпечність.

До основних конструктивних елементів високовольтного вимикача відносяться: корпус, контактна система із пристроєм гасіння дуги, струмоведучі частини, ізоляційна конструкція та механізм приводу контактів.

В залежності від середовища для гасіння дуги високовольтні вимикачі розділяють на: **масляні** (багатооб'ємні та малооб'ємні) та **безмасляні** (повітряні, електромагнітні, елегазові та вакуумні).

Масляні багатооб'ємні вимикачі (бакові). Контакти багатооб'ємного (бакового) масляного вимикача занурені у трансформаторне масло (рисунок 10.21).



а – схематичне зображення вимикача напругою 10 кВ;

б – вимикач напругою 35 кВ С-35-630-10

Рисунок 10.21 – Масляний багатооб'ємний (баковий) вимикач

Під дією високої температури електричної дуги масло розкладається, виділяючи газ, в якому дуга швидко гасне.

У багатооб'ємних вимикачах напругою 10 кВ усі три фази розміщені в одному баку (рисунк 10.21, *а*), а у вимикачах напругою 35 кВ і вище для кожної фази відведено окремий бак (рисунк 10.21, *б*).

Масло в бакових вимикачах призначене не тільки для гасіння дуги, а й для ізоляції струмопровідних частин.

Для секціонування сільських розподільчих мереж раніше виготовлялися бакові масляні вимикачі зовнішнього встановлення типу ВС-10 ($U_n = 10\text{кВ}$).

Вимикач складається із баку 1 (рисунк 10.21, *а*), який зсередини ізолюваний електротехнічним картоном 9 і закритий чавуною кришкою 3. Ввід і вивід здійснюється через фарфорові ізолятори 4 (по 2 на кожен фазу), всередині яких проходять струмопровідні стержні. На кінцях цих стержнів закріплені нерухомі контакти 7 із металокерамічною напайкою. На траверсі, що переміщується вниз і вгору, кривошипно-шатунним механізмом 6 та штангою 10 розміщуються рухомі контакти 8. Коли траверса перебуває вгорі, рухомі контакти притискуються до нерухомих. При вимиканні кола траверса з рухомими контактами під дією пружини 5 з великою швидкістю переміщуються вниз, утворюючи по два розриви на кожен фазу. Виникає дуга. Під дією високої температури масло 2 в зоні дуги розкладається і утворюється газовий пузир. Основним його компонентом є водень, який добре гасить дугу.

Бакові вимикачі напругою 35 кВ (рисунк 10.21, *б*) мають додатково в кожній фазі, вмонтовані послідовно із нерухомими контактами 5, трансформатори струму 9. Контактна система вимикача розташована у рухомій дугогасильній камері 6 із поперечним дуттям.

Основні переваги бакових вимикачів: низька вартість, наявність вбудованих трансформаторів струму та проста конструкція.

Недоліки: бакові вимикачі пожежо- та вибухонебезпечні; їх необхідно розміщувати в окремих, повністю ізолюваних від ін-

ших апаратів, камерах з дверима; мають великий об'єм масла (десятки літрів); розраховані на роботи при досить незначних струмах; мають значні експлуатаційні витрати; незручні у монтажі; потребують систематичного контролю за рівнем та якістю масла під час експлуатації та ін.

Технічні характеристики бакових вимикачів напругою 10 кВ:

BC-10-63-2,5;

BC- 10- 32-0,8;

$U_n = 10$ кВ;

$U_n = 10$ кВ;

$I_n = 63$ А;

$I_n = 32$ А;

$I_{n.відкл} = 2,5$ кА – струм вимикання; $I_{n.відкл} = 0,8$ кА.

Незважаючи на значні недоліки багатооб'ємних масляних вимикачів, в сільських електричних мережах для відкритих розподільчих установок ще широко використовуються бакові вимикачі.

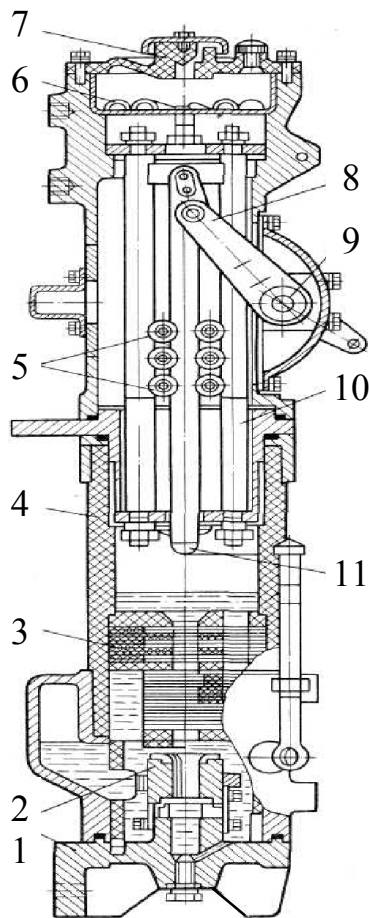
На сьогодні використовують бакові вимикачі наступних серій: ВМБ-10; ВМН-6; ВМН-10; BC-10-63-2,5 BC-35; ВМ-35; ВБ-35; МКП-35-1000-25; С-35-3200-50; ВТ-35-800-12,5; ВТД-35-800-12,5 та ін.

Масляні малооб'ємні (горшкові) вимикачі. Багатооб'ємні масляні вимикачі на сьогодні значно витіснені малооб'ємними (горшковими) вимикачами. В останніх масло є лише середовищем для гасіння дуги. Об'єм масла в них у десятки і навіть сотні разів менший, ніж у бакових (для вимикачів напругою 10 кВ 1...12 літрів на полюс). Такі вимикачі можуть витримувати значний тиск і тому вони менше пожежо- і вибухонебезпечні в порівнянні із баковими, їх розміщують поряд із іншим устаткуванням підстанції, вони мають менші габарити. Гасіння дуги в малооб'ємних вимикачах відбувається в маслі в спеціальних дугогасильних камерах із діелектричного матеріалу.

На сільських трансформаторних підстанціях та розподільних пунктах експлуатують малооб'ємні (горшкові) вимикачі таких типів: ВПМ-10-20/1000 (попередня назва ВМГ-10); ВМП-10; ВМ-10-630 (попередня назва ВММ-10); ВМПЭ-10 -1600-31,5; ВК-10-1600-31,5 (колонковий); ВКЭ-10-3165/1600 та ін.

В малооб'ємних масляних вимикачах кожна фаза вмикається і вимикається окремо. Горшкові баки закріплені на фарфорових ізоляторах, що розміщені на сталій рамі. Таким чином усі три полюси вимикача ізолювані один від одного і від землі. Конструкція вимикача ВМП-10 представлена на рисунку 10.22.

Вимикач ВМП-10 виготовляють на струм 630, 1000 та 1600А (ВМП-10К). Для керування ним використовують електромагнітний привод постійного струму ПЭ -11 або пружинний привод ПП-67.



- 1 – нижня металева частина баку;
- 2 – розетковий контакт (нерухомий);
- 3 – дугогасильний пристрій (камера);
- 4 – корпус баку із склопластику;
- 5 – роликові контакти;
- 6 – масловіддільник;
- 7 – кришка;
- 8 – система важелів;
- 9 – вал;
- 10 – направляючі;
- 11 – рухомі контакти.

Рисунок 10.22 – Розріз полюса вимикача ВМП-10

У включеному положенні кінець контактного стержня 11 знаходиться в розетці нерухомого контакту 2. При відключенні привод вимикача вивільняє пружину відключення, під її дією повертається головний вал і через систему тяг та важелів рух передається до рухомого контактного стержня 11. Останній переміщується вгору і в нижній частині полюса вимикача з'являється електрична дуга, яка розкладає масло. На початку свого руху стержень закриває поперечні ка-

нали дугогасильної камери 3 – тиск в камері зростає. Через деякий час рухомий контакт (стержень) відкриває перший поперечний канал, створюється газове поперечне дуття через дугу. Під тиском газу викидаються у верхню частину бака.

По мірі руху контактного стержня дуга розтягується, при цьому відкриваються другий і третій поперечні канали. При проходженні струму через нуль дуга гасне і стиснене повітря нагнітає в зону дуги масло. Дуга гасне.

Вимикач типу ВМ-10 (320; 400; 630; 1000А) має вмонтований пружинний привід з повним комплектом захисту на оперативно-му змінному струмі.

В КРП в яких обладнання розміщується на викатник візках використовують спеціальні вимикачі колонкового типу, наприклад, ВК-10-1600-31,5. У вимикачів ВК-10, з метою збільшення терміну експлуатації, поверхню рухомого і нерухомого розеткового контактів покривають дугостійкою керамікою. Об'єм масла – 5 літрів на один полюс вимикача.

Перелічені вимикачі розповсюджені на сільських трансформаторних підстанціях напругою 110/35/10, 110/10 та 35/6-10 кВ.

Малооб'ємні масляні вимикачі напругою 35 кВ мають аналогічну конструкцію із розглянутими вище вимикачами напругою 10 кВ. На відміну від вимикачів напругою 10 кВ їх полюси виготовляють у фарфоровому корпусі. Основні типи малооб'ємних вимикачів напругою 35 кВ, що застосовуються в сільських мережах: ВМКЭ-35А-16/1000; ВПКЭ-35-16/1000; ВМУЭ-35Б-25/1000; ВМП-35ТС.

Повітряні вимикачі. В повітряних вимикачах дуга гаситься стисненим повітрям. Використовують такі вимикачі на напругу від 35кВ і вище. Основні типи повітряних вимикачів: ВВН-35Б-40/3150; ВВУ-35А-40/2000; ВВЭ-35-20/1600.

Переваги: пожежо- і вибухобезпечні, швидкодіючі.

Недоліки: складна конструкція, необхідна компресорна установка, висока вартість.

Вакуумні вимикачі. Останнім часом в електричних мережах широко застосовують вакуумні вимикачі. Одним із перших вакуумних вимикачів, що застосовувався в сільських електричних мережах України (СРСР) є вакуумний вимикач ВВВ-10/400. Він розрахований на струм 400А, граничний струм відключення – 4 кА, допустима кількість спрацювань – 40000. Гасіння дуги здійснюється в глибокому вакуумі (приблизно $10^{-5} \dots 10^{-7}$ Па). Електрична міцність вакууму досить висока, що забезпечує надійне гасіння протягом часу не більше 0,04 с.

Вакуумний вимикач ВВВ-10/400 призначений для дистанційного керування електричними навантаженнями трифазних електричних кіл і використовується в РП напругою 10 кВ. Контакти вимикача розташовуються у скляному балоні, який герметично з'єднаний із сильфоном. Хід головних контактів вимикача ВВВ-10 становить всього 10...15 мм, тому він має малі габарити, але потужність вимикання невелика. На сьогодні ці вимикачі є уже застарілими.

На даний час при реконструкції існуючих та спорудженні нових районних трансформаторних підстанцій в РП 10 кВ монтують сучасні вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10 (рисунок 10.23), які мають вбудований в кожний полюс малопотужний та надійний електромагнітний привод, що знаходиться на одній осі із головними контактами.

Конструктивно полюс вимикача серії ВВ/TEL складається із наступних основних елементів (рисунок 10.23): опорного ізолятора 10; вакуумної дугогасильної камери (ВДК) 2, що складається із верхнього (нерухомого) 3 і нижнього (рухомого) 4 контактів, керамічних ізоляторів 5 і сильфону 6; ошиновування, що складається із верхньої 1 та нижньої 8 струмоводучих шин та гнучкого струмознімача 7; тягового ізолятора 9; електромагнітного приводу із «магнітною» заскочкою 11, який складається із якоря 13, котушки 12, кільцевого магніту 15, пружини відключення 14 та пружини додаткового віджимання 16.

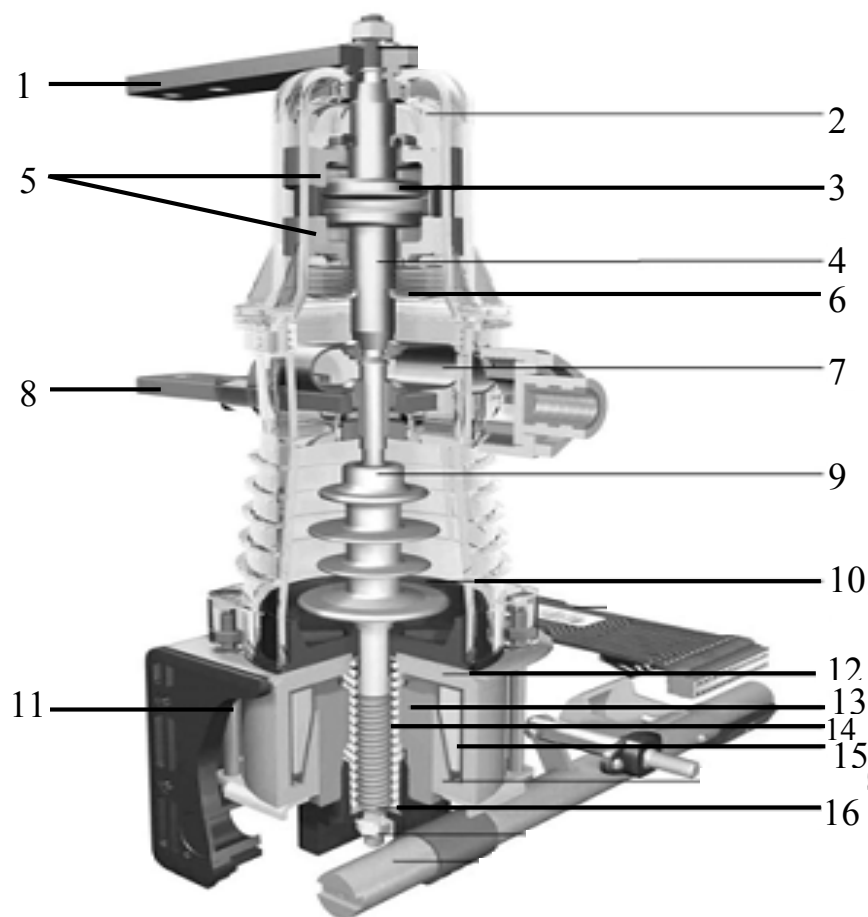


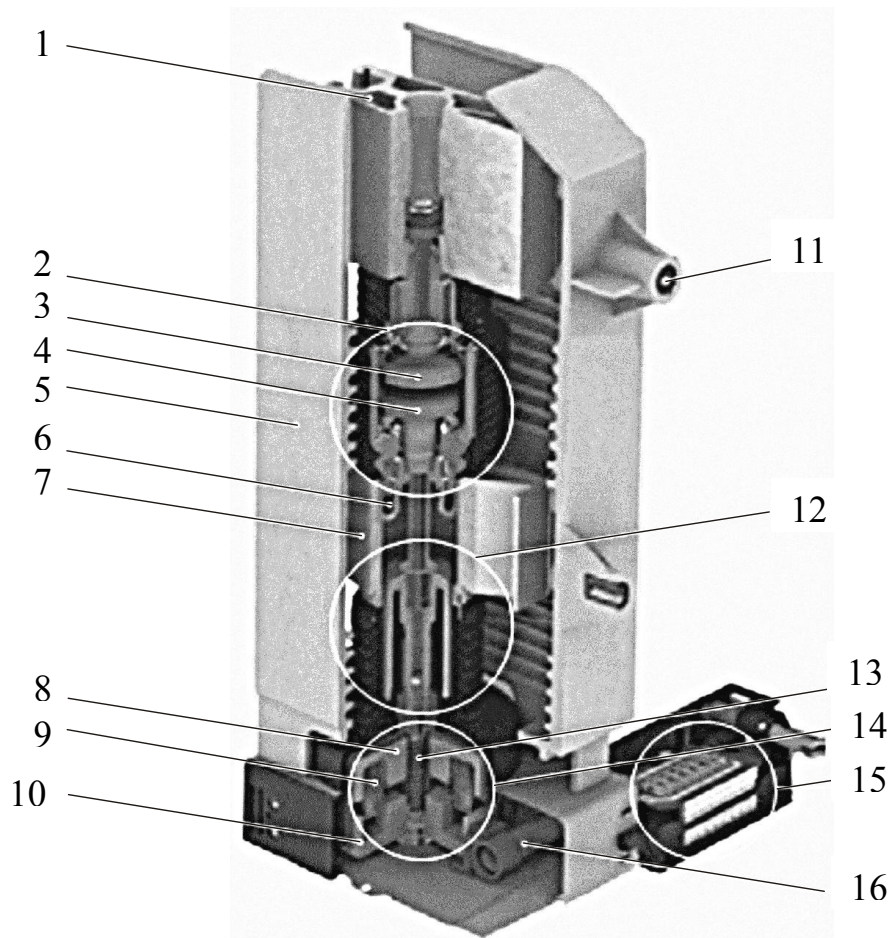
Рисунок 10.23 – Поліус вакуумного вимикача серії BB/TEL

Вакуумні високовольні вимикачі в порівняння із багатьма малооб'ємними масляними вимикачами мають ряд суттєвих переваг, які і визначають їх широке застосування на сучасному етапі розвитку техніки. До цих переваг відносять наступні:

- відключення струму при першому проходженні його через нуль, після розімкнення контактів та відсутність повторного замикання;
- швидке відновлення діелектричної міцності іскрового проміжку після відключення струму при незначному зазорі між контактами (декілька міліметрів);
- горіння електричної дуги в камері вимикача не більше 0,5 періоду;
- невеликі витрати потужності на включення і відключення, а також висока швидкість спрацьовування вимикача;
- повна пожежо- та вибухобезпека на підстанції;
- великий строк служби;

- низькі експлуатаційні витрати на обслуговування і відсутність необхідності в частому обслуговуванні;
- можливість роботи вимикача без підігріву при низьких температурах;
- малі габарити та маса;
- можливість роботи в будь-якому положенні.

На сьогодні розпочато серійний випуск вакуумних вимикачів нового покоління BB/TEL серії Shell (рисунок 10.24), які мають ряд суттєвих переваг у порівнянні із вимикачами BB/TEL.



1 – верхній термінал; 2 – дугогасна камера; 3 – нерухомий контакт; 4 – рухомий контакт; 5 – опорний ізолятор; 6 – гнучкий струмознімач; 7 – нижній термінал; 8 – статор електромагніту; 9 – тяговий ізолятор; 10 – пружина віджимання; 11 – пружина відключення; 12 – кришка; 13 – котушка електромагніту; 14 – якір; 15 – задня гайка; 16 – тяговий ізолятор; 17 – пружина додаткового піджимання; 18 – електромагнітний привод; 19 – мікроконтакт; 20 – вал.

Рисунок 10.24 – Поліус вакуумного вимикача BB/TEL Shell

Основою вимикача ВВ/TEL конструкції Shell є вакуумна дугогасна камера четвертого покоління. Застосування ВВ/TEL Shell дозволяє повністю відмовитися від витрат на підтримку працездатності вимикача, оскільки упродовж усього терміну служби він не вимагає проведення ремонтних робіт.

Конструкція ВВ/TEL Shell дозволяє безперешкодно застосовувати його з будь-яким типом релейних захистів, як при заміні масляних вимикачів, так і при проектуванні нових КРП в існуючих схемах.

ВВ/TEL Shell має мінімальні габарити, що дає можливість адаптувати вимикач у будь-який існуючий КРП, і зробити розподільний пристрій легшим і дешевшим.

Тягові ізолятори лабіринтового типу вимикачів ВВ/TEL нового покоління відрізняються меншими (на 30%) в порівнянні з традиційними розмірами, і високою стійкістю на розривання. Вони повністю захищають внутрішні елементи конструкції від забруднень у вигляді пилу і крапель вологи і перешкоджають виникненню пробою по поверхні навіть при напрузі понад 60 кВ. Опорна ізоляція ВВ/TEL Shell виконана з термореактивного композиту, що має високу трекінго- і термостійкість, додатково захищає вимикач від механічних ушкоджень, виконує роль несучої конструкції (без опорних ізоляторів) і здійснює додаткову спрямовану вентиляцію кожного полюса окремо.

Термінали виконані у формі, що забезпечує ефективний тепловідвід від контактних з'єднань за рахунок природної конвекції, що забезпечує працездатність апарату в тяжких температурних умовах.

Порівняння технічних характеристик масляних малооб'ємних та вакуумних високовольтних вимикачів різних серій наведено в таблиці 10.1.

На напругу 10 кВ застосовують вакуумні вимикачі наступних серій: ВВ/TEL-10-12,5/630; ВВ/TEL-10-12,5/1000; ВВ/TEL-10-25/1600; ВВ/TEL-10-31,5/2000 «Shell» (Севастополь); ВВПК-В-10 (Мінськ); ВР1-10-20/1000; ВР2-10-31,5/2000 (Рівне); ВВ/АЭ-10-20/1000; ВВУ-СЭЩЭ-10-20/1600 (Росія).

Таблиця 10.1 – Технічні характеристики високовольтних вимикачів

Показник	ВММ-10-630-10У2	ВВ/TEL-10-630-10У2	ВВ/TEL-10-20/1000	ВВ/TEL-10-31,5/2000 «Shell»
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10
Максимальна напруга, кВ	12	12	12	12
Номинальний струм, А	630	630	1000	2000
Номинальний струм відключення, кА	10	12,5	20,0	31,5
Крізний струм к.з.: найбільший пік, кА	25,5	32	51,0	80,0
початкове діюче значення, кА	10,0	12,5	20,0	31,5
Повний час відключення, мс, не більш	105	25	42	35
Час відключення власний, мс, не більше	80	15	32	25
Час включення власний, мс, не більше	400	70	65	43
Ресурс за комутаційною стійкістю, тис. операцій	30	100	100	50
Ресурс за механічною стійкістю (число циклів “ВВ”), операцій	18000	50000	50000	30000
Маса вимикача, кг	90	35	37	52
Строк служби до списання, років	15	25	25	25

На напругу 35 кВ застосовують наступні вакуумні вимикачі: ВБЗП- 35-40,5/1000; ВБЗЕ-35-40,5/1600 (механічний ресурс – 3000 циклів.); ВР-35-40,5/1250; ВР35НС-40,5/1600; (Рівне); ВВН-СЭЩ-35-25/1600; ВВЕ-СЭЩ-35-20/1600; ВБН-35-25/1600; ВБСК-10-20/630; ВВТЭ-М-10-20/1000 (Росія).

Електромагнітні вимикачі. Гасіння дуги в них відбувається в спеціальній дугогасильній камері з магнітним дуттям, яке виникає від взаємодії магнітного поля котушки зі струмом дуги. Електромагнітні вимикачі мають складну конструкцію дугогасильної системи і U_H не перевищує 20 кВ.

Застосовуються електромагнітні вимикачі наступних серій: ВЭМ-10Э-1000/20; ВЭ-10-1250-20; ВВЭ-10-31,5/3150.

Елегазові вимикачі. Для гасіння дуги в них застосовується спеціальний пристрій, який забезпечує обертання дуги (внаслідок взаємодії струму дуги з магнітним полем постійних магнітів) в елегазі (SF_6 – шестифториста сірка). Елегаз має велику електричну міцність, не горить і не підтримує горіння.

Відомі наступні елегазові вимикачі: ВЭМ-6; ВЭ-6; ВЭС-6 (застарілі). На даний час застосовують такі сучасні елегазові вимикачі: LF1-10; HD4-12 – на напругу 10 кВ та ВГТ-35 – на 35 кВ.

Повітряні, електромагнітні та елегазові вимикачі практично не використовують в сільських електричних мережах.

10.10 Короткозамикачі і віддільники

Для зменшення вартості підстанцій та підвищення економічності електропостачання в сільських районах інколи застосовують спрощені підстанції, що живляться від магістральних ліній 35...220 кВ. На таких підстанціях на стороні вищої напруги замість високовольтних вимикачів встановлюють комплект із короткозамикачів та віддільників (рисунок 10.25).

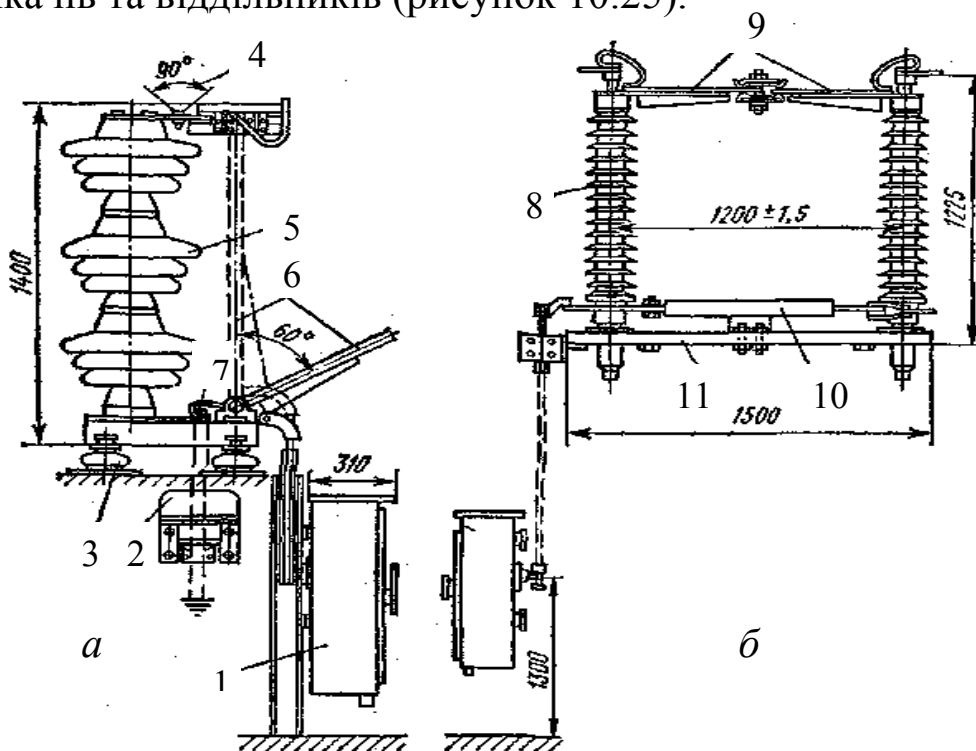


Рисунок 10.25 – Короткозамикач типу КЗ-110 (а) та віддільник типу ОД-110 (б)

Короткозамикач на напругу 35 або 110 кВ представляє собою роз'єднувач із розташованими вертикально ножами (рисунки 10.25, а). На напругу 35 кВ застосовують два полюси короткозамикача, а на напругу 110 кВ і вище – один (умови створення к.з.).

Відключають короткозамикач за допомогою ручного приводу. Вмикання короткозамикача відбувається автоматично за допомогою електромагніту, який звільняє заскопку, що утримує заведену пружину включення.

Короткозамикач призначений для створення штучного короткого замикання в мережі за командою релейного захисту.

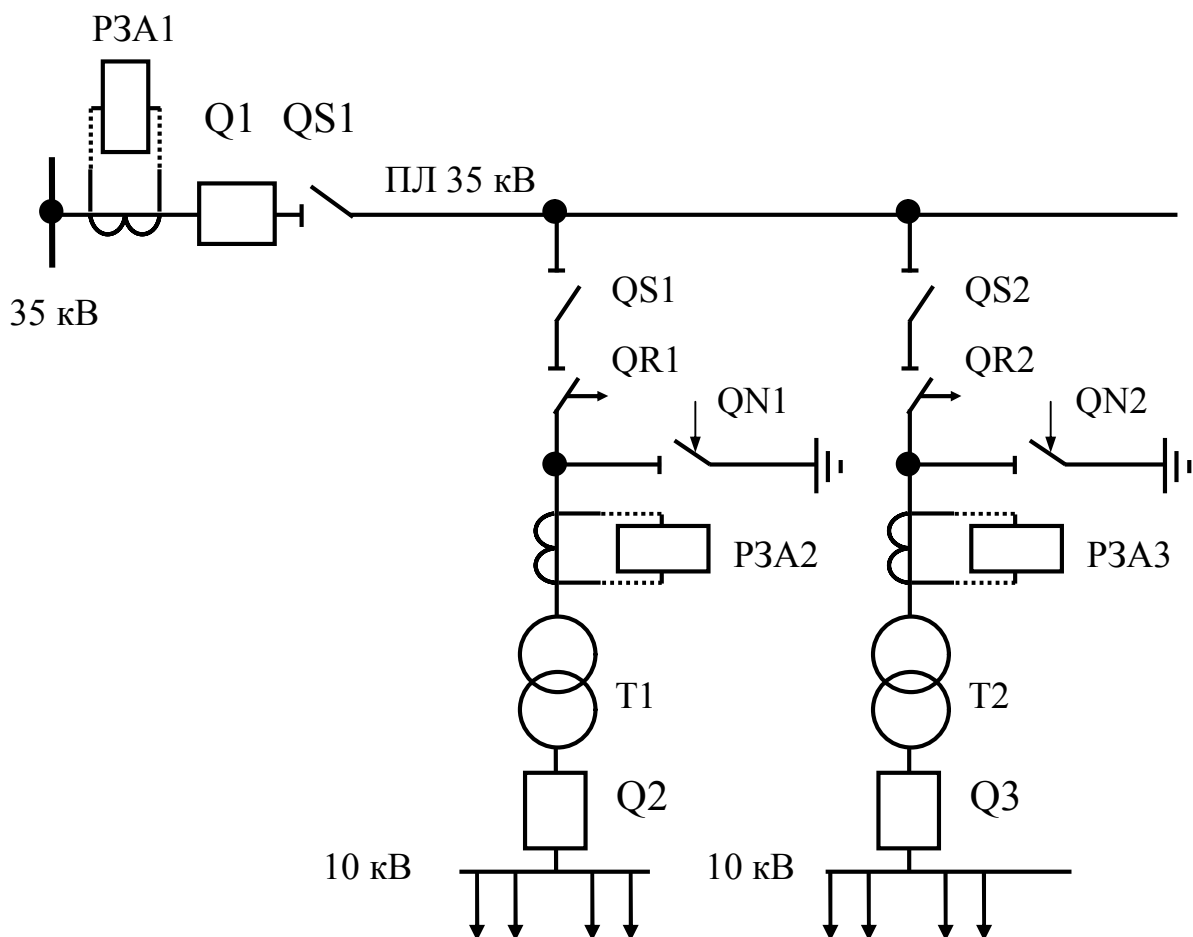
Конструкція віддільників напругою 35 та 110 кВ (рисунки 10.25, б) подібна до конструкції двоколонкових роз'єднувачів зовнішнього встановлення. Замикається віддільник ручним приводом. Відключатися він може ручним приводом або автоматично за допомогою електромагніту, який звільняє заскопку, що втримує заведену пружину відключення. Віддільник може комплектуватися заземлюючими ножами.

Віддільник призначений для автоматичного роз'єднання кола, що живить силовий трансформатор, під час безструмової паузи за командою релейного захисту.

Схема із роз'єднувачами та віддільниками на підстанції працює наступним чином (рисунки 10.26).

На підстанції безпосередньо перед трансформатором розміщують короткозамикач, потім (у напрямку до живильної лінії) віддільник, а після нього – звичайний роз'єднувач.

Схема спрощеної підстанції працює наступним чином. При пошкодженні, наприклад, трансформатора $T1$ спрацьовує його релейний захист РЗА2, який подає сигнал на включення короткозамикача $QN1$. Короткозамикач спрацьовує і створює штучне к.з. (двофазне – в мережі 35 кВ; однофазне – в мережі 110, 220 кВ) перед трансформатором. Внаслідок цього в лінії 35 кВ, що живить трансформатор $T1$ буде протікати струм к.з. Спрацює релейний захист РЗА1 лінії 35 кВ і відключить головний вимикач $Q1$. Мережа 35 кВ, що відходить від підстанції, знеструмлюється.



QS – роз'єднувач; QR – віддільник; QN – короткозамикач; P3A – пристрої релейного захисту та автоматики; Q – високовольтний вимикач; QS – роз'єднувач

Рисунок 10.26 – Однолінійна схема електричної мережі із використанням короткозамикачів та віддільників на РТП

Як відомо всі лінії напругою вище 1000 В оснащені пристроями АПВ – автоматичного повторного ввімкнення.

Після відключення вимикача Q1, під час безструмової паузи, спрацює віддільник QR1. Коло живлення силового трансформатора T1 розмикається. Після спрацювання АПВ пункту P3A1 відновлюється живлення повітряної лінії 35 кВ. Пошкоджений трансформатор T1 залишається відключеним від живлення контактами віддільника QR1, а всі інші споживачі лінії 35 кВ (трансформатор T2) після спрацювання АПВ продовжують отримувати живлення.

Відновити живлення трансформатора Т1 можна лише вручну за допомогою електротехнічного персоналу, що є значним недоліком таких підстанцій.

В сільських електричних мережах експлуатують віддільники типу ОД-35/630, ОДЗ-1-35/630, ОД-110/1000, ОДЗ-1-110/1000 та короткозамикачі типу КЗ-35Т1, КРН-35, КЗ-110, КЗ-110Б.

10.11 Приводи до комутаційних апаратів

Для включення та відключення комутаційних апаратів використовують спеціальні пристрої – *приводи*.

Приводи до апаратів можуть бути: ручні, вантажні, пружинні, електродвигунні, електромагнітні та пневматичні. За дією вони можуть бути автоматичними, напіваавтоматичними і неавтоматичними.

Для керування роз'єднувачем, як правило, використовують ручний важільний або черв'ячний привод. Однополюсні роз'єднувачі приводять у дію також за допомогою ізольованої штанги.

Наявність привода дає можливість виконувати механічне або електричне блокування роз'єднувача і вимикача для запобігання помилкових операцій з цими комутаційними апаратами.

В сільській енергетиці для замикання-розмикання контактів роз'єднувачів застосовують ручні важільні приводи ПР-10; ПРБА і ПРА. Вони прості, надійні, зручні в експлуатації. Істотним їх недоліком є неможливість дистанційного вмикання.

Короткозамикачами і віддільниками керують за допомогою приводів типу: ПГ-10-К і ПГ-10-О або ШПК і ШПО.

Вимикачі навантаження комплектуються приводом ПР-17 (з ручним вмиканням та вимиканням) або ПРА-17 (з ручним вмиканням і ручним або автоматичним вимиканням), ПЭ-11 (з дистанційним або автоматичним включенням та відключенням).

Приводи високовольтних вимикачів призначаються для їх вмикання, утримування у включеному положенні та вимикання високовольтного вимикача.

Незалежно від конструкції привод вимикача має механізм вмикання, заскочку (для фіксації положення «ввімкнено») і механізм вимикання.

Найскладнішою операцією є вмикання вимикача, бо при цьому потрібно подолати тертя, опір пружин вимикання. Для цього привід повинен мати запас кінетичної енергії. Це може бути енергія піднятого вантажу (вантажний привід) або заведена пружина (пружинний привід).

Вантажні приводи ПГ і ПГМ набули широкого застосування в сільських електроустановках, але вони мають ряд істотних недоліків і тому їх виробництво тепер припинено.

Найбільш поширеними для керування масляними і безмасляними вимикачами є автоматичні пружинні та електромагнітні приводи.

Пружинні приводи. При використанні пружинних приводів ПП-67; ППМ-10; ПП-74 та ін. вмикання вимикача здійснюється попередньо стиснутою (заведеною) вимикаючою пружиною, яку можна заводити від руки або автоматичним моторним редуктором (АМР). Ці приводи можуть автоматично або дистанційно вмикатись багаторазово. Застосовуються для вимикачів напругою 10...35 кВ, забезпечують ручне або дистанційне (за рахунок вмонтованих електромагнітів) включення та відключення.

Основним недоліком пружинних приводів є складна механічна конструкція, через яку вони часто відмовляють та значні витрати електроенергії на їх роботу.

Електромагнітні (соленоїдні) приводи вмикають апарати потужним електромагнітом. Вони використовуються для керування потужними вимикачами. Надійні в експлуатації, прості за конструкцією, але споживають значну потужність від мережі постійного струму. Найбільш легкий і надійний сучасний привод

ПЭ-11. Для вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL застосовують вмонтовані електромагнітні приводи малої потужності (один на кожний полюс вимикача).

Пневматичні приводи призначені для повітряних високовольтних вимикачів. Вони працюють на стисненому повітрі, що нагнітається компресором. Пневматичні приводи конструктивно прості, мають невеликі розміри, високу швидкість вмикання, а енергія легко накопичується в простих повітряних резервуарах. Останнім часом їх використовують навіть в тих електроустановках, в яких немає повітряних вимикачів.

10.12 Вибір електричних апаратів

Електричні апарати вибирають за відповідними каталогами (додаток Е) за параметрами їх роботи в нормальному режимі і перевіряють за аварійним режимом (коротке замикання).

Електричні апарати вибирають за наступними параметрами:

1. За місцем встановлення і конструктивним виконанням.

Апарати внутрішнього встановлення не можна використовувати на відкритих електроустановках, а навпаки – використання їх не доцільне.

2. За номінальною напругою.

Номінальна напруга апарата $U_{н.ап}$, що зазначена в паспорті або в каталозі, повинна бути не меншою від напруги установки (мережі) $U_{н.уст}$, для якої підбирають апарат:

$$U_{н.ап} \geq U_{н.уст}. \quad (10.3)$$

Якщо ця умова не виконується, то можливий пробій ізоляції апарата.

4. За номінальним струмом:

$$I_{н.ап} \geq I_{роб\ max} \quad (10.4)$$

де $I_{роб\ max}$ – максимальний робочий струм мережі, А.

Якщо умова (10.4) не виконується, то виникає перегрів струмопровідних частин апарату та їх пошкодження.

Захисні комутаційні та комутаційні апарати, що призначені для комутації електричних кіл в аварійних режимах, крім того вибирають з урахуванням струму або потужності відключення:

$$I_{н.відкл} \geq I_{к\ max}, \quad (10.5)$$

$$S_{н.відкл} \geq S_{к\ max}, \quad (10.6)$$

де $I_{к\ max}$ – максимальне діюче значення струму к.з. в мережі, кА;

$S_{к\ max}$ – максимальна потужність к.з., кВА;

$I_{н.відкл}$ – номінальний струм відключення, кА.

Для мереж напругою 35 кВ і більше $I_{к\ max} = I_y^{(3)}$.

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ, для $I_{к\ max} = I_y^{(3)} = I_{к}^{(3)}$.

Якщо не виконувати вимогу (10.5 або 10.6), дуга не буде погашена, і, як наслідок, відбудеться пошкодження апарату з перекриттям усіх фаз.

За режимом короткого замикання електричні апарати перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість. Перевірку виконують шляхом порівняння:

1) максимально допустимого струму апарату i_{max} з ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ (електродинамічна стійкість):

$$i_{max} \geq i_y^{(3)}, \quad (10.7)$$

2) номінального струму термічної стійкості апарату I_t , що гарантується заводом протягом часу t , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання $I_{\infty}^{(3)} = I_{к}^{(3)}$ і приведеним часом дії короткого замикання $t_{пр}$ (термічна стійкість):

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_\infty^{(3)}]^2 \cdot t_{np} \quad (10.8)$$

де t_{np} – приведений час короткого замикання, с.

$$t_{np} = t_3 + t_6, \quad (10.9)$$

де t_3 – витримка часу спрацювання струмового захисту, с.

t_6 – власний час відключення вимикача.

Апарати, що використовуються в сільських електроустановках, здебільшого мають значний запас як за динамічною, так і за термічною стійкістю.

Високовольтні запобіжники сільських споживчих ТП вибирають за номінальною напругою, за номінальним струмом, за граничним струмом вимикання. Також виконують вибір номінального струму плавкої вставки запобіжника за умовою:

$$I_{н.в.} \geq 2I_{н.тр} \quad (10.10)$$

де $I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Так як запобіжники типу ПКТ мають ефект обмеження струму їх не перевіряють на термічну та динамічну стійкість.

Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП 10/0,4 кВ наведені в додатку Е (таблиця Е.2).

Практичні заняття

ЗАДАЧА 5.1

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ, що відходить від трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Вибрати: роз'єднувачі QS1, QS2 та високовольтний вимикач Q1. Підстанція має закритий розподільний пристрій напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведено на рисунку 10.27.

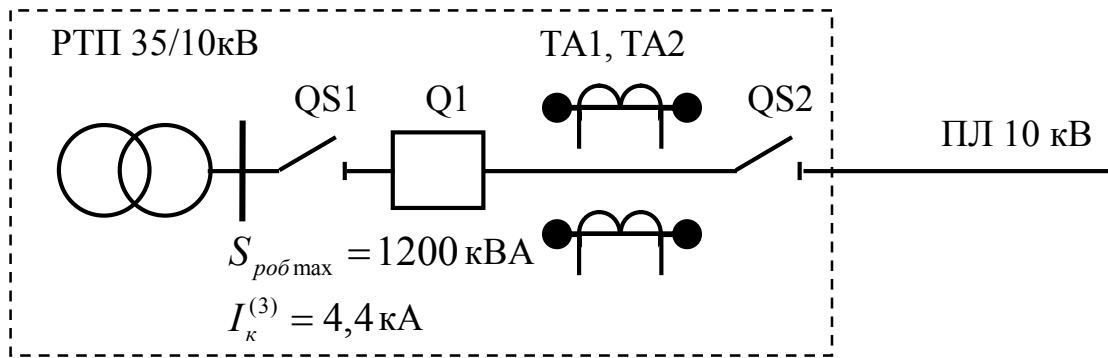


Рисунок 10.27 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

РОЗВ’ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв’язання задачі наведено в додатку Е.

1. Розраховуємо максимальний робочий струм (струм тривалого режиму роботи) на головній ділянці лінії:

$$I_{роб. max.} = \frac{S_{p. max}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad I_{роб. max.} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 66,1 \text{ А.}$$

2. Розраховуємо ударний струм трифазного к.з.:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,4 = 6,2 \text{ кА};$$

при к.з. на шинах 10 кВ підстанцій 35/10 кВ $k_y = 1$.

3. Визначаємо діюче значення повного струму трифазного к.з. за перший період:

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}, \quad I_y^{(3)} = 4,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 4,4 \text{ кА.}$$

4. Виконуємо вибір роз’єднувача QS1 (таблиця 10.2).

Паспортні дані роз’єднувача наведено в таблиці Е.3.

Таблиця 10.2 – Вибір роз’єднувача QS1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н. мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н. ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н. ап} \geq U_{н. мер}$	$10 = 10$
$I_{роб. max} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н. ап.} = 630 \text{ А}$	$I_{н. ап} \geq I_{роб. max}$	$630 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{max} = 52 \text{ кА}$	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо роз’єднувач внутрішнього встановлення типу РВ-10/630У3. Тип привода ПР-11.

5. Виконуємо вибір лінійного роз'єднувача QS2 (таблиця 10.3).

Таблиця 10.3 – Вибір роз'єднувача QS2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.мах} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.ан.} = 630 \text{ А}$	$I_{н.ан} \geq I_{роб.мах}$	$630 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{мах} = 52 \text{ кА}$	$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВЗ-10/630УЗ із заземлюючими ножами. Тип привода – ПР-11.

6. Виконуємо вибір високовольного вимикача Q1 (таблиця 10.4).

Таблиця 3.3 – Вибір високовольного вимикача Q1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.мах} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.ан.} = 1000 \text{ А}$	$I_{н.ан} \geq I_{роб.мах}$	$1000 > 66,1$
$I_{\kappa}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	$20 > 4,4$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{мах} = 52 \text{ кА}$	$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо малооб'ємний масляний вимикач внутрішнього встановлення типу ВПМ-10-20/1000УЗ (таблиця Е.6). Тип привода – ПЭ -11.

Запитання для самоконтролю

1. Як класифікуються електричні контакти за призначенням та принципом притискання?

2. Що таке перехідний опір контакту і від чого він залежить?
3. Призначення робочих і дугогасильних контактів.
4. Які умови гасіння електричної дуги?
5. Які пристрої використовують для гасіння електричної дуги?
6. Як відбувається гасіння дуги у маслі?
7. Які переваги гасіння дуги у вакуумі?
8. Призначення і класифікація ізоляторів.
9. Будова і принцип роботи плавкого запобіжника.
10. Які переваги та недоліки плавких запобіжників у порівнянні із автоматами?
11. Якими способами прискорюють швидкість перегорання плавкої вставки?
12. Як забезпечується в запобіжниках обмеження струму к.з.?
13. Будова і принцип роботи автоматичного повітряного вимикача?
14. Які типи розчіплювачів застосовують в автоматичних вимикачах?
15. Яке призначення незалежного електромагнітного розчіплювача?
16. Будова та принцип дії роз'єднувача.
17. Будова та принцип дії вимикача навантаження.
18. Яким чином в мережах із вимикачами навантаження відключаються струми к.з.?
19. Будова та принцип дії масляного малооб'ємного вимикача.
20. Які основні недоліки багато- та малооб'ємних масляних вимикачів?
21. Які основні переваги вакуумних вимикачів?
22. Будова та принцип дії короткозамикача та віддільника.
23. Як працює схема підстанції із короткозамикачами та віддільниками?
24. Які приводи застосовують для високовольтних комутаційних апаратів?
25. Назвіть умови вибору комутаційних апаратів?

РОЗДІЛ 11

КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ І ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

11.1 Загальні відомості

Щоб забезпечити високу надійність електропостачання в процесі експлуатації електроустановки (мережі), необхідно постійно контролювати електричні параметри – напругу, струм, опір, потужність, енергію і частоту.

Вимірювати електричні величини можна при прямому, не прямому і змішаному вмиканні вимірювальних приладів у електричне коло, що контролюється.

При прямому вмиканні вимірювальні прилади підключаються в коло безпосередньо. При не прямому – через спеціальні вимірювальні трансформатори струму і напруги. При змішаному – частина обмоток вимірювальних приладів вмикається в коло безпосередньо, а частина – через вимірювальні трансформатори.

На трансформаторних підстанціях найчастіше застосовують не пряме вмикання вимірювальних приладів, що забезпечує такі основні переваги:

1) можна використовувати вимірювальні прилади, що вмикаються до вторинної обмотки вимірювальних трансформаторів, із стандартними обмотками, розрахованими на напругу 100 В і струм 5 А;

2) вимірювальні прилади відокремлюються від напруги понад 380 В, що веде до підвищення безпеки їх обслуговування;

3) значно полегшується контрольна проводка;

4) первинні кола установки захищені від замикання в контрольних проводах та вимірювальних приладах.

Безпосереднє вмикання приладів у вимірювальне коло можливе лише при напрузі 380 В і менше та при порівняно невеликих струмах.

Для забезпечення безпеки персоналу, на випадок пробою ізоляції вимірювальних трансформаторів, одну із точок їх вторинної обмотки обов'язково заземлюють.

Контрольно-вимірювальні прилади на підстанціях розміщують на головних щитах керування. Іноді частину приладів встановлюють у приміщенні закритого розподільного пристрою (ЗРП).

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) та трансформатори напруги (ТН) здебільшого встановлюють у закритих та відкритих розподільних пунктах.

Номенклатуру і кількість контрольно-вимірювальних приладів для встановлення в окремих електричних колах підстанції вибирають в залежності від потужності, напруги і призначення цих кіл.

На сільських трансформаторних підстанціях найчастіше використовують амперметри, вольтметри, ватметри, лічильники активної і реактивної енергії та частотоміри.

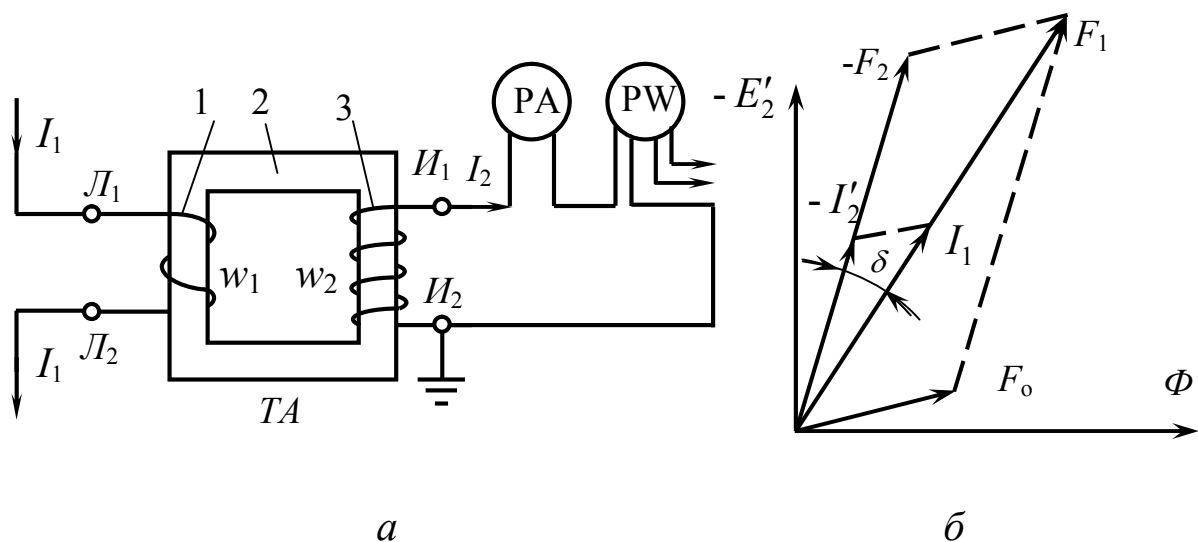
Навантаження в колах трансформаторів та ліній електропередачі контролюють за допомогою амперметрів. За показами ватметра, амперметра і вольтметра визначають коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I}. \quad (11.1)$$

В шафах ліній розподільних мереж 6...10 кВ, що відходять від підстанції встановлюють по одному амперметру, лічильнику активної та реактивної енергії.

11.2 Трансформатори струму

Трансформатори струму виконують як для внутрішнього, так і для зовнішнього встановлення. Їх виготовляють на всю шкалу струмів та напруг. Трансформатор струму (рисунок 11.1) складається із замкненого осердя (магнітопроводу) 2 та двох обмоток 1 та 3.



а – схема під'єднання; б – векторна діаграма струмів
Рисунок 11.1 – Трансформатор струму

Первинну обмотку 1 трансформатора струму (рисунок 11.1) вмикають послідовно у коло, що контролюється, а до вторинної обмотки 3 приєднують послідовно з'єднані струмові обмотки амперметра, ватметра, лічильника, реле та інші.

На відміну від знижувальних трансформаторів напруги у знижувальних трансформаторів струму число витків вторинної обмотки w_2 є більшим (у ряді випадків у багато разів) числа витків первинної обмотки w_1 (вона часто має один виток).

Окрім того режим роботи ТС значно відрізняється від режиму роботи звичайного силового трансформатора напруги. Відмінність полягає у тому, що значення первинного струму I_1 (рисунок 11.1, б) не залежить від навантаження у вторинному колі (від значення вторинного струму I_2). Струм I_1 визначається лише навантаженням і параметрами первинного кола, у той час як у трансформатора напруги первинний струм залежить від зміни вторинного струму. Відповідно і магнітний потік первинної обмотки F_1 , що створюється струмом I_1 , не змінюється при зміні струму у вторинному колі. Опір навантаження вторинного кола (обмотки приладів, з'єднувальні проводи) дуже малий. Тому трансформатор струму працює у режимі наближеному до короткого замикання.

Трансформатор струму нормально працює при сталому навантаженні вторинного кола і змінному струмі первинної обмотки, тобто при змінному магнітному потоці.

Отже перевантаження і к.з. в колі вторинної обмотки не створюють небезпеки для трансформатора струму і тому його не захищають запобіжниками або іншими елементами захисту.

Режим розмикання вторинного кола для трансформаторів струму є небезпечним. В такому режимі зникає розмагнічувальна дія вторинної обмотки і в магнітопроводі різко підвищується магнітний потік.

Якщо при протіканні струму в первинній обмотці розімкнути вторинну обмотку, то $I_2 = 0$ та $F_2 = I_2 \cdot w_2 = 0$ (рисунок 11.1, б). Оскільки при цьому струм I_1 та магніторушійна сила (МРС) F_1 практично не змінюються, то результуюча МРС F_0 буде дорівнювати F_1 (збільшиться в декілька разів). Це веде до збільшення магнітного потоку Φ , різкого нагрівання (перегріву та виходу з ладу) магнітопроводу і виникнення на затискачах вторинної обмотки великої ЕРС (десятки тисяч вольт), яка є небезпечною як для персоналу, що обслуговує, так і для ізоляції трансформатора та приладів, що підключені до нього.

У зв'язку із викладеним вище, категорично забороняється при експлуатації розривати вторинну обмотку працюючого трансформатора струму. При необхідності від'єднання приладів від ТС, що працює необхідно попередньо закортити виводи його вторинної обмотки.

Трансформатор струму характеризується **номінальним коефіцієнтом трансформації** (відношення номінального первинного і номінального вторинного струмів), який наближено дорівнює оберненому відношенню числа витків обмоток трансформатора:

$$K_{TC} = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} \approx \frac{w_2}{w_1}. \quad (11.2)$$

На практиці:

$$I_1 > I_2 \frac{w_2}{w_1}. \quad (11.3)$$

З виразу (11.3) випливає, що трансформатори струму мають похибку (за струмом, кутову та повну), яка обумовлена наявністю струму намагнічування.

Похибка трансформатора струму за струмом (за коефіцієнтом трансформації):

$$\Delta I\% = \frac{\kappa_{TC} \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100; \quad (11.4)$$

де I_1 – струм у первинній обмотці ТС, А;
 I_2 – струм у вторинній обмотці ТС, А;
 κ_{TC} – номінальний коефіцієнт трансформації ТС.

Від значення цієї похибки залежить точність показань будь-яких приладів, що приєднані до вторинної обмотки трансформатора струму.

Кутова похибка визначається кутом δ (рисунк 11.1, б) – кутом зсуву між вектором первинного струму I_1 і повернутим на 180° вектором вторинного струму I_2 . Ця похибка впливає на показання приладів ватметрового типу (ватметри, фазометри, лічильники, реле потужності, тощо).

Похибки трансформатора струму залежать від магнітного опору магнітопроводу (від якості виконання і параметрів магнітопроводу), струму навантаження вторинного кола, співвідношення його реактивної та активної складової і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Із зростанням навантаження і кратності струму похибка зростає.

В залежності від значення струмової похибки $\Delta I\%$ трансформатори струму ділять за класами точності.

Трансформатори струму виготовляють наступних класів точності (цифри показують виражену у відсотках струмову похибку):

0,2 – для лабораторних вимірювань;

0,5 – для розрахункових лічильників (комерційний облік);

1 та 3 – для щитових вимірювальних приладів;

10 або Р для релейного захисту;

Д – для диференціального захисту;

З – для захисту від замикань на землю.

В залежності від значення вторинного навантаження трансформатор струму може працювати в різних класах точності. При цьому, кожному класу точності відповідає певне номінальне вторинне навантаження. На паспортній таблиці трансформатора вказують найвищий клас точності.

Номінальне навантаження трансформаторів струму визначається за виразом:

$$S_{2н} = I_{2н} \cdot Z_{2н} \quad (11.5)$$

де $I_{2н}$ – вторинний номінальний струм трансформатора, А;

$Z_{2н}$ – повний опір приладів, які приєднані до вторинної обмотки, Ом.

Номінальним навантаженням називають таке навантаження трансформатора струму, при якому він може працювати із заданим (паспортним) класом точності.

Магнітопроводи трансформаторів струму виготовляють прямокутні шихтовані або тороїдальні, навиті із сталюї стрічки.

Конструктивно трансформатори струму можуть виготовлятися із двома осердями (магнітопроводами), кожне із яких має свою вторинну обмотку. Первинна обмотка для них є спільною.

ТС із двома осердями і двома вторинними обмотками можуть мати як однаковий, так різний клас точності, наприклад: 0,5/Р; 0,5/Д.

До однієї вторинної обмотки із вищим класом точності приєднують вимірювальні прилади. До другої вторинної обмотки із нижчим класом точності приєднують обмотки реле.

Ряд трансформаторів струму на напругу 35 кВ і вище виготовляють із трьома і більше осердями та вторинними обмотками.

Виготовляють трансформатори струму на напругу від 0,5 до 750 кВ включно.

В залежності від кількості витків первинної обмотки трансформатори струму бувають одно- і багатовиткові (петлеві). Вторинні обмотки ТС завжди багатовиткові.

Трансформатори струму можуть виготовлятися з номінальним первинним струмом 10, 20, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000 та 5000 А. Номінальний вторинний струм $I_{н2}$ трансформаторів струму, як правило, дорівнює 5 А. Деякі трансформатори струму виготовляються із вторинними обмотками на струм 1 А.

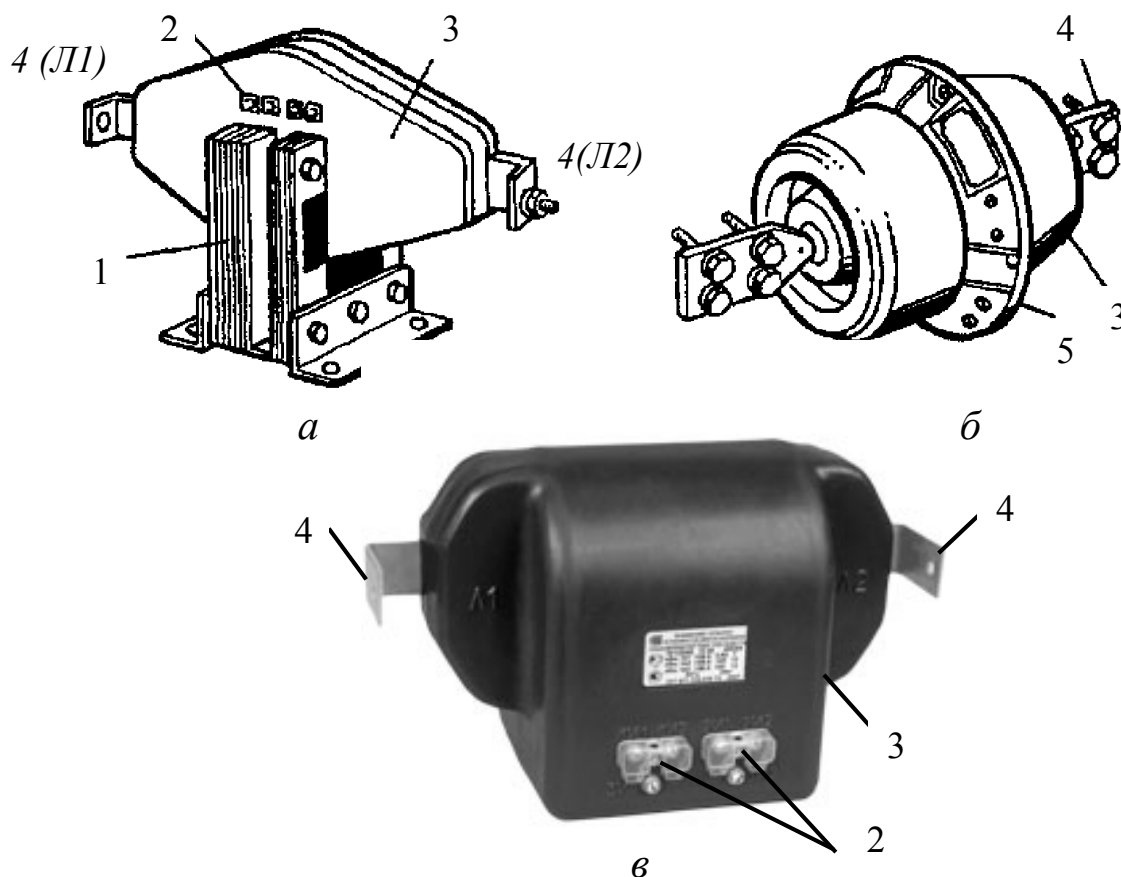
За способами встановлення розрізняють трансформатори струму: прохідні, опорні і вмонтовані (у масляний вимикач або у силовий трансформатор), для зовнішнього і внутрішнього встановлення. Прокідні трансформатори встановлюють лише у ЗРП.

Для маркування трансформаторів струму використовують такі основні літерні позначення:

Т – трансформатор струму; П – прохідний; О – одновитковий; К – котушковий; Ф – з фарфоровою ізоляцією; Л – з литою смоляною ізоляцією; У – посилений; М – модернізований; М – з масляним заповненням; Н – для зовнішнього встановлення; Ш – шинний; В – вмонтований; Т – для силових трансформаторів; Р – для релейного захисту; Д – для диференціального релейного захисту; З – для захисту від замикань на землю.

Перша після літер цифра показує напругу в кіловольтах, на яку розрахований трансформатор, друга позначає осердя і клас точності.

Наприклад: ТПЛ-10-0,5/Р (ТПЛУ, ТПЛК) (рисунок 11.2, а): Т – трансформатор струму багатовитковий, П – прохідний (опорно-прохідний), Л – лита ізоляція, на напругу 10 кВ, дві вторинні обмотки із класом точності 0,5 та Р.



а – типу ТПЛ-10; *б* – типу ТПЛМ-10; *в* – ТПЛ-10М

1 – магнітопровід; 2 – виводи вторинної обмотки, 3 – литий корпус, 4 – виводи первинної обмотки

Рисунок 11.2 – Трансформатори струму для внутрішнього встановлення

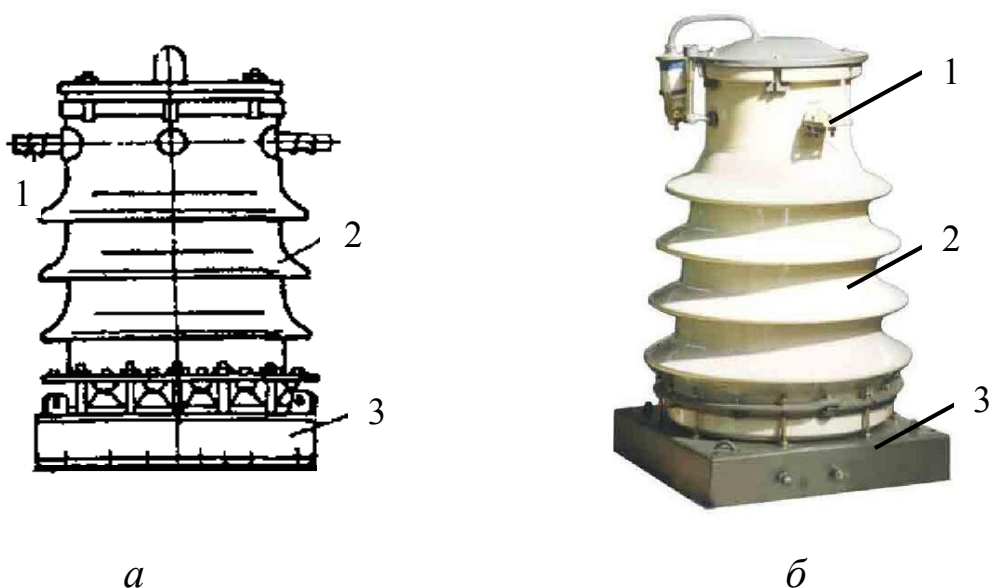
ТПОЛ-10-0,5/Р (ТПОЛМ) – трансформатор струму прохідний (рисунок 11.2, б), одновитковий, лита ізоляція (модернізований), на напругу 10 кВ, дві вторинні обмотки із класом точності 0,5 та Р.

ТПЛ-10М-0,5/10Р – трансформатор струму опорно-прохідний, багатовитковий із литою ізоляцією, на напругу 10 кВ, дві вторинні обмотки із класом точності 0,5 та 10Р, модернізований. Призначений для заміни ТС попередніх серій типу ТПЛ-10.

ТПФ-10-0,5/Р (ТПФУ) – трансформатор струму багатовитковий, прохідний, фарфорова ізоляція, на напругу 10 кВ, дві вторинні обмотки із класом точності 0,5 та Р.

ТФМ-35П – трансформатор струму багатовитковий, фарфоровий корпус, з масляним заповненням, на напругу 35 кВ.

ТФН-35М – трансформатор струму багатовитковий (рисунок 11.3, а), фарфоровий корпус, паперово-масляна ізоляція, зовнішнього встановлення, на напругу 35 кВ.



а – ТФН-35М; *б* – ТФЗМ-35Б

1 – виводи первинної обмотки; 2 – фарфоровий корпус, 3 – цоколь

Рисунок 11.3 – Трансформатори струму для зовнішнього встановлення

ТФЗМ-35Б-0,5/10Р/10Р – ТС багатовитковий (рисунок 11.3, б), фарфоровий корпус, вторинна обмотка ланкового типу (3), масляна ізоляція, зовнішнього встановлення, на напругу 35 кВ, одна вторинна обмотка із класом точності 0,5 та дві із класом точності 10Р.

11.3 Схеми з'єднання трансформаторів струму

При виконанні струмових захистів ліній електропередачі напругою 6...35 кВ використовують такі основні схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму і обмоток реле: повна зірка (трифазна, три релейна), неповна зірка (двофазна, дворелейна) і включення реле на різницю струмів двох фаз (двофазна, однорелейна).

Для захисту силових трансформаторів використовують схеми із реле у зворотному проводі: повна зірка (трифазна, чотирирелейна), неповна зірка (двофазна, трирелейна). Також викори-

стовується схема з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму у трикутник (трифазна, дво- або трирелейна).

Для захисту трансформаторів не рекомендується використовувати схему з'єднання трансформаторів струму за схемою на різницю струмів двох фаз, так як за певних умов схема може не спрацювати взагалі.

Схеми характеризуються відношенням струму в реле I_P до вторинного струму I_2 трансформатора струму, яке називається коефіцієнтом схеми:

$$\kappa_{cx} = \frac{I_P}{I_2}; \quad (11.6)$$

Схема повної зірки (рисунок 11.4) використовується коли є потреба контролювати силу струму в усіх трьох фазах. Схема реагує на всі види к.з. (три-, дво- та однофазні). Струм в реле дорівнює вторинному струму трансформатора струму і тому $\kappa_{cx} = 1$. Схему доцільно використовувати в електричних мережах з глухим заземленням нейтралі, де однофазне замикання на землю є аварійним режимом (110 кВ і вище).

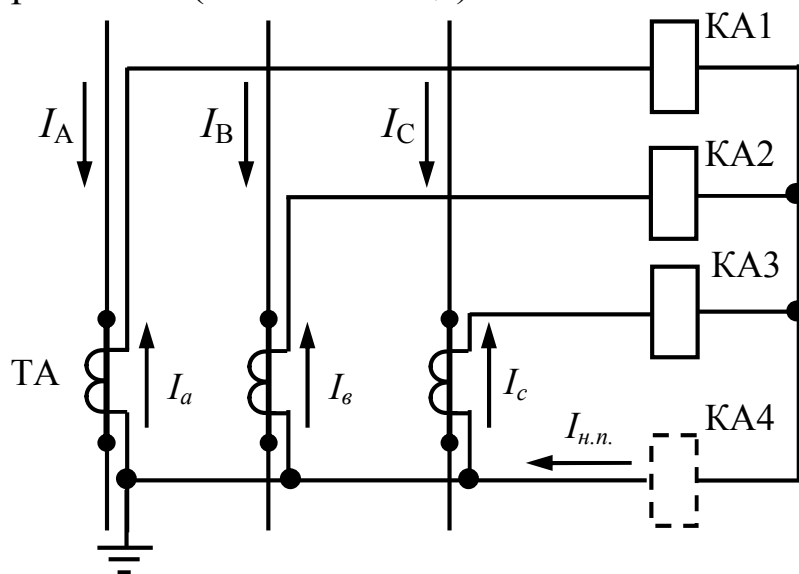
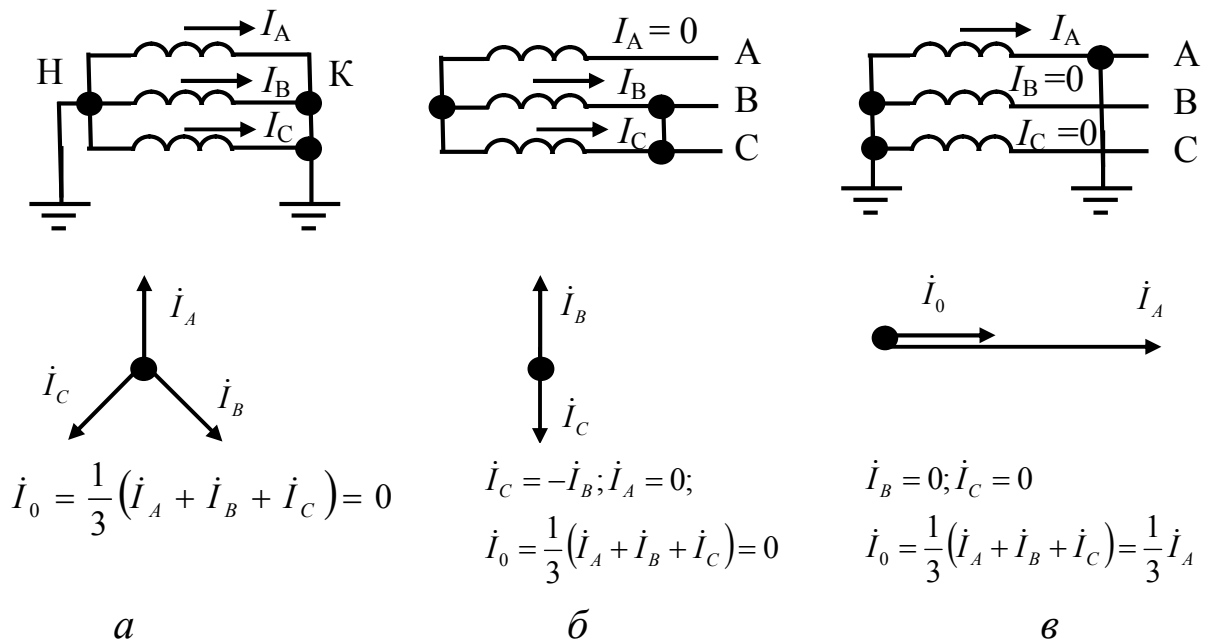


Рисунок 11.4 – Схема з'єднання ТС та обмоток реле у повну зірку

В розглянутій схемі (рисунок 11.4) реле, що встановлені у фази (KA1...KA3), реагують на всі види к.з., а реле в нульовому проводі (KA4) реагує лише на однофазні к.з. (к.з. між будь-якою

фазою та землею). Струм в нульовому проводі з'являється тільки при появі однофазного короткого замикання на землю (рисунки 11.4 та 11.5).



a – при трифазному к.з.; *б* – при двофазному к.з.;

в – при однофазному к.з.

Рисунок 11.5 – Векторні діаграми струмів при з'єднанні трансформаторів струму і обмоток реле у повну зірку

В нормальному режимі роботи мережі або при трифазному к.з. (рисунки 11.4 та 11.5, *a*) через реле КА1...КА2 протікають струми фаз: $I_a = \frac{I_A}{K_{TC}}$, $I_b = \frac{I_B}{K_{TC}}$, $I_c = \frac{I_C}{K_{TC}}$, а в нульовому проводі – їх геометрична сума $I_{н.н.} = (\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) = 3I_0$, яка в симетричних режимах дорівнює нулю (як при наявності, так і при відсутності заземлення в точках Н та К).

При двофазних к.з. струм проходить лише в двох пошкоджених фазах і, відповідно, в реле, що підключені до цих фаз (рисунки 11.5, *б*). Струм в непошкодженій фазі відсутній. Згідно із законом Кірхгофа сума струмів у вузлі дорівнює нулю, відповідно, $\dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$, звідки $\dot{I}_C = -\dot{I}_B$. Із врахуванням цього на векторній діаграмі (рисунки 11.5, *б*) ці струми показані зсунутими за фазою на 180° .

Струм в нульовому проводі дорівнює сумі струмів пошкоджених фаз, але так як ці струми рівні та протилежні за фазою, то

струм в нульовому проводі відсутній: $I_{н.н.} = \dot{I}_e + \dot{I}_c = 0$. Відповідно, реле КА4, що включається в нульовий провід, не буде реагувати на навантаження та міжфазні к.з.

В реальних умовах в нульовому проводі може протікати незначний струм небалансу $I_{н.н.} = I_{н.б.}$, обумовлений не ідентичністю характеристик трансформаторів струму.

При однофазних к.з. первинний струм протікає лише по одній пошкодженій фазі (рисунок 11.5, в). Відповідний йому вторинний струм протікає лише через одне реле і замикається через нульовий провід, тобто $I_{н.н.} = \dot{I}_a$.

В сільських електричних мережах із ізольованою нейтраллю напругою 6...35 кВ, цю схему, як правило, не використовують, так як в таких мережах можливі лише міжфазні к.з. Для них доцільно застосовувати більш прості та більш економічні схеми із трансформаторами струму у двох фазах.

Схема неповної зірки (рисунок 11.6) реагує на всі види міжфазних к.з. Струми в реле також дорівнюють вторинним струмам трансформаторів струму. Для такої схеми $k_{сх} = 1$.

Використовують схему неповної зірки переважно для релейного захисту в мережах з ізольованою нейтраллю (6...35 кВ).

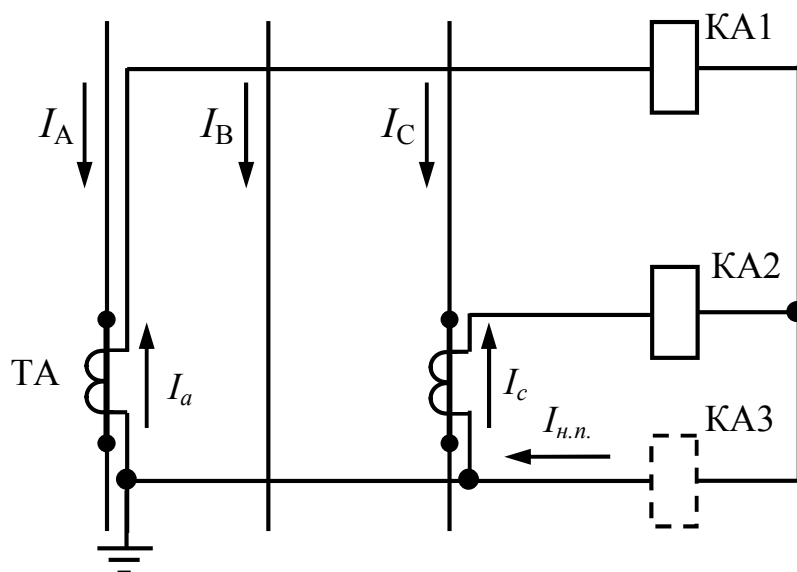
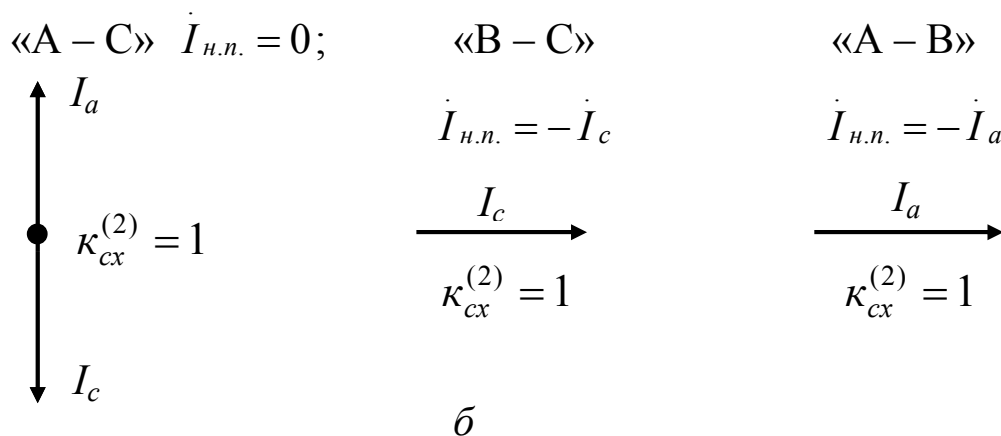
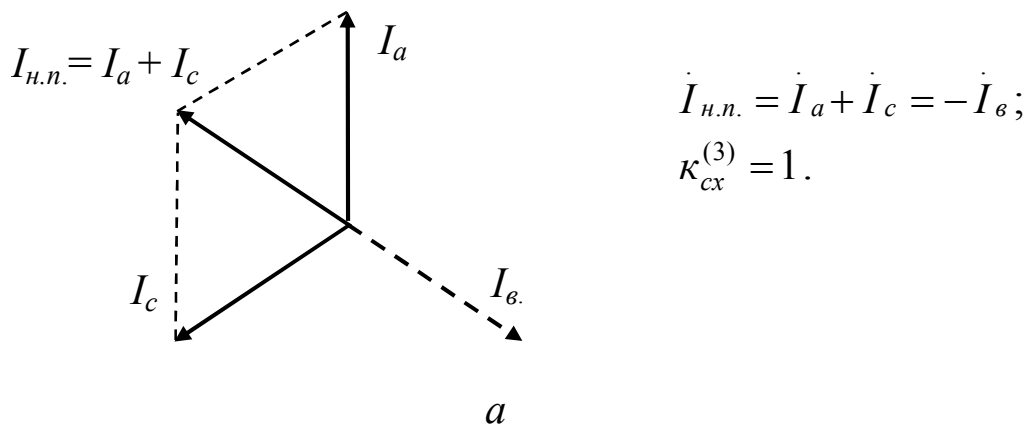


Рисунок 11.6 – Схема з'єднання трансформаторів струму та обмоток реле у неповну зірку

В мережах з ізольованою нейтраллю схема неповної зірки забезпечує відключення будь-якого міжфазного к.з. (рисунок 11.7).



a – при трифазному к.з.; *б* – при двофазному к.з.

Рисунок 11.7 – Векторні діаграми струмів при з'єднанні трансформаторів струму і обмоток реле у неповну зірку

В мережах із глухозаземленою нейтраллю схема не реагує на замикання фази «В» на землю.

Для мереж з ізольованою нейтраллю схема неповної зірки використовується без реле у зворотному проводі КАЗ (дворелейна).

Схема на різницю струмів двох фаз (рисунок 11.8) реагує на всі міжфазні к.з. Така схема найпростіша і найдешевша але має нижчу чутливість при деяких двофазних к.з.

Найменший струм і найменша чутливість (рисунок 11.9) буде при міжфазних к.з. (А-В, В-С), при яких одна із фаз (В) не має трансформатора струму.

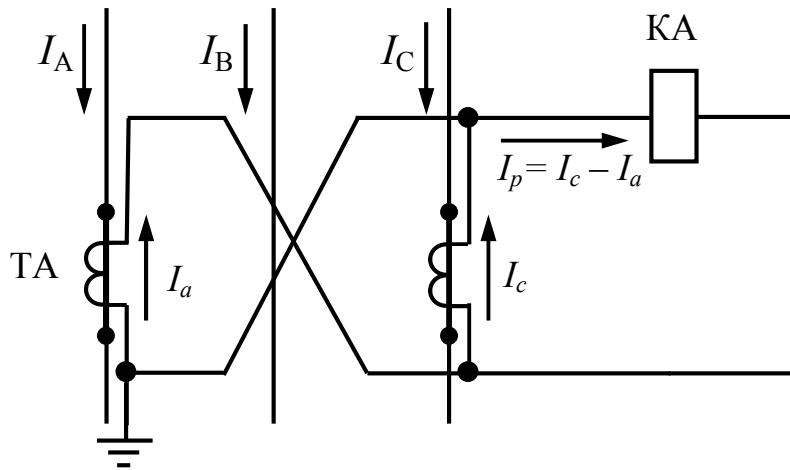
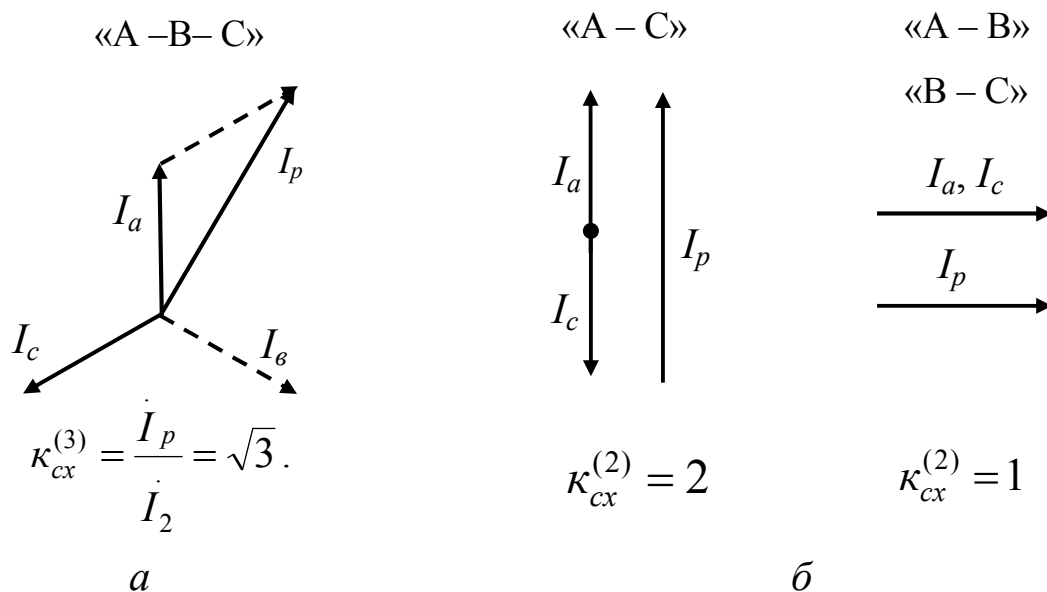


Рисунок 11.8 – Схема з'єднання двох трансформаторів струму та одного реле, що включене на різницю струмів двох фаз



a – при трифазному к.з.; *б* – при двофазному к.з.

Рисунок 11.9 – Векторні діаграми струмів при з'єднанні двох трансформаторів струму та одного реле на різницю струмів двох фаз

Із векторних діаграм (рисунок 11.9) видно, що дана схема має різну чутливість при різних видах к.з. в мережі. Найнижча чутливість буде при к.з. між фазами «А–В» та «В–С», із яких одна фаза (В) не має трансформатора струму.

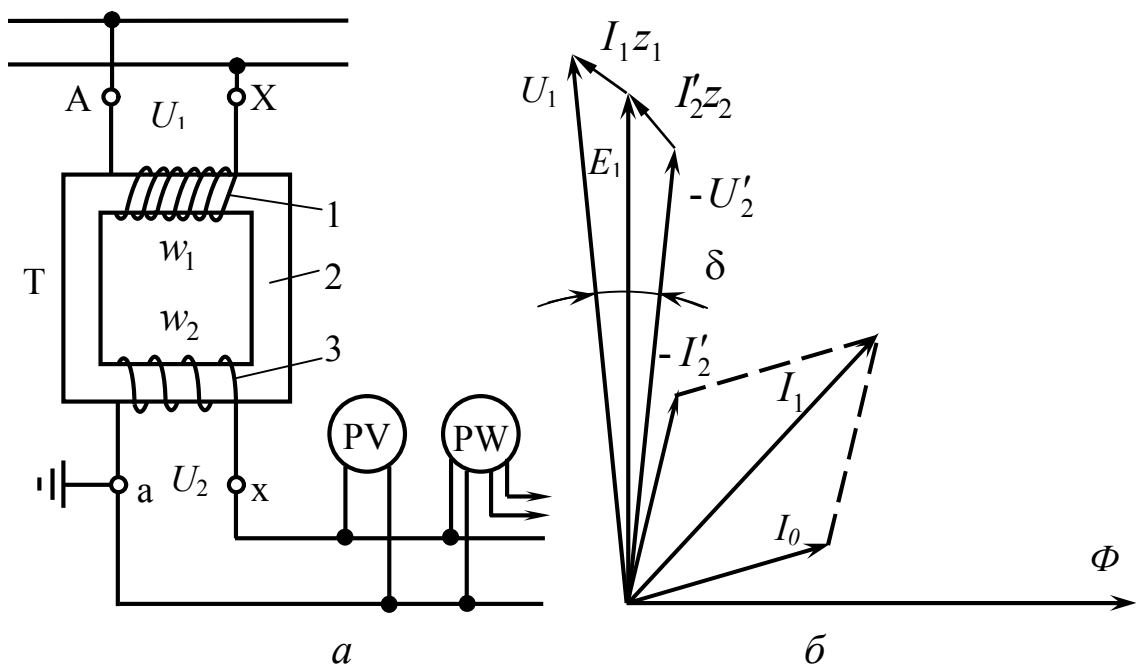
Схему з'єднання двох трансформаторів струму та одного реле на різницю струмів двох фаз не можна застосовувати для захистів, що повинні діяти при к.з. за трансформатором із з'єднанням обмоток «зірка – трикутник», так як при к.з. між фазами «В–С» струм в реле буде дорівнювати нулю $\dot{I}_p = \dot{I}_a - \dot{I}_c = 0$.

Так як дана схема має низьку чутливість до деяких видів к.з., застосування її на сьогодні є обмеженим. Найбільше поширення в сільських мережах напругою 6...35 кВ набула схема з'єднання трансформаторів струму та обмоток реле у неповну зірку.

11.4 Трансформатори напруги

Трансформатори напруги (ТН), як і трансформатори струму, виконують як для внутрішнього, так і для зовнішнього встановлення на всю шкалу напруг, починаючи із 380 В.

Однофазний трансформатор напруги (рисунк 11.10, а) складається із замкнутого осердя (магнітопроводу) 2 та двох обмоток 1 і 3. Первинна обмотка 1 підключається на напругу мережі U_1 , а до вторинної обмотки 3 із напругою U_2 приєднують паралельно обмотки вимірювальних приладів та реле.



а – схема під'єднання; б – векторна діаграма напруг
Рисунок 11.10 – Однофазний трансформатор напруги

Трансформатори напруги використовують для зниження напруги на приладах і реле до 100, $100/\sqrt{3}$, $100\cdot\sqrt{3}$, рідко 100/3 В. Принцип дії вимірювальних трансформаторів напруги аналогічний принципу дії силових трансформаторів, але вони мають значно меншу потужність (до 1200 ВА).

Співвідношення номінальної первинної напруги U_1 до номінальної вторинної напруги U_2 визначається коефіцієнтом трансформації, який наближено пропорційний відношенню кількості витків первинної w_1 і вторинної w_2 обмоток:

$$\kappa_U = \frac{U_{1н}}{U_{2н}} \cong \frac{w_1}{w_2}. \quad (11.7)$$

Приведена вторинна напруга $U_2' = U_2 \cdot \kappa_U$ (рисунок 11.10, б) відрізняється від первинної напруги U_1 із-за втрат потужності та розсіювання магнітного потоку. Для трансформаторів напруги властиві похибка за коефіцієнтом трансформації (за напругою) і кутова похибка.

Похибка трансформатора за напругою дорівнює:

$$\Delta U\% = \frac{\kappa_U \cdot U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100. \quad (11.8)$$

де κ_U – номінальний коефіцієнт трансформації ТН.

Похибка $\Delta U\%$ впливає на точність показів усіх вимірювальних приладів, що приєднуються до вторинної обмотки трансформатора. Її також необхідно враховувати при аналізі роботи реле напруги, потужності та ін., що отримують живлення від трансформатора.

Кутова похибка визначається кутом δ між вектором U_1 і повернутим на 180° вектором U_2 (рисунок 11.10, б).

Кутова похибка δ впливає на роботу ватметрів, лічильників енергії, фазометрів та інших аналогічних приладів, а також на роботу реле ватметрового типу.

Похибки трансформатора напруги залежать від конструкції магнітопроводу, магнітної проникності сталі, від значення коефіцієнта потужності вторинного навантаження та від первинної напруги.

До вторинної обмотки ТН приєднують паралельно всі обмотки напруги приладів і реле. Іноді від ТН живляться сигнальні, оперативні кола і кола автоматики.

Точність роботи трансформатора напруги залежить від навантаження. Максимальне навантаження, при якому трансформатор не виходить за межі зазначеної в паспорті точності, називається його номінальним навантаженням.

Вторинне навантаження трансформатора напруги визначається потужністю зовнішнього кола, тобто потужністю, що споживається підключеними паралельними обмотками приладів та реле, ВА.

Номінальне вторинне навантаження трансформатора напруги визначається за виразом:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2} = \frac{U_{2н}^2}{z_2}, \quad (11.9)$$

де $\sum P_2$ – сума активних потужностей навантаження, Вт;
 $\sum Q_2$ – сума реактивних потужностей навантаження, вар.
 z_2 – повний опір зовнішнього кола, Ом.

В залежності від значення допустимої похибки трансформатори напруги виготовляють чотирьох класів точності: 0,2; 0,5; 1 і 3. Цифри вказують похибку за напругою (за коефіцієнтом трансформації), виражену у відсотках:

0,2 – для точних лабораторних вимірювань; 0,5 – для лічильників енергії (комерційний облік); 1 – для приєднання інших вимірювальних приладів; 3 – для приєднання реле.

Номінальне навантаження трансформатора напруги – це найбільше навантаження, при якому похибка не виходить за встановлені межі.

Крім цього, трансформатори напруги характеризуються ще й максимальною потужністю, яка визначає межу його навантаження за допустимим нагріванням обмоток. При навантаженні в межах від номінального до максимального ТН може тривалий час працювати без пошкодження, але при цьому він виходить із свого класу точності.

Трансформатори напруги виготовляють одно- і трифазними, із сухою або масляною ізоляцією. Обмотки сухих трансформаторів відкриті і вільно обтікаються повітрям, обмотки масля-

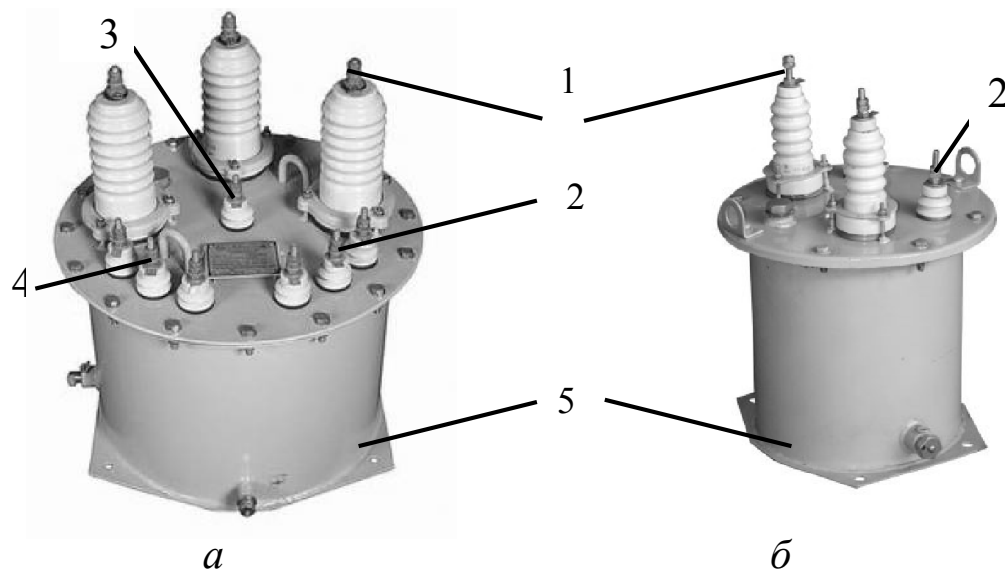
них трансформаторів розміщують у баках (або корпусах) наповненим трансформаторним маслом, яке водночас є ізоляцією і середовищем для охолодження трансформатора.

Трифазні трансформатори напруги:

НТМ-10: Н – трансформатор напруги, Т – трифазний, М – масляний, напругою 10 кВ;

НТМК-10 – трансформатор напруги, трифазний, масляний, каскадний (К), напругою 10 кВ;

НТМИ-10 – трансформатор напруги, трифазний, масляний, з контролем стану ізоляції (И), напругою 10 кВ (рисунок 11.11, а).



а – типу НТМИ – 10 (трифазний); б – типу НОМ – 10

1 – виводи первинної обмотки; 2 – виводи вторинної обмотки; 3 – заземлюючий вивід обмотки вищої напруги; 4 – виводи додаткової вторинної обмотки (для контролю ізоляції); 5 – бак

Рисунок 11.11 – Трансформатори напруги

Однофазні трансформатори напруги:

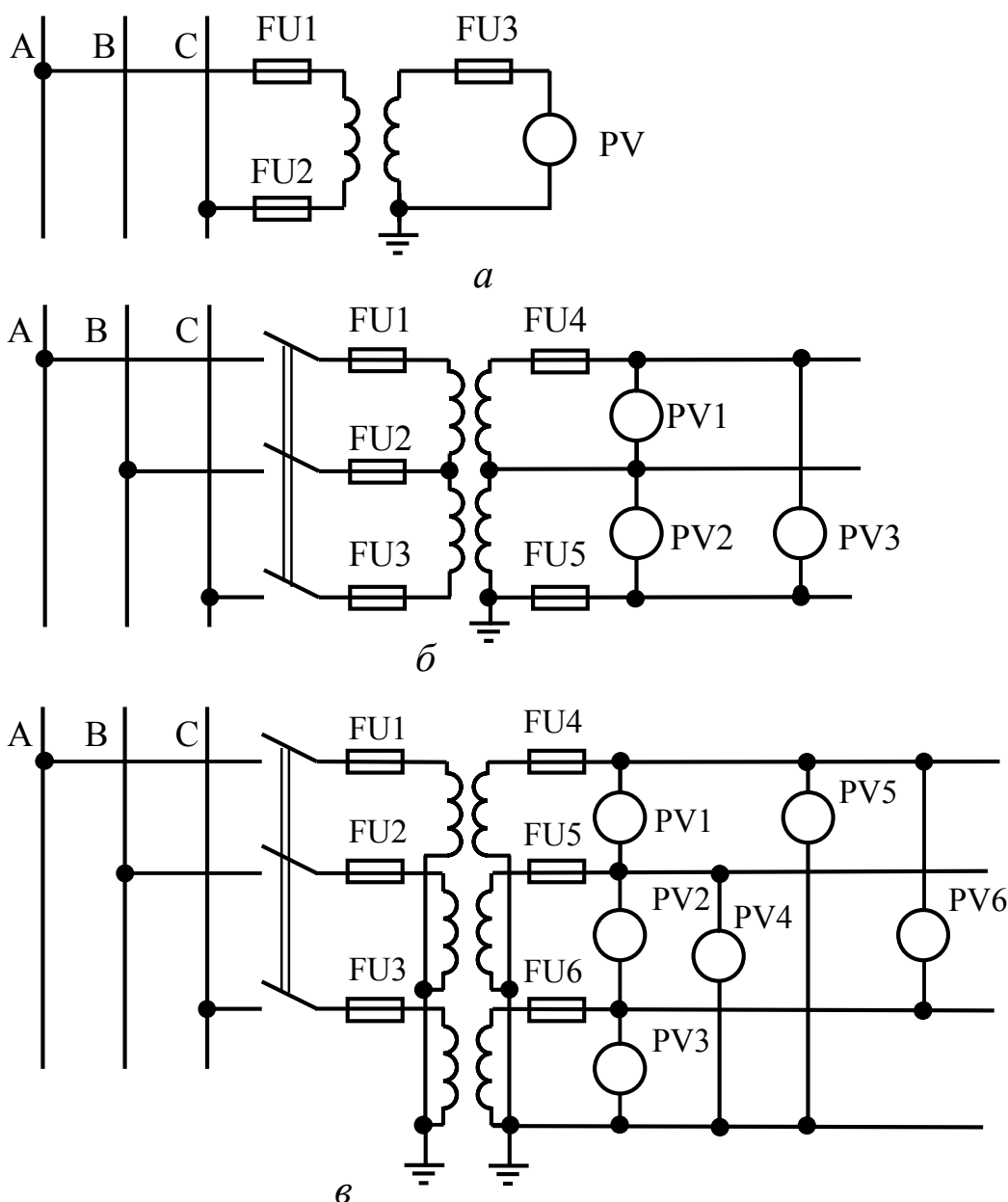
НОС-0,5: Н – трансформатор напруги, О – однофазний, С – сухий, напругою 0,5 кВ;

НОМ-10 – трансформатор напруги, однофазний, масляний, напругою 10 кВ (рисунок 11.11, б);

ЗНОМ-35 – трансформатор напруги, однофазний, масляний, напругою 35 кВ, із заземлюючим вводом обмотки вищої напруги (3).

11.5 Схеми вмикання трансформаторів напруги

Якщо треба вимірювати лише лінійну (міжфазну) напругу мережі, то однофазні трансформатори (НОМ) вмикають за схемою представленою на рисунку 11.12, *а*, або за схемою відкритого трикутника (для мереж з ізольованою нейтраллю) (рисунк 11.12, *б*).

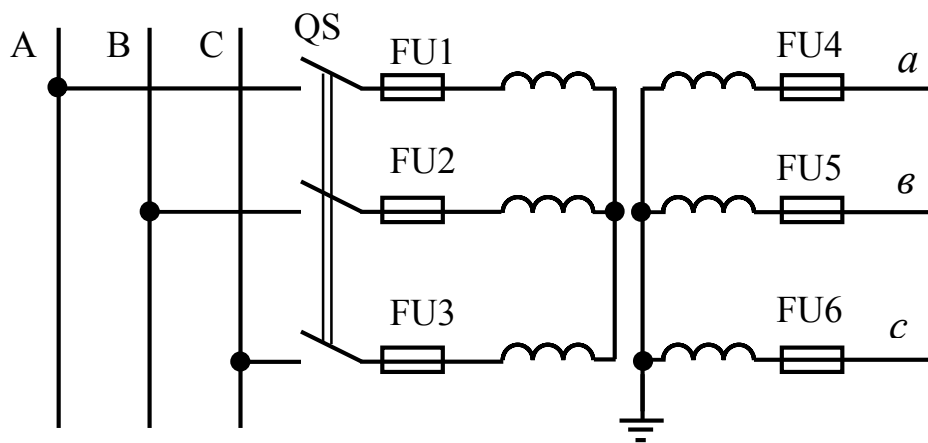


а – один трансформатор напруги; *б* – два трансформатори з'єднані за схемою «відкритого трикутника»; *в* – три трансформатори з'єднані за схемою «зірки»

Рисунок 11.12 – Схеми підключення вимірювальних трансформаторів напруги

Схема підключення однофазних трансформаторів напруги за схемою «зірки» (рисунки 11.12, в) використовуються в мережах з глухим заземленням нейтралі. Схема дозволяє вимірювати як фазну, так і лінійну напругу. Глухе заземлення нейтралі з боку вищої напруги дає змогу контролювати стан ізоляції первинної мережі. У нормальному режимі всі вольтметри контролю ізоляції показують фазну напругу. При замиканні однієї фази на землю вольтметр пошкодженої фази покаже нуль, а інші – лінійну напругу.

Схема із трифазним тристержневим трансформатором (НТМ-10) (рисунки 11.13) дає змогу виміряти три лінійні напруги.



Рисунки 11.13 – Схема підключення обмоток тристерженого двообмоткового трансформатора напруги

В сільських електричних мережах широко використовують трифазні п'ятистержені трансформатори НТМИ-6 та НТМИ-10 (И – контроль ізоляції).

Трансформатор НТМИ (рисунки 11.14) – має одну первинну (w_1) і дві вторинні обмотки (w_2 та w_3). Усі вони розміщені на трьох середніх осердях. Первинну (w_1) і основну вторинну (w_2) обмотки з'єднують зіркою, а їх нейтральну точку виводять на кришку трансформатора для заземлення. Додаткову вторинну обмотку (w_3) з'єднують у відкритий трикутник.

До основної вторинної обмотки (w_2) підключають вимірювальні прилади, а до додаткової (w_3) – реле захисту від замикання на землю і прилади сигналізації.

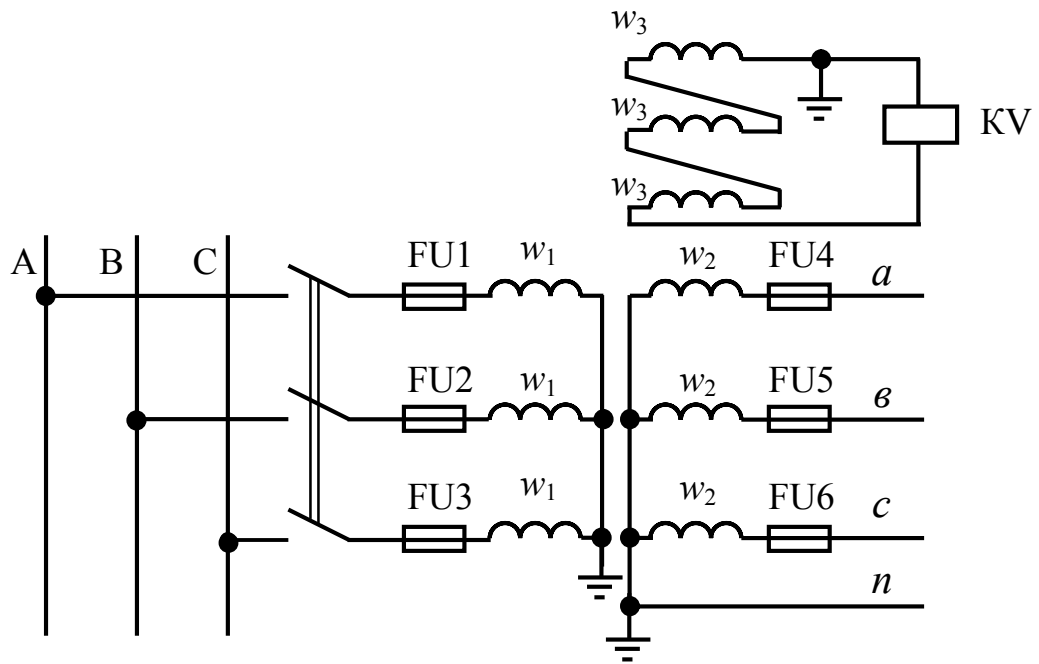


Рисунок 11.14 – Схема підключення обмоток пятистержневого триобмоткового трансформатора напруги НТМИ-10

На виводах додаткової обмотки w_3 в нормальному режимі роботи мережі та при міжфазних к.з. напруга буде близькою до нуля, а при однофазному замиканні на землю з'явиться потроєна напруга нульової послідовності. При цьому підключене до обмотки w_3 реле контролю ізоляції (реле напруги) KV забезпечує сигналізацію про замикання на землю в мережі.

Так як при металічному замиканні на землю напруга у пошкодженій фазі буде дорівнювати нулю, а двох інших фаз збільшиться в $\sqrt{3}$ разів, то за показами вольтметрів, що підключені на фазні напруги обмотки w_2 можна легко виявити пошкоджену фазу.

Додаткові два стержні п'ятистержневого трансформатора НТМИ призначені для замикання магнітних потоків нульової послідовності.

Заземлення нейтралі первинної обмотки w_1 трансформатора НТМИ (рисунок 11.14) необхідне для створення контуру струмів нульової послідовності. Заземлення вторинної обмотки w_2 необхідне для забезпечення безпеки персоналу.

Аналогічну схему можна також зібрати із трьох однофазних трансформаторів типу ЗНОМ, які мають дві вторинні обмотки і заземлений вивід нейтралі первинної обмотки.

11.6 Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатори струму вибирають за конструктивним виконанням, родом встановлення, номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності та номінальною потужністю вторинного кола. В режимі короткого замикання необхідно перевірити трансформатор струму на динамічну і термічну стійкість. Умови вибору трансформаторів струму наведені в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{н.тр} \geq U_{н.м}$
Номінальний первинний струм	$I_{н.тр} \geq I_{роб\ max}$
Номінальний вторинний струм	в залежності від довжини вторинного кола
Клас точності	згідно із ПБЕ
Номінальна вторинна потужність	$S_{2\ розр} < S_{2н}$
Кратність струму динамічної стійкості	$i_y^{(3)} \leq k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н}$
Кратність одnoseкундного струму термічної стійкості	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (k_t \cdot I_{1н})^2 \cdot t$

Трансформатори струму, призначені для релейного захисту додатково перевіряють на 10% похибку.

Силові трансформатори і багатооб'ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ і вище мають вбудовані трансформатори струму, які необхідно використовувати для приєднання релейного захисту. ТВ – трансформатори струму вбудовані у масляні вимикачі, ТВТ – вбудовані в силові трансформатори.

Розрахункова потужність вторинного кола трансформатора $S_{2\ розр}$, В·А, визначається за виразом:

$$S_{2\ розр} = \sum_{i=1}^n S_{прил.i} + I_{2н}^2 R_{пров} + I_{2н}^2 R_{\kappa}, \quad (11.10)$$

де $\sum_{i=1}^n S_{прил.i}$ – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (довідкові дані);

$I_{2н}^2$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;

$R_{пров}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом;

R_{κ} – активний опір контактів, Ом (приймається для всього кола рівним 0,1 Ом).

Допустимий опір з'єднувальних проводів можна знайти з виразу (11.10), якщо припустити що $S_{2 розр} = S_{2н}$:

$$R_{д.пров} = \frac{S_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n S_{прил.i} + I_{2н}^2 R_{\kappa} \right)}{I_{2н}^2} = z_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n z_{прил} + R_{\kappa} \right), \quad (11.11)$$

де $z_{2н}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$\sum_{i=1}^n z_{прил}$ – сумарний повний опір підключених до трансформатора приладів, Ом.

Мінімально допустимий переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{д.пров} = \frac{\rho \cdot l \cdot k_{cx}}{R_{д.пров}}, \quad (11.12)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів, Ом·мм²/м;

l – довжина з'єднувальних проводів в один кінець (від ТС до вимірювального приладу), м;

k_{cx} – коефіцієнт, що залежить від схеми включення вимірювальних приладів або реле.

За результатами розрахунку обирається стандартний переріз проводу $F_{пров}$ згідно умови:

$$F_{пров} \geq F_{д.пров}. \quad (11.13)$$

При цьому необхідно враховувати, що мінімальний переріз проводів приймається: для міді – 2,5 мм², для алюмінію – 4 мм².

Перевірку трансформатора струму на динамічну і термічну стійкість (таблиця 11.1) проводять з урахуванням коефіцієнта

кратності струму динамічної стійкості k_∂ і односекундного струму термічної стійкості k_t (k_∂ , k_t – каталожні дані трансформатора).

$$k_\partial = \frac{i_{\max}}{\sqrt{2}I_{1H}}; \quad k_t = \frac{I_t}{I_{1H}}, \quad (11.14)$$

де $i_{\max}$ – амплітуда максимально допустимого струму обраного трансформатора, А;

I_t – номінальний струм термічної стійкості, А;

I_{1H} – номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А;

t – допустимий час протікання струму термічної стійкості, с.

Клас точності трансформаторів струму обирають в залежності від типу і класу точності приладів, які приєднуються до трансформаторів.

Технічні характеристики трансформаторів струму наведені в додатку Ж (таблиця Ж.2).

Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають за конструктивним виконанням, родом встановлення, номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток і.

Вибір трансформаторів за номінальною напругою проводиться за умовою:

$$U_{1H} \geq U_{HM}, \quad (11.15)$$

де U_{1H} – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, В.

U_{HM} – номінальна напруга мережі, В.

Усі навантаження, які включаються на міжфазні напруги, приводяться до напруги $100/\sqrt{3}$ В.

Класи точності характеризуються найбільшими допустимими похибкою за напругою і кутовою похибкою за умови, що вторинне навантаження може змінюватися у межах $(0,25 \dots 1,0) S_{2тр.н}$ при $\cos \varphi = 0,8$ і при відхиленнях первинної напруги у межах

$\delta U_{тн} = \pm 10\%$. Якщо від трансформатора живляться прилади різного класу точності вимірювання, то клас точності вибирають за найвищим класом точності приєднаних приладів.

Трансформатори напруги за вторинним навантаженням перевіряють за умовою:

$$S_{2тр.н} \geq S_{2розр}, \quad (11.16)$$

де $S_{2тр.н}$ – номінальна потужність трансформатора напруги у прийнятому класі точності, В·А;

$S_{2розр}$ – вторинна розрахункова потужність трансформатора напруги, В·А.

Якщо схема з'єднань обмоток трансформатора напруги відповідає схемі з'єднання паралельних котушок вимірювальних приладів (наприклад, ватметрів і лічильника до двох однофазних трансформаторів напруги, з'єднаних за схемою «відкритого трикутника»), то вторинне навантаження ТН визначається за виразом:

$$S_{2розр} = \sqrt{\left(\sum P_{прил}\right)^2 + \left(\sum Q_{прил}\right)^2}, \quad (11.17)$$

де $\sum P_{прил}$, $\sum Q_{прил}$ – відповідно, сумарна активна і реактивна потужність приєднаних приладів (реле), Вт; вар.

Якщо схеми з'єднань обмоток трансформатора напруги і котушок напруги приладів різні (наприклад, приєднання ватметра і лічильників до трифазного трансформатора із з'єднанням обмоток «зірка-зірка»), то навантаження на кожну фазу точно визначити неможливо. У цьому випадку підраховують повне трифазне навантаження від усіх вимірювальних приладів і порівнюють його з трифазною номінальною потужністю трансформатора напруги або групи трьох однофазних трансформаторів у даному класі точності.

На електродинамічну термічну стійкість трансформатори напруги не перевіряють.

Технічні характеристики трансформаторів напруги наведені в додатку Ж (таблиця Ж.1).

Запитання для самоконтролю

1. Які існують способи вмикання вимірювальних приладів в мережу?
2. Які переваги не прямого вмикання вимірювальних приладів?
3. Призначення вимірювальних трансформаторів струму та напруги?
4. Що таке клас точності вимірювальних трансформаторів?
5. Що впливає на клас точності трансформаторів струму?
6. Що впливає на клас точності трансформаторів напруги?
7. Як обчислюється похибка вимірювальних трансформаторів струму?
8. Як обчислюється похибка вимірювальних трансформаторів напруги?
9. Які класи точності встановлені для вимірювальних трансформаторів струму?
10. Які класи точності встановлені для вимірювальних трансформаторів напруги?
11. Як класифікуються трансформатори струму та трансформатори напруги за способом встановлення?
12. Які є схеми вмикання трансформаторів струму?
13. Які є схеми вмикання трансформаторів напруги?
14. Що таке коефіцієнт схеми?
15. Чому категорично забороняється робота трансформаторів струму із розімкнутою вторинною обмоткою?
16. Як здійснюється контроль стану ізоляції в мережах із ізольованою нейтраллю?
17. За якими параметрами вибирають трансформатори струму?
18. За якими параметрами вибирають трансформатори напруги?

РОЗДІЛ 12

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

12.1 Призначення і загальна характеристика релейного захисту

В процесі експлуатації електричної мережі можливі різні порушення нормального режиму роботи – спад напруги, перевантаження, короткі замикання, які можуть призвести до пошкодження і навіть руйнування електричної апаратури та струмопроводів. Причинами аварій можуть бути пошкодження ізоляції або помилкові дії обслуговуючого персоналу при оперативних перемикаваннях.

Щоб зменшити збитки, спричинені аварійними режимами в мережі, необхідно якомога скоріше вимкнути пошкоджений елемент мережі. Захист електроустановок від аварій або порушень нормального режиму здійснює спеціальний автоматичний пристрій – релейний захист.

Релейний захист – це сукупність спеціальних пристроїв і засобів (реле, вимірювальних трансформаторів та інших апаратів), яка забезпечує автоматичне вимикання пошкодженої частини електроустановки або мережі. Якщо пошкодження не викликає безпосередньої небезпеки для установки, то релейний захист діє на сигнал, не вимикаючи її.

Релейний захист повинен:

- по-перше, виявити пошкодження елементу мережі;
- по-друге, вимкнути пошкоджений елемент, щоб запобігти його руйнуванню, та зберегти нормальну роботу інших елементів мережі;
- по-третє, дією на автоматику (автоматичне повторне вмикання, автоматичне введення резерву) відновити нормальне електропостачання споживачів.

Для виконання вказаних функцій релейний захист повинен безперервно отримувати інформацію про стан об'єкта, що захищається (струм, напруга та ін.), забезпечити її обробку та при відхиленні параметрів, що контролюються, за допустимі межі відпрацювати відповідну команду (сигнал).

В загальному вигляді релейний захист може мати чотири основних органи: **вимірювальний, логічний, сповільнюючий і виконавчий**. В деяких пристроях релейного захисту (мікроелектронних, мікропроцесорних) є також орган формування сигналу та орган живлення.

Вимірювальний орган безперервно контролює зовнішній параметр мережі (елемента). **Логічний** (порівнюючий) орган формує командний сигнал при виконанні заданих умов. **Виконавчий** орган формує вихідний керуючий сигнал на вимикач об'єкта, що захищається або на сигналізацію. Для сповільнення дії релейного захисту використовують **сповільнюючий** орган (наприклад, реле часу), який забезпечує необхідну витримку часу до спрацювання захисту.

12.2 Вимоги до релейного захисту та принцип його дії

Основними вимогами, що ставляться до пристроїв релейного захисту будь-якого елемента мережі є вибірковість дії, висока швидкість дії, висока чутливість та надійність захисту.

Вибірковість дії (селективність) забезпечує вимикання лише пошкодженої ділянки мережі або її елемента. Селективність захисту забезпечується вибором часу спрацювання, налаштуванням за струмом, напругою, відстанню від місця установки захисту до аварійної точки та за іншими параметрами.

Вимога вибірності дії релейного захисту не виключає можливості його роботи в якості резервного при відмові захисту на сусідній ділянці мережі.

Швидка дія релейного захисту забезпечує безперебійність електропостачання непошкоджених елементів мережі, зменшує

загрозу пошкодження апаратури аварійними струмами і підвищує стійкість паралельної роботи кількох джерел електроенергії.

Якщо пошкодження виявляє релейний захист, а вимикає його вимикач, то швидкість дії захисту складається із тривалості роботи релейного захисту і роботи вимикача.

Висока чутливість захисту забезпечує вимикання ділянки при замиканні в будь-якій точці зони захисту і на початку аварійного режиму, коли електрична апаратура і струмопроводи ще не пошкоджені дією струмів короткого замикання. Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості.

Вимога чутливості захисту забезпечує зменшення розмірів пошкоджень елементів обладнання і більш надійну роботу непошкоджених елементів.

Висока надійність роботи виключає відмову чи помилкове спрацювання релейного захисту. Захист повинен чітко і безвідмовно діяти при пошкодженнях в зоні, що захищається і не повинен спрацьовувати тоді, коли це не передбачається.

Для задоволення вказаних вище вимог потрібно правильно вибирати захист, коректно розраховувати його параметри, якісно монтувати і технічно грамотно експлуатувати.

Принцип дії, необхідні реле і схеми захисту вибирають відповідно до конструкції елемента, що захищається, режиму роботи нейтралі, напруги, потужності, умов стійкості, паралельної роботи елементів тощо.

За принципом дії розрізняють декілька типів релейного захисту.

Струмовий захист контролює струм в елементі мережі і діє тоді, коли струм змінює своє значення. Якщо струмовий захист доповнений органом направлення потужності – це **струмовий направлений захист**.

Релейний захист, який реагує на підвищення параметру, що контролюється, називають **максимальним**. Захист, який реагує на зменшення контрольованого параметру, називають **мінімальним**.

Дистанційний захист діє з витримкою часу, яка автоматично збільшується із збільшенням відстані (дистанції) від місця знаходження захисту до місця пошкодження.

Диференціальний захист діє тоді, коли різниця двох або кількох значень струму є більшою від заданого значення (значення струму відповідають початку і кінцю захисної зони).

Як правило, захищають окремі елементи електричної мережі, тому на практиці розрізняють релейний захист генераторів, трансформаторів, електричних мереж, шин станцій і підстанцій, вводів трансформаторів, електродвигунів та ін.

12.3 Класифікація реле

Реле – це автоматично діючий апарат, в якому при досягненні заданого значення вхідної величини відбувається стрибкоподібна зміна режиму вихідного кола. Це явище називається **релейним ефектом**.

За призначенням всі реле можна розділити на дві групи:

– **основні (вимірювальні)** – реле струму, напруги, потужності, опору, тобто ті, що реагують безпосередньо на зміну режимних параметрів мережі;

– **допоміжні** – реле часу, проміжні, вказівні та ін., тобто реле, які діють за командою перших (вимірювальних) і забезпечують логічні та інші операції у пристроях релейного захисту.

Електричні реле, що використовуються в схемах релейного захисту, поділяють на електромагнітні, індукційні, електродинамічні, електронні, теплові, напівпровідникові, мікропроцесорні. Принцип дії цих реле аналогічний до принципу дії електричних вимірювальних приладів.

Із неелектричних реле, що використовуються в установках електропостачання, поширені газові та механічні реле частоти обертання.

В залежності від параметра, на зміну якого реагує реле, розрізняють реле струму, напруги, опору, частоти, потужності та ін.

За характером зміни параметра, що контролюється, розрізняють максимальні реле, які спрацьовують при збільшенні значення вхідного параметра, і мінімальні реле, що діють при його зменшенні.

За способом вмикання в коло розрізняють первинні і вторинні реле.

Первинні реле вмикають в коло, що захищається, безпосередньо. Вони зазнають значних електродинамічних і термічних навантажень. Первинні реле використовують в основному лише в установках напругою до 1000 В і в сільських мережах напругою 10 кВ.

Вторинні реле вмикають до вторинної обмотки трансформаторів струму чи напруги. Вони ізольовані від первинних кіл, і тому не мають недоліків, характерних для первинних реле. Крім цього, вторинні реле розраховані на певні струми і напруги, незалежно від струму чи напруги первинного кола мережі.

За способом дії на вимикач розрізняють реле прямої і посередньої дії.

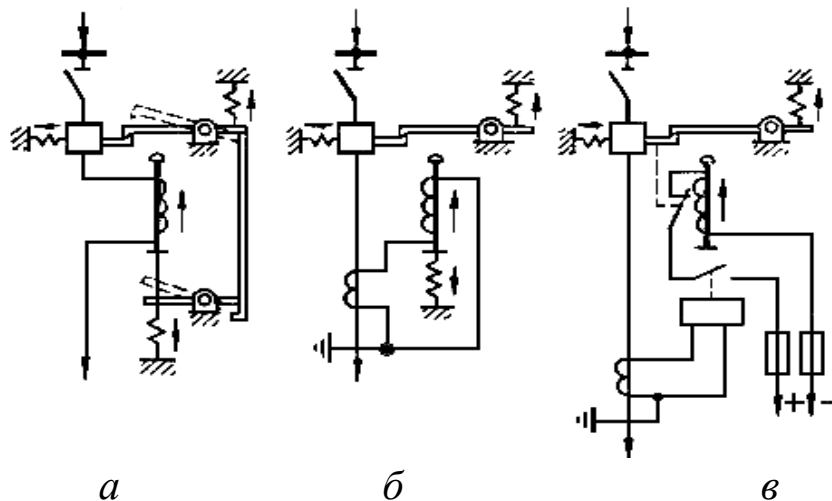
Реле прямої дії при спрацюванні діють безпосередньо на механізм вимикання вимикача. Для своєї роботи вони не потребують оперативного струму, що значно спрощує захист. Проте, оскільки безпосередня дія на механізм вимикання вимикача потребує виконання значної механічної роботи, конструкція таких реле ускладнюється. В сільській енергетиці, де важлива простота релейного захисту, ще використовують (дуже рідко) вторинні реле прямої дії.

Реле посередньої дії на механізм вимикання вимикача діє через проміжний електромагнітний механізм (котушку вимикання вимикача).

Вторинні реле посередньої дії найповніше задовольняють вимоги високої точності і надійності. Вони мають мінімальну по-

тужність власного споживання електричної енергії, оскільки здійснюють роботу лише по замиканню і розмиканню своїх «легких» контактів оперативних кіл.

На рисунку 12.1 подано спрощені схеми релейного захисту із використанням струмових реле різних типів.



а – із первинним реле прямої дії; *б* – із вторинним реле прямої дії; *в* – із вторинним реле посередньої дії

Рисунок 12.1 – Схеми релейного струмового захисту

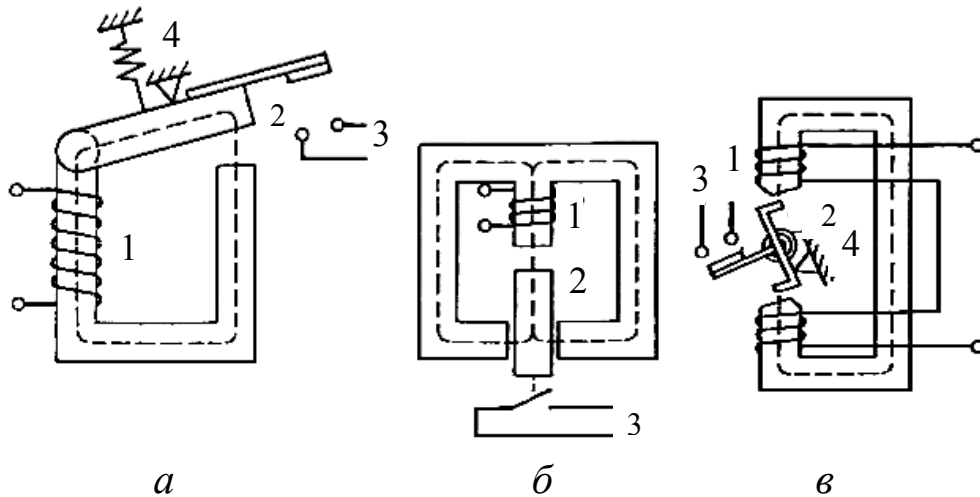
Первинні захисні реле прямої дії (рисунок 12.1, *а*) мало розповсюджені, незручні в експлуатації, мають значні габарити. Вторинні реле прямої дії (рисунок 12.1, *б*) зручні тим, що для роботи не потребують джерел оперативного струму, але при безпосередній дії на вимикач виконується порівняно велика механічна робота, що не дозволяє конструювати ці реле як точні прилади.

Вторинні реле посередньої дії (рисунок 12.1, *в*) мають високу чутливість та надійні в роботі, малі габарити та низьке власне споживання енергії.

12.4 Будова і принцип дії реле

Електромеханічні реле. В установках електропостачання сільськогосподарських споживачів широко використовують елект-

ромагнітні, індукційні та теплові реле. Промисловість випускає електромагнітні реле трьох основних електромагнітних систем: клапанного типу (із поворотним якорем), соленоїдного типу (із якорем, що втягується) та із поперечним рухом якоря (рисунок 12.2).



a – клапанного типу; *б* – соленоїдного типу; *в* – з поперечним рухом якоря.

Рисунок 12.2 – Схеми електромагнітних реле

Принцип дії цих реле заснований на електромагнітній дії електричного струму. Реле складається із електромагніту 1 (рисунок 12.2), рухомого якоря 2, протидіючої пружини 4 та системи контактів 3.

При проходженні по обмотці реле струму спрацювання реле $I_{сп.р}$ створюється магнітний потік $\Phi_{сп.р}$, який замикається через магнітопровід, якір і повітряний зазор. Під дією електромагнітної сили $P_{е.м}$ якір притягується до ярма і металевою пластиною замикає нерухомі контакти оперативного кола 3. Якір може мати форму клапана (рисунок 12.2, *a*), стержня (рисунок 12.2, *б*) або пелюстки (рисунок 12.2, *в*). Сила притягування якоря $P_{е.м}$ пропорційна квадрату струму, що проходить по робочій обмотці реле.

Силі $P_{е.м}$ протидіє практично стала сила натягу пружини $P_{пр}$. Реле спрацьовує, якщо $P_{е.м} > P_{пр}$. Регулювати струм спрацювання реле можна перемиканням кількості витків робочої обмотки (змінювати $P_{е.м}$) або зміною натягу пружини (змінювати $P_{пр}$).

Реле клапанного типу (рисунок 12.2, а) мають значний надлишковий момент в кінці ходу якоря, що забезпечує добре притискання контактів. Тому реле такого типу широко використовуються в якості проміжних реле із великою кількістю контактів. На базі цієї системи також виконують вказівні реле. Ці реле мають значне споживання електроенергії та низький коефіцієнт повернення.

Соленоїдні електромагнітні реле виконують здебільшого броньового типу (рисунок 12.2, б). Це підвищує їх чутливість, оскільки така конструкція магнітопроводу дозволяє збільшити індукцію у повітряному зазорі за рахунок підтримання постійного мінімального зазору при роботі реле. При втягуванні стержня, із яким з'єднані рухомі контакти, повітряний зазор практично не змінюється.

Реле соленоїдного типу мають великий хід якоря і забезпечують значне зусилля. Таку систему використовують для виготовлення реле прямої дії та деяких типів проміжних реле.

У реле з поперечним рухом якоря (рисунок 12.2, в) вибором раціональних профілів полюсів електромагніту і самого якоря можна одержати різну залежність моменту повороту якоря від кута повороту. У таких реле можна використати значно більші кути повороту якоря, ніж у реле інших системи.

Реле з поперечним рухом якоря мають низьке споживання електроенергії, високий коефіцієнт повернення та високу точність спрацьовування. Систему з поперечним рухом якоря використовують у вимірювальних реле струму та напруги.

Оскільки сила притягування якоря реле пропорційна квадрату струму (потoku), вона не залежить від знаку. Тому електромагнітну систему можна використати як для постійного, так і для змінного струму. Для змінного струму сила притягування якоря буде пульсуючою і якір може вібрувати.

Щоб усунути вібрацію, потік обмотки реле розділяють на два потоки зсунуті в просторі і за фазою. Для цього використо-

вують короткозамкнений виток (кільце) на частині якоря або полюса електромагніту. Для зменшення вібрації використовують також контакти, що пружинять або спеціальні барабанчики із наповнювачем, які закріплюють на рухомій частині реле.

При збільшенні струму в обмотці реле максимального струму до заданого значення, яке називається **струмом уставки** ($I_{y.p.}$), реле спрацьовує і замикає свої контакти, внаслідок чого в оперативному колі виникає струм.

Найменше значення струму, при якому реле максимального струму спрацьовує, називають **струмом спрацювання реле** ($I_{сп.p.}$). Відхилення цього значення від струму уставки реле ($I_{y.p.}$) характеризує точність роботи реле. Для релейного захисту точність спрацювання повинна становити $\pm 5 \%$.

Якщо струм в обмотці реле максимального струму зменшуватиметься, то реле повернеться у вихідне положення при струмі, меншому від $I_{сп.p.}$. Поверненню реле перешкоджають сили тертя, магнітна інерція та деякі інші фактори. Найбільше значення струму, при якому реле максимального струму повертається у вихідне положення, називається **струмом повернення реле** ($I_{нов.p.}$).

Відношення струму повернення до струму спрацювання називається **коефіцієнтом повернення реле** ($\kappa_{нов.}$):

$$\kappa_{нов.} = \frac{I_{нов.p.}}{I_{сп.p.}}. \quad (12.1)$$

Для максимальних реле $\kappa_{нов.} < 1$, а для мінімальних реле $\kappa_{нов.} > 1$. Реле мініимального струму спрацьовує при зменшенні струму в обмотці нижче заданого значення $I_{y.p.}$.

Будова і робота електромеханічних реле. В релейному захисті здебільшого використовують електромагнітні та індукційні реле. Найбільшого поширення набули струмові реле.

Вторинні струмові реле прямої дії РТМ і РТВ вмонтовують у приводи вимикачів типу ППМ-10, ПП-61, ПП-67. За принципом дії реле РТМ та РТВ належать до реле соленоїдного типу. Струм спрацювання реле РТМ регулюється зміною кількості витків обмотки та зміною повітряного зазору між ударником і важелем.

Реле РТВ має аналогічну із РТМ конструкцію. Додатково, в нижній частині корпусу, реле РТВ має годинниковий механізм витримки часу, який тягою зв'язаний з ударником. Осердя реле порожнє, всередині його розміщена пружина, яка нижнім кінцем закріплена за осердя, а верхнім натискає на стопорне кільце, закріплене на ударнику. Уставка реле регулюється перемикачем поворотного типу, а регулювання витримки часу в межах 0...4 с здійснюється регульовальним гвинтом, який розміщений нижче годинникового механізму.

Потужність власного споживання реле РТМ і РТВ, вмонтованих у привод ПП-67 і вимикач ВМП-10П, порівняно мала і становить на змінному струмі 50...20 ВА.

Котушки реле РТМ і РТВ застосовують лише для релейного захисту. В пружинних приводах вимикачів для дистанційного керування вимикачем або для вимикання його від релейного захисту з реле посередньої дії використовують вмонтовані в привод електромагніти вимикання.

Вторинні реле посередньої дії, реле струму РТ- 40 і реле напруги РН-50 відносяться до електромагнітних реле з поперечним рухом якоря. На розімкнутому П-подібному магнітопроводі 1 реле РТ-40 (рисунок 12.3) з двома полюсами розміщено робочі обмотки 2, які можуть з'єднуватися послідовно або паралельно. При зміні з'єднання обмоток ступінчасто змінюється струм спрацювання реле РТ-40. При послідовному з'єднанні обмоток струм спрацювання реле в два рази менший в порівнянні із струмом при паралельному їх з'єднанні.

У повітряному зазорі між полюсами розміщується поворотний якір 3, виготовлений із електротехнічної сталі. Під впливом

магнітного поля полюсів він намагається повернутися. Руху якора протидіє пружина 9, натяг якої змінюють, переміщуючи поводок 8. Цим забезпечується плавне регулювання струму уставки реле. Положення пружини, а отже, і уставка реле, фіксується положенням повідка 8 на показчику 7.

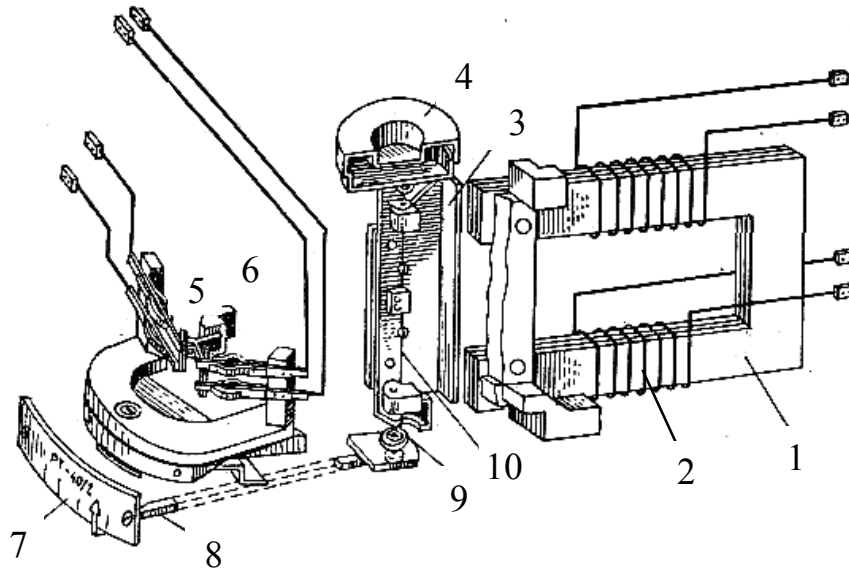


Рисунок 12.3 – Електромагнітне реле струму РТ-40

Для усунення вібрації при роботі реле використовують антивібраційний барабанчик із наповнювачем (демпфер) 4, який закріплюють на якорі.

При вмиканні обмотки реле на струм мережі через трансформатор струму електромагнітний момент в реле пропорційний струму мережі.

Коефіцієнт повернення реле серії РТ-40 становить не менше 0,8. Промисловість випускає реле РТ-40 на струми **0,2; 0,6; 2; 6; 10; 20; 50; 100 та 200 А**. В позначенні типу реле знаменник вказує на верхню межу уставки струму при паралельному з'єднанні котушок. Наприклад, РТ-40/2 реле струму на струм 2 А (при послідовному з'єднанні обмоток – 1А).

Реле напруги серії РН-50 має аналогічну з реле РТ-40 конструкцію. Реле РН-50 має два діапазони за напругою. Для переходу з першого діапазону на другий, у якому напруга в два рази більша, використовують два додаткових резистори. У реле РН-50

відсутній гасник вібрації. Для зменшення вібрації використовуються випрямний міст.

Промисловість випускає реле максимальної напруги РН-53 і реле мінімальної напруги РН-54. В позначенні реле знаменник показує максимальну уставку напруги реле. Наприклад, позначення реле РН-53/60 показує, що це реле максимальної напруги розраховане на верхню уставку напруги в другому діапазоні 60 В (у першому діапазоні – 30 В).

Промисловість випускає реле максимальної напруги РН-53/60, РН-53/200, РН-53/400, РН-53/60Д і реле мінімальної напруги РН-54/48, РН-54/160, РН-54/320. Відповідно, у реле максимальної напруги уставки: 15...60, 50...200, 100...400, 15...60 В, а у реле мінімальної напруги: 12...48, 40...160, 80...320 В. Нижня межа відповідає мінімальній уставці в першому діапазоні, а верхня – максимальній уставці в другому діапазоні.

Коефіцієнт повернення реле РН-53 – не нижче 0,8; реле РН-54 – не більше 1,25.

Індукційне струмове реле типу РТ-80 (РТ-90) складається з двох елементів – індукційного і електромагнітного (рисунок 12.4) і теж відноситься до вторинних реле посередньої дії.

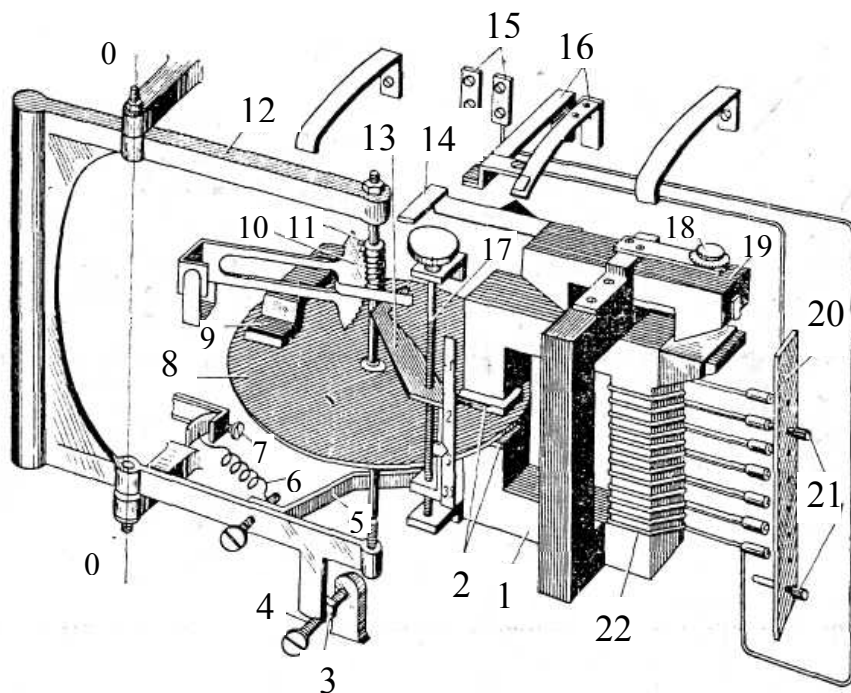
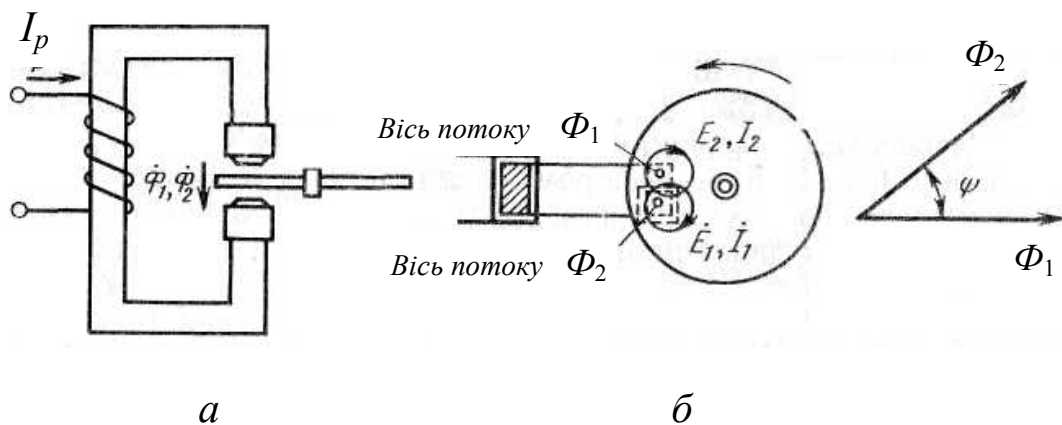


Рисунок 12.4 – Індукційне реле РТ-80

Магнітна система для обох елементів є спільною. Індукційний елемент забезпечує максимальний струмовий захист із витримкою часу, а електромагнітний – струмову відсічку (без витримки часу). Робота індукційного елемента забезпечується взаємодією магнітного потоку і струму, що індукується в диску, розміщеному між полюсами електромагніту.

На полюсах електромагніту 1 розміщені коротко замкнуті витки 2. Вони розчіплюють магнітний потік на дві частини (Φ_1 та Φ_2) (рисунок 12.5), які зсунуті між собою в просторі і за фазою, чим забезпечується створення обертаючого моменту $M_{оберт}$ на рухомому елементі – диску 8 (рисунок 12.4).

$$M_{оберт} = \kappa \cdot \Phi_1 \cdot \Phi_2 \cdot \sin \varphi. \quad (12.2)$$



a – конструктивна схема; *б* – векторна діаграма.

Рисунок 12.5 – Принцип дії індукційного реле

Диск починає обертатися при струмі, що становить 20...30 % струму уставки реле. На осі алюмінієвого диска розміщений черв'як 11 (рисунок 12.4). До початку спрацювання реле він не знаходиться в зачепленні з сегментом 10, оскільки диск пружиною 6 відводиться вбік. Диск при цьому може обертатися, але реле не спрацьовує. Під час обертання на диск діє сила гальмування, яка створюється постійним магнітом 9. Сила, що створюється електромагнітом, у взаємодії з силою гальмування, спричиненою

постійним магнітом 9, намагається повернути рамку 12 на осі 0 - 0, долаючи зусилля пружини 6.

Якщо по обмотці реле проходить струм, який дорівнює струму спрацювання індукційного елемента реле або більший від нього, то зусилля пружини 6 долається, рамка 12 повертається і сектор 10 входить у зачеплення із черв'яком 11. Натяг пружини 6 регулюють гвинтом 7. Після зчеплення з черв'яком 11 в результаті обертання диска сектор 10 піднімається вгору. Закріплений на кінці сектора поводок піднімає важіль 14, якір-коромисло 19 перекидається, притягується до виступу на магнітопроводі і важіль 14 надійно замикає контакти 16. Проміжок часу від моменту зачеплення сектора 10 із черв'яком 11 до замикання контактів і становить витримку часу реле (залежна частина витримки часу).

Витримка часу залежить від швидкості обертання диска і довжини шляху, який проходить сектор 10. Швидкість обертання диска тим більша, чим більшим є струм, що проходить по обмотці реле. Із збільшенням швидкості обертання диска витримка часу зменшується. Положення сектора 10 до моменту зачеплення з черв'яком регулюється гвинтом 17, при прокручуванні якого рухається повзунок 13, що утримує сектор 10 в певному положенні. При переміщенні повзунка 13 вниз збільшується шлях проходження сектора 10 після зчеплення з черв'яком, при цьому витримка часу збільшується (незалежна частина витримки часу).

При повертанні рамки 12 стальна дужка 5 притягується до магнітопроводу, що забезпечує надійне зчеплення сектора з черв'яком. Обмежувачем 4 і гайкою 3 регулюється кут повороту рамки 12, залежно від якого змінюється, глибина зчеплення.

Для регулювання струму спрацювання обмотка реле 22 має відгалуження. На контактній колодці 20 розміщені два переставні контактні гвинти 21, за допомогою яких регулюють уставку струму спрацювання реле.

При проходженні по обмотці реле струму у 2...8 разів більшого від струму індукційного елемента, створюється електро-

магнітне поле, достатнє для притягування якоря коромисла до виступу електромагніту, незалежно від дії індукційного елемента. При дії електромагніту реле спрацює без витримки часу (струмова відсічка). Струм спрацювання електромагнітного елемента залежить від кількості витків обмотки реле, приєднаних до трансформатора струму. Крім цього, він може регулюватися гвинтом 18, яким змінюють повітряний зазор між якорем-коромислом 19 і виступом електромагніту до початку роботи реле (кратність відсічки).

Реле РТ-80 і РТ-90 випускають у двох виконаннях. Реле першого виконання (РТ-80/1, РТ-90/1) мають номінальний струм 10 А, уставка їх індукційного елемента може змінюватись в межах 4...10 А. Реле другого виконання (РТ-80/2, РТ-90/2) мають номінальний струм 5 А (уставка змінюється в межах 2...5А).

Реле РТ-81 і РТ-82 мають один замикальний або розмикальний контакт, у реле РТ-83 та РТ-84 електромагнітний і індукційний елементи мають окремі замикальні або розмикальні контакти.

Реле РТ-85 має підсилений перехідний контакт, спільний для обох елементів; у реле РТ-86 цей контакт належить лише електромагнітному елементу, а індукційний елемент має свій замикальний контакт. Перемикаючий (перехідний) контакт реле РТ-85 та РТ-86 може шунтувати і дешунтувати коло з опором 4,5 Ом при струмах до 150 А.

У незалежній частині реле РТ-81, РТ-85, РТ-91 і РТ-95 мають витримку часу в межах 0,5...4 с; реле РТ-82 – 2...16 с; реле РТ-83 – 1...4 с; реле РТ-84 – 1...16 с і реле РТ-86 – 4...16 с.

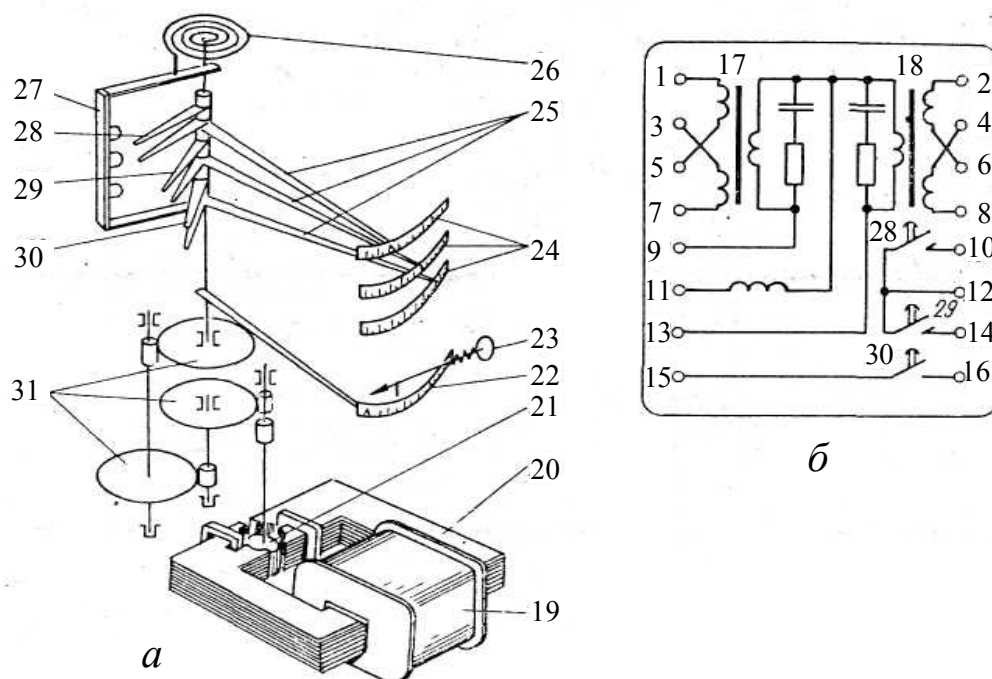
Реле серії РТ-80, у яких витримка часу залежить від струму, широко використовують у сільській електрифікації, особливо реле типу РТ-85.

У тих випадках, коли використовувати реле із залежною характеристикою витримки часу недоцільно, застосовують реле нової серії РТ-90, що випускається на базі реле серії РТ-80. Реле РТ-90 має характеристику витримки часу, яка мало залежить від

струму. Потужність споживання для реле серії РТ-80 при струмі, що дорівнює струму уставки, становить 10 ВА, а для реле серії РТ-90 – не більше 30 ВА. Коефіцієнт повернення – не більше 0,8.

Якщо оперативне коло вмикається до трансформатора струму, то контакти реле можуть шунтувати і дешунтувати це коло при струмі до 50 А. Перемикаючі контакти реле РТ-85 і РТ-86 здатні дешунтувати оперативне коло, приєднане до трансформатора струму, при струмах до 150 А.

Реле часу. Реле типу РВМ-12 і РВМ-13 використовують для створення витримки часу в релейному захисті на змінному оперативному струмі. Основним елементом реле є синхронний мікродвигун (рисунок 12.6).



а – будова; б – схема з'єднань
Рисунок 12.6 – Реле часу

Реле часу РВМ-12 і РВМ-13 вмикають у коло трансформатора струму. Оскільки струм при коротких замиканнях може змінюватися в дуже широких межах і досягати великого значення, для обмеження його використовують два проміжні трансформатори насичення 17 та 18 (рисунок 12.6). Первинні обмотки цих трансформаторів мають по дві секції. При послідовному

з'єднанні секцій трансформаторів реле надійно працює при струмі 2,5 А, а при паралельному з'єднанні – при струмах понад 5 А. Синхронний мікродвигун (20 – його осердя) приєднують до вторинної обмотки проміжного трансформатора. Для коректної роботи реле часу потрібно, щоб мікродвигун вмикався в коло вторинної обмотки лише одного трансформатора насичення. Щоб не допустити одночасного вмикання мікродвигуна до двох проміжних трансформаторів, передбачається, що в усіх випадках замикається лише одна пара затискачів (9-11 або 11-13).

При запуску реле часу ротор 21 мікродвигуна втягується у міжполюсний простір і переміщується вертикально, входячи своєю шестернею у зчеплення із редуктором 31 (сповільнювачем). Обертання ротора через зубчасту передачу зумовлює прокручування рамки 27. Контакти, що розміщені на рамці, при цьому замикаються з нерухомими ламелями 28...30. Два контакти 28 і 29, тимчасово замикаючись, подають імпульс, а третій 30 є кінцевим. Кожний контакт має свою окрему шкалу 24, тому витримку часу можна регулювати за допомогою поводків-показчиків 25 окремо для кожного контакту. Кінцевий контакт має показчик спрацювання. Кратність витримки часу регулюється суміщенням шкали 22 і показчика 23.

При вимиканні обмотки мікродвигуна ротор переміщується вниз, його шестерня виходить із зачеплення з редуктором, а рамка 27 під дією пружини 26 повертається у вихідне положення.

Для покращення кривої струму і зниження піка напруги в обмотці 19 мікродвигуна використовують конденсатори і резистори.

Реле часу РВМ-12 має максимальну витримку часу 4 с, а реле РВМ-13 – 10 с. Час повернення рухомої системи реле не перевищує 10 % уставки витримки часу. Потужність споживання реле при двократному струмі спрацювання не перевищує 8 ВА.

В схемах релейного захисту і автоматики також широко застосовуються реле часу типу ЭВ із годинниковим механізмом для отри-

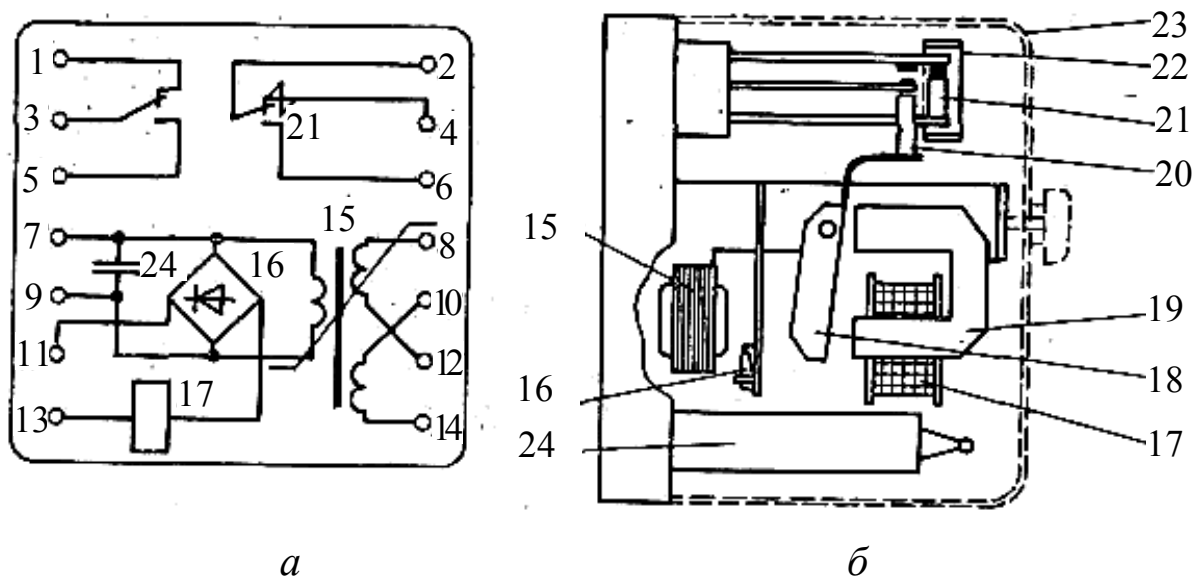
мання витримки часу. Реле постійного струму випускаються на напругу 24, 48, 110, 220 В, а змінного – на напругу 100, 127, 220, 380 В.

Реле ЭВ215, ЭВ225, ЭВ235 і ЭВ245 діють при зникненні напруги, мають один ковзний і один кінцевий замикаючий контакти з регульованою витримкою часу, а також миттєвий перемикаючий контакт.

Реле ЭВ114, ЭВ124, ЭВ134, ЭВ217, ЭВ227, ЭВ237, ЭВ247 мають один кінцевий замикаючий контакт з регульованою витримкою часу і один миттєвий перемикаючий контакт.

На сьогодні реле часу серії ЭВ-100, ЭВ-200 замінено новим типом реле РВ-100, РВ-200, що мають аналогічну конструкцію. Також широко впроваджуються реле часу ВЛ-100, ВЛ-70, ВЛ-60 та ін.

Проміжні реле. Реле типу РП-341 вмикають послідовно в коло трансформатора струму. Його контакти використовують для дешунтування котушок вимикання в схемах захисту на змінному оперативному струмі та для розмноження контактів основного реле (рисунк 12.7).



а – схема; *б* – будова реле

Рисунок 12.7 – Проміжне реле

Реле РП-341 має проміжний трансформатор насичення 15 з двома первинними і однією вторинною обмотками. Первинні обмотки (8-12, 10-14) вмикають у вторинне коло трансформаторів

струму, вони можуть з'єднуватись між собою послідовно або паралельно. При послідовному з'єднанні реле спрацьовує при струмі 2,5 А, а при паралельному – при струмі 5 А. Через випрямляч 16 до вторинної обмотки проміжного трансформатора приєднують обмотку 17 реле постійного струму клапанного типу.

Для згладжування випрямленої напруги використовують конденсатор 24. Застосування трансформатора насичення захищає випрямляч 16 від великих струмів і дозволяє використовувати пускове реле з малопотужними контактами (наприклад, контактами реле РТ-40). Струм у вторинній обмотці трансформатора насичення, навіть при дуже великих струмах у первинній обмотці, не буде перевищувати заданого значення.

Послідовно з обмоткою реле клапанного типу можна ввімкнути одне сигнальне реле типу РУ-21/0,05 або два паралельно з'єднаних сигнальних реле типу РУ-21/0,25.

Реле РП-341 допускає тривале проходження по первинній обмотці трансформатора насичення-струму 10 А і протягом 4 с – 150 А. Власне споживання реле при подвійному струмі спрацювання становить 6 ВА.

Аналогічну будову має реле РП-321. Відрізняється воно лише контактною системою. Реле РП-321 має контакти нормальної потужності, а реле РП-341, крім контакту нормальної потужності, має підсилений перемикаючий контакт для шунтування і дешунтування вимикаючих котушок вимикачів при змінному струмі. На даний час широко застосовуються проміжні реле ПЭ-40 та РЭП-20.

Вказівні реле. Реле РУ-21 призначене для фіксації дії релейного захисту, а іноді для одержання додаткового сигналу.

Контактна система реле складається з двох замикаючих контактів, які дозволяють при перестановці контактних містків одержати два розмикальних або один замикальний і один розмикальний контакти.

Реле РУ-21 випускають на струм 0,01; 0,015; 0,025; 0,05; 0,075; 0,1; 0,15; 0,25; 0,5; 1; 2; 4 А або на напругу 12; 24; 48; 110;

220 В. У позначенні реле цей параметр записують у знаменнику, наприклад, РУ-21/0,05, РУ-21/220. Ці реле можна використовувати в колах змінного струму як паралельні реле, причому на напругу 100, 127 В застосовують реле РУ-21/0,015; на 220 В – РУ-21/0,01, на 380 В – РУ-21/110.

Неелектричні реле.

Газове реле використовують для захисту силових трансформаторів від внутрішніх замикань, його розташовують на маслопроводі між баком і розширювачем трансформатора. Реле реагує на зміну тиску газів у баку трансформатора.

Широко використовується газове реле Бухгольца (BF-25, BF-50, BF-80/Q) та інші аналогічні реле (РГЧЗ-66, РГТ-50, РГТ-80).

Реле BF-80/Q має два поплавки 1 та 4 (рисунок 12.8), при опусканні яких замикаються магнітокеровані контакти (геркони) 2 та 6, що підключені у контрольні кола через виводи 8.

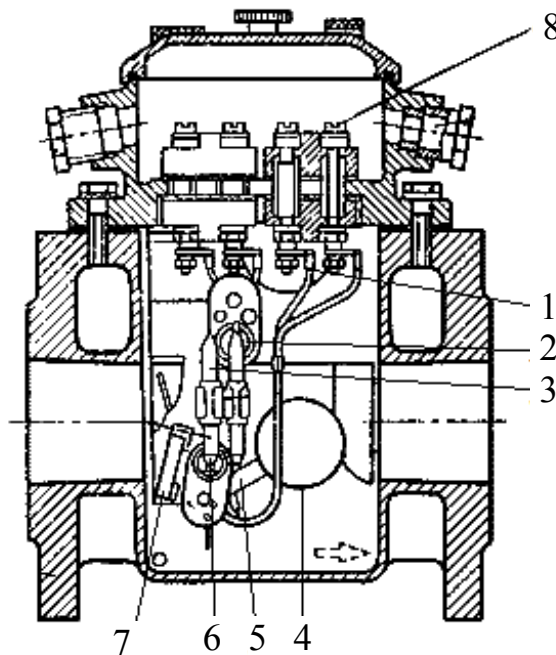


Рисунок 12.8 – Газове реле

В нормальному режимі реле заповнене маслом або іншою ізоляційною рідиною, його обидва поплавки витісняються і знаходяться у верхньому положенні, геркони розімкнуті.

Газовий захист діє на вимикання трансформатора при інтенсивному газоутворенні і на сигнал при малій газогенерації. Захист спрацьовує також при зниженні рівня масла без газоутворення.

При пошкодженні ізоляції обмотки трансформатора, під дією місцевого нагрівання обмотки, починається активне газоутворення в баку. Газ по трубопроводу проходить в газове реле, накопичується в лунці над верхнім поплавком 1 і витісняє рідину (масло). В газовому середовищі верхній поплавок 1 опускається, що призводить до замикання контактів геркону й подачі сигналу.

Аналогічно газове реле діє і при незначному витіканні масла.

При значних пошкодженнях всередині трансформатора відбувається інтенсивне утворення газів, під дією яких масло із великою швидкістю виштовхується із бака в розширювач. При цьому потік масла або газомасляної суміші натискає на підпірну заслінку 7 та повертає її. В результаті цього повертається нижній поплавок і замикаються його магнітокеровані контакти 6, які подають команду на відключення трансформатора. Нижній елемент (поплавок 4 та геркон 6) спрацьовує також при інтенсивному витіканні масла із бака.

Газові реле дуже чутливі і реагують на пошкодження ізоляції на самому початку процесу, але вони не захищають трансформатор від зовнішніх коротких замикань. З цією метою необхідно застосовувати струмові захисти.

Слід зауважити, що зниження рівня масла при його витіканні (без коротких замикань) може бути виявлене лише газовим реле.

Мікроелектронні реле

Як відмічалось вище, для релейного захисту використовуються значна кількість різних електромеханічних пристроїв. Це привело до ускладнення виробництва релейної апаратури та її обслуговування.

Використання електромеханічних пристроїв в релейній апаратурі затримує розвиток техніки релейного захисту як в якісному, так і в кількісному відношенні. Вихід з положення, що створилося,

відкривається завдяки успіхам сучасної напівпровідникової схемо-техніки, а в першу чергу – створення інтегральних мікросхем.

Інтегральні мікросхеми відносяться до категорії електронних пристроїв середнього ступеня інтеграції, що реалізують одну або декілька однорідних функцій. Останніми роками електронна промисловість почала випускати багатоцільові, так звані великі інтегральні схеми універсального призначення. Створювані на їх основі мікропроцесорні набори і мікроЕОМ можуть бути використані для комплексного вирішення завдань релейного захисту і керування енергооб'єктами. Подібні розробки вже ведуться. В даний час вітчизняна промисловість випускає релейну апаратуру тільки на серійних мікросхемах середнього ступеня інтеграції.

Є два основних види інтегральних мікросхем. Один – це так звані логічні мікросхеми. Їх роль полягає в тому, що вони забезпечують подібно до проміжних реле видачу керуючих команд в логічній частині захисту.

Логічні мікросхеми діють під час надходження на їх входи певних поєднань з двох сигналів, що управляють, один з них називається нульовим і позначається цифрою 0, а інший одиничним і позначається цифрою 1. Ці сигнали надходять у вигляді напруги постійного струму. Нульовий сигнал – це напруга «низького», або «нульового», рівня, а одиничний – це напруга «високого», або «одиничного» рівня.

На виході мікросхеми завжди тримається один з таких сигналів. У початковому стані залежно від характеру виконуваної операції на виході мікросхем встановлюється або нульовий, або одиничний сигнал. При дії мікросхеми відбувається заміна наявного вихідного сигналу сигналом іншого рівня. Така дія аналогічно замиканню або розмиканню контакту проміжного реле при утворенні кола на його спрацьовування.

Інший вид інтегральних мікросхем, які називаються аналоговими або лінійними, є підсилювальним пристроєм високої чутливості. Він має звичайно дві окремі вхідні і загальну

вихідну клему. Окрім них є клеми для подачі напруги живлення, а в деяких варіантах – додаткові клеми для компенсації внутрішніх спотворюючих сигналів.

У аналогових мікросхемах проводиться посилення значення різниці напруг, що подаються на вхідні затискачі. Аналогові мікросхеми мають дуже великий коефіцієнт посилення. Вихідний опір таких мікросхем дуже малий і у схемах, що застосовуються, його звичайно не враховують. Практично можна вважати, що сигнал на виході аналогового підсилювача відсутній тільки тоді, коли обидва вхідні струми або їх різниця рівні нулю.

При появі вхідного струму завдяки тому, що коефіцієнт посилення операційного підсилювача прагне до нескінченності, напруга на виході відразу ж досягає максимального значення, близького до напруги живлення. Вона оцінюється як напруга насичення. Знак цієї напруги визначається знаком різниці вхідних струмів.

В процесі впровадження операційних підсилювачів з'ясувалося, що вони можуть успішно застосовуватися для створення нових вимірювальних приладів, апаратури промислової автоматики та для здійснення будь-яких вимірювальних органів релейного захисту.

Спеціальні перешкодостійкі логічні і аналогові мікросхеми, створені для автоматики, успішно використовуються в даний час для виробництва релейної апаратури. Ця апаратура має якісно кращі характеристики і простіша в обслуговуванні, ніж реле захисту, що виконані на базі електромеханічних пристроїв.

Один вид – це апарати, які представляють собою окремі органи вимірювальної або логічної частин захисту. За аналогією з електромеханічними реле за такими органами збережене назва реле захисту. В інтегральному виконанні випускаються реле струму, напруги, напряду потужності, опору та реле часу.

В електроустановках з таких реле монтують вимірювальну частину пристроїв релейного захисту. Разом з цим логічна частина подібних пристроїв може виконуватися як на електромагнітних

реле, так і на базі логічних мікросхем в поєднанні з контактними вихідними елементами.

Іншим видом виробів є комплектна апаратура, яка представляє собою набір пристроїв релейного захисту цілого приєднання, що зібрані в касети і монтуються на панелях або в шафах заводського виробництва.

На сьогодні відомий цілий ряд мікроелектронних реле і мікроелектронних пристроїв релейного захисту. До них можна віднести: реле струму РСТ-11, РСТ-13, РС-40М, РС-80М, РС-80М2, РСТ-40, РСТ-80; реле напруги РСН-14, РСН-17; пристрої захисту УЗА-А, УЗА-А-Т, УЗА-АН та інші.

За своїми технічними даними реле РСТ 13, близьке до електромагнітного реле максимального струму типу РТ-40.

Коефіцієнт повернення реле РСТ перевищує 0,9, а час дії при $1,2 I_{сн.р}$ складає не більше 60 мс, при $1,3 I_{сн.р}$ – не більше 35 мс. Найбільший час повернення реле доходить до 70 мс. Граничний струм, що розмикається контактами реле, не повинен перевищувати 1 А.

Надійна робота реле РСТ при значних спотвореннях форми кривої вторинного струму досягається за рахунок того, що для дії реле достатньо, щоб ширина вхідного імпульсу струму перевищила $1/12$ періоду. Миттєве значення струму при цьому знаходиться на рівні 97 % максимального. Потужність, яку споживає реле з мережі – 7 Вт в нормальному режимі і 8,5 Вт в режимі спрацьовування.

Окрім захисту ліній від аварійних режимів мікроелектронні пристрої захисту також можуть паралельно виконувати елементи автоматики лінії, наприклад, АПВ.

Мікропроцесорні реле

Значна кількість виробників обладнання релейного захисту та автоматики (РЗА) припиняють на сьогодні випуск електромеханічних реле і переходять на цифрову елементну базу.

Перехід на нову елементну базу передбачає розширити можливості апаратів РЗА, спростити їх експлуатацію та зменшити їх вартість.

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту є дуже складними пристроями із специфічним принципом дії, що не має нічого спільного із звичайними (традиційними) реле захисту. У зв'язку із цим виникає питання про те, наскільки взагалі мікропроцесорне реле є власне реле.

Мікропроцесорне реле - це комп'ютер на основі процесора Intel або AMD, що містить додатково плату із вхідними трансформаторами струму і напруги, узгодженими за параметрами із зовнішніми трансформаторами струму і напруги, а також плату з набором мініатюрних вихідних електромагнітних реле.

Переваги мікропроцесорних реле.

1. Дозволяють записувати і в подальшому відтворювати для аналізу аварійної ситуації режими, безпосередньо перед аварією і протягом аварії.

2. Дозволяють за допомогою підключеного комп'ютера змінювати уставки спрацьовування і переходити із однієї характеристики на іншу за допомогою програмних засобів.

3. Дозволяють передавати всю інформацію про їх стан на віддалені диспетчерські пункти через спеціальні канали зв'язку.

4. Дозволяють міняти конфігурацію комплекту релейного захисту: включати або відключати окремі функції (тобто як би підключати або відключати окремі реле) за допомогою програмних засобів, за допомогою підключеного зовнішнього комп'ютера.

5. Дозволяють реалізувати значно вищу чутливість до аварійних режимів, чим електромеханічні реле.

6. Мають вищу надійність в порівнянні з електромагнітними реле, що містять механічні елементи.

Недоліки мікропроцесорних реле.

1. Вплив на роботу реле електромагнітних збурень з боку мережі живлення:

– Раптова втрата оперативного живлення під час роботи реле, викликана перевантаженням або коротким замиканням в мережі, спрацьовуванням вимикачів в колі оперативного живлен-

ня, попаданнями блискавки в лінії електропередачі, обривами проводів та ін.

– Електромагнітні шуми або перешкоди в колах живлення і у вхідних колах реле.

– Несиметричні режими в мережі і режими, пов'язані з провалами напруги і з тривалим (протягом декількох секунд і більш) зниженням рівня напруги.

– Перенапруги в мережах, викликані скиданням навантаження або імпульсні комутаційні перенапруги, які можуть проникнути в реле через мережу живлення і привести до пошкодження внутрішніх елементів реле і його повної відмови.

У літературі описано багато випадків збоїв і навіть пошкодження мікропроцесорів від перенапруги. Відомі, наприклад, випадки масових відмов мікропроцесорних реле часу, встановлених на атомних електростанціях США.

2. Мікропроцесорні системи релейного захисту, особливо такі складні як дистанційні, не завжди адекватно поведуться при складних аваріях.

3. Існує досить дивна на перший погляд ситуація, при якій швидкодіючі мікропроцесорні захисти реагують на аварійний режим набагато повільніше, ніж електромеханічні.

4. Надмірність інформації (багато зайвої інформації, не завжди необхідної для сільських мереж).

5. Можливість навмисних дистанційних дій на мікропроцесорний релейний захист з метою порушення його нормальної роботи.

Не дивлячись на більш високу технічну досконалість мікропроцесорних пристроїв захисту, їх реальна експлуатаційна ефективність, особливо на початковому етапі, виявляється нижчою, ніж у захистів, що виконані на реле попередніх поколінь.

Широке застосування мікропроцесорних пристроїв для захисту і автоматики сільських електричних мереж є перспективним у майбутньому.

На сьогодні для захисту повітряних ліній та силових трансформаторів сільських мереж застосовують мікропроцесорні пристрої УЗА-10А.2, УЗА-10В.2, Міcom Р437, РС83, РЗЛ-03 та інші.

12.5 Джерела оперативного струму

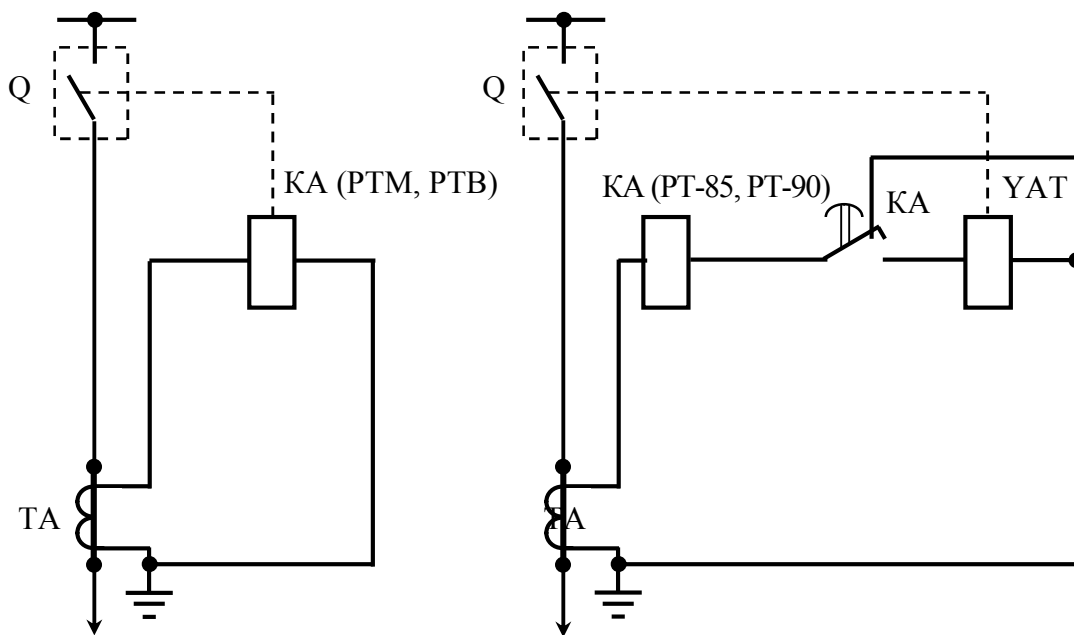
Для живлення кіл дистанційного керування вимикачами, релейного захисту, автоматики і сигналізації можна використати як постійний, так і змінний струм. Джерелом постійного оперативного струму є акумуляторні батареї, а змінного – трансформатори струму, трансформатори напруги і трансформатори власних потреб.

Постійний оперативний струм використовують на електростанціях і великих підстанціях. Джерела цього струму відзначаються високою надійністю, але дорогі, складні в експлуатації і потребують ретельного догляду за акумуляторними батареями та зарядними агрегатами.

Пристрої змінного оперативного струму, порівняно з джерелами постійного оперативного струму, значно дешевші і простіші в експлуатації, тому в сучасних схемах релейного захисту, автоматики і сигналізації сільських електричних мереж все ширше використовують оперативний змінний струм.

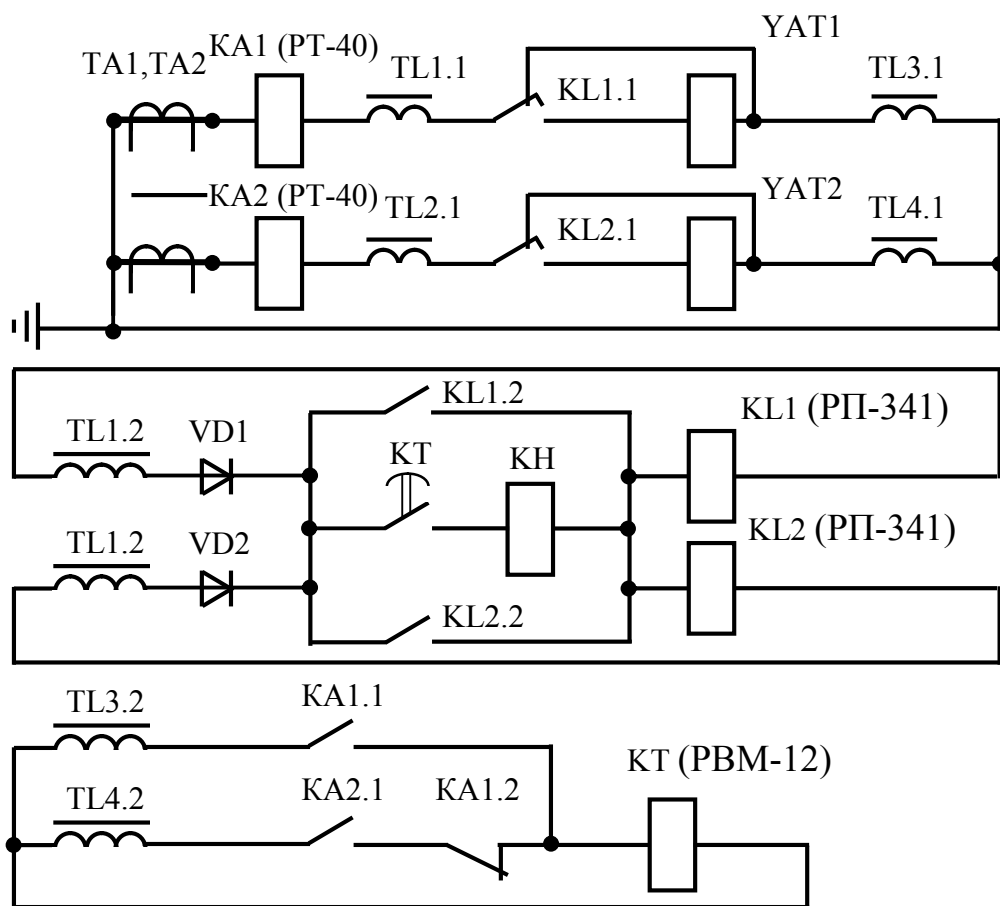
Трансформатори напруги і трансформатори власних потреб використовують для живлення оперативних кіл автоматики. При коротких замиканнях, коли напруга може значно знижуватись, трансформатори напруги як джерела живлення оперативних кіл стають ненадійними.

Основним джерелом оперативного струму релейного захисту є трансформатори струму. Трансформатори струму можуть бути використані для безпосереднього вмикання оперативних кіл релейного захисту і автоматики із використанням реле РТВ, РТМ (рисунок 12.9, а), реле РТ-85 (рисунок 12.9, б), реле РТ-40, РВМ-12, РП-341(рисунок 12.9, в).



a

б

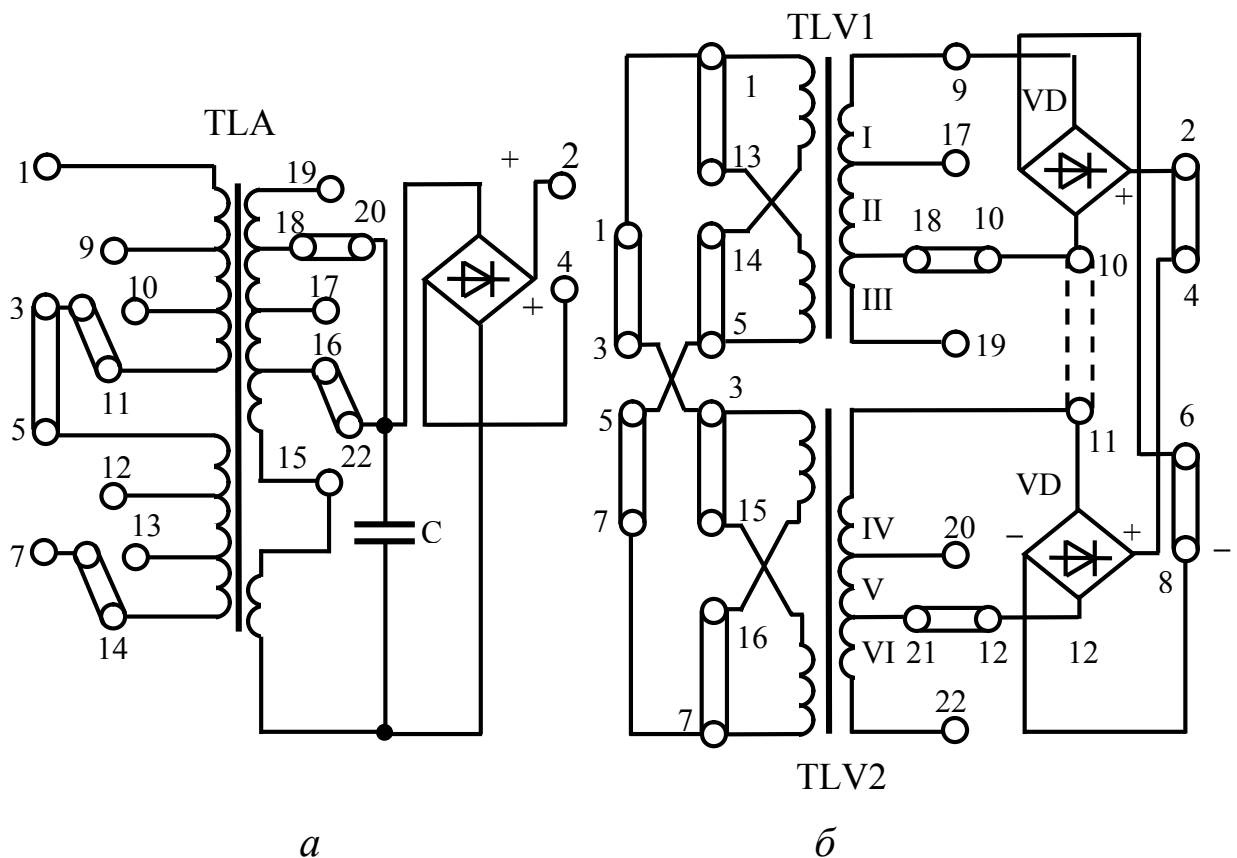


в

a – із використанням реле РТВ, РТМ; *б* – із використанням реле РТ-80, РТ-90; *в* – із використанням реле РТ-40, РВМ-13, РП-341

Рисунок 12.9 – Безпосереднє живлення оперативних кіл від ТС

Трансформатори струму можуть бути також використані для приєднання блоків живлення (рисунок 12.10). В блоках живлення здійснюється випрямлення змінного струму. Тому на виході блока живлення маємо випрямлений струм. До цього блока можна приєднувати апаратуру, що працює на постійному оперативному струмі. При використанні блоків живлення релейний захист виконується за тими ж схемами, що і на постійному оперативному струмі.



а – БПТ-11; *б* – БПН-11

Рисунок 12.10 – Схеми блоків живлення

В залежності від елементів, від яких здійснюється живлення, розрізняють струмовий блок (рисунок 12.10, *а*), який приєднується до трансформаторів струму (БПТ), і блок напруги (рисунок 12.10, *б*), що приєднується до трансформатора напруги або до трансформатора власних потреб (БПН). Блоки живлення виконують на номінальну напругу 24...220 В.

Найбільш широко у схемах релейного захисту використовують блоки живлення серії БП-11, БП-101, БП-1002, БП-1001.

Ці блоки можуть забезпечити живлення реле часу, проміжного реле і котушок вимикання (пружинних і вантажних приводів), що працюють на постійному оперативному струмі. Блок живлення БПТ-11 приєднують до трансформатора струму. Проміжний трансформатор *T_{LA}* і конденсатор *C* виконують функції ферорезонансного стабілізатора напруги (рисунк 12.10, *a*).

Вторинна обмотка блока БПТ-11 має відгалуження на 24 В (перемичка між контактами 15-22) і 110 В (перемичка між контактами 16-22).

Блоки БПН-11 мають два елементи, кожний з яких складається з проміжного трансформатора напруги *TLV1* (*TLV2*) і випрямляча *VD* на виході (рисунк 12.10, *б*). Первинні обмотки проміжних трансформаторів мають по дві секції, які вмикають послідовно або паралельно – залежно від вхідної напруги (220 або 110 В).

Блоки живлення серії БП-11 розраховані на живлення апаратури потужністю 20...25 Вт. Блоки БП-101 розраховані на потужність 160...240 Вт в короткочасному режимі роботи, а блоки БП-1002 – на 800...1500 Вт.

При повному відключенні підстанції від джерела живлення ні трансформатори напруги, ні трансформатори власних потреб, ні трансформатори струму не можуть бути джерелом оперативного струму. Також у малопотужних електричних мережах часто потужність, що віддається трансформатором струму, недостатня для вимикання вимикача. Якщо пристрої РЗА повинні виконувати якісь дії в цей час, то джерелом оперативного керування можуть бути попередньо заряджені конденсатори блоків живлення і заряджання конденсаторів БПЗ-401 (рисунк 12.11) (із живленням від трансформаторів напруги або трансформаторів власних потреб) і БПЗ-402 (із живленням від вторинних обмоток ТС). Вони є також єдиним джерелом змінного оперативного струму в схемах захисту мінімальної напруги.

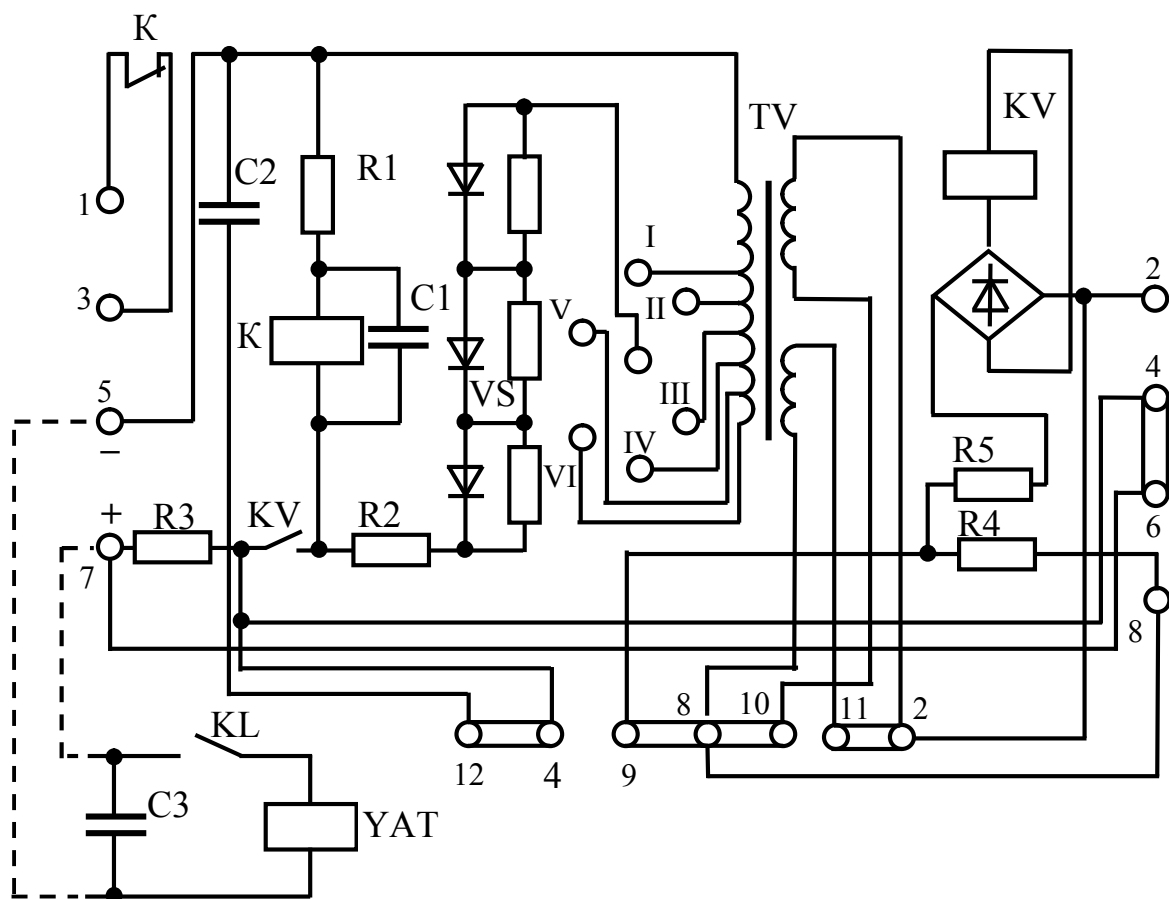


Рисунок 12.11 – Схема блоку живлення і заряду конденсаторів БПЗ-401

Основною перевагою блоків живлення і заряджання конденсаторів у порівнянні із іншими джерелами є надійність живлення оперативних кіл, незалежно від стану головних кіл змінного струму, оскільки вони заряджаються при нормальному режимі. Для дії котушок електромагніту відключення вимикача використовується енергія зарядженого конденсатора $C3$ (рисунок 12.11). При порушенні нормального режиму через замикаючі контакти вихідного реле захисту KL заряджений конденсатор $C3$ вмикається до котушки вимикання YAT , внаслідок чого вимикач вимикається.

Тривалість заряджання конденсаторів ємністю 80 мкФ до напруги 320 В становить не більше 0,6 с при опорі резистора $R3$, що дорівнює нулю (при знятій перемичці 4-6), і не більше 3,6 с при опорі 4 кОм (при встановленій перемичці 4-6). Зарядний при-

стрій БПЗ-401 забезпечує зарядження кількох конденсаторних батарей загальною ємністю до 500 мкФ при напрузі 400 В. Блоки конденсаторів БК-401 ємністю до 40 мкФ використовують для приводів РБА, ППМ, ПП, блоки конденсаторів БК-402 ємністю 80 мкФ – для приводів ПЭ-2, ПЭ-11, ПС-10, а блоки конденсаторів БК-403 ємністю 200 мкФ – для приводів ПЭ-3 та ПС-30.

12.6 Релейний захист повітряних ліній напругою 6...10 кВ

Для захисту розімкнутих сільських електричних мереж від короткого замикання використовують максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ). Спрацьовують вони при перевищенні струмом заданого значення. Відмінністю цих захистів є те, що МСЗ діє із витримкою часу, а відсічка – без витримки часу (миттєво). Якщо обидва пристрої використовують для захисту однієї і тієї ж ділянки лінії, то струм спрацювання реле відсічки вибирають значно більшим, ніж струм спрацювання реле МСЗ. Для розімкнутих сільських електричних мереж напругою 6...10 кВ МСЗ є основним захистом, а відсічка – додатковим.

12.6.1 Максимальний струмовий захист

В радіальних мережах з одностороннім живленням селективність максимального струмового захисту забезпечується вибором відповідних витримок часу, які збільшуються у напрямку від споживачів до джерела живлення, тобто $t_1 < t_2 < t_3$ (рисунок 12.12, а).

Різниця у витримці часу має бути не меншою від заданої, яка називається **ступенем витримки часу** Δt (рисунок 12.12, а).

Якщо для захисту використовують електромагнітні реле (наприклад, РТ-40), то витримка часу створюється за допомогою реле часу і не залежить від струму короткого замикання. Ступінь витримки часу при цьому беруть $\Delta t = 0,4...0,6$ с.

При використанні індукційних струмових реле (наприклад, РТ-80) витримка часу забезпечується лише струмовими реле і залежить від струму короткого замикання. При залежних характеристиках можна забезпечити узгодження захисту різних зон без значного збільшення витримки часу на перших ділянках, ввівши більші ступені витримки часу $\Delta t = 0,6 \dots 0,8$ с.

Вибірковість (селективність) захисту можна також забезпечити відповідним підбором струмів спрацювання реле.

Отже, в радіальній мережі захист найбільш віддаленої від джерела живлення лінії має найменший струм спрацювання і найменшу витримку часу. Захист кожної наступної ділянки має витримку часу, більшу від витримки попереднього захисту.

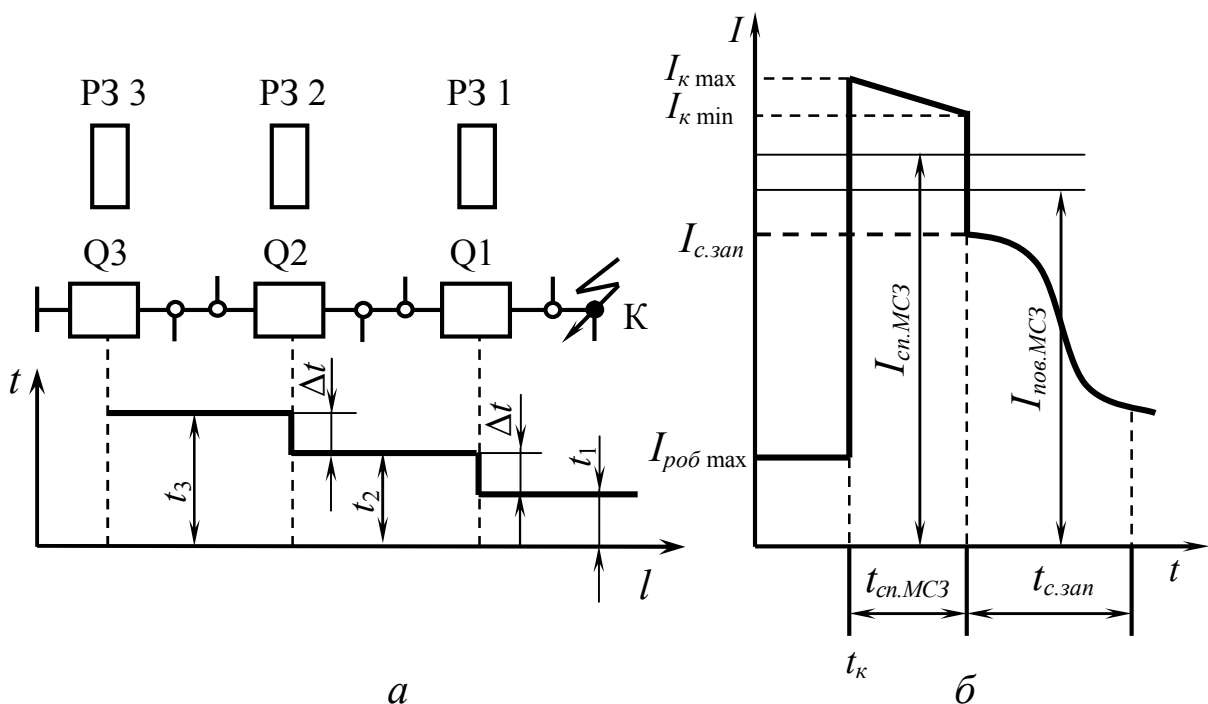


Рисунок 12.12 – Узгодження характеристик МСЗ із незалежною витримкою часу

Струм спрацьовування максимального струмового захисту вибирають більшим від максимального робочого струму $I_{роб. max}$ в місці встановлення захисту і менше мінімального значення струму к.з. $I_{к min}$ (рисунок 12.12,б). При цьому захист часто є чутливим і до коротких замикань на попередніх ділянках.

Параметрами спрацювання МСЗ є струм спрацювання $I_{сн.МСЗ}$, і витримка часу спрацювання захисту $t_{сн.МСЗ}$. (рисунки 12.12).

Струм спрацювання МСЗ, тобто мінімальний струм у фазах лінії, при якому захист спрацює, вибирають з урахуванням необхідності повернення захисту після вимикання короткого замикання захистом попередньої ділянки мережі ($k_{нов}$) і коефіцієнта самозапуску електродвигунів $k_{с.зан}$. Якщо лінія обладнана пристроєм автоматичного повторного вмикання (АПВ), то після повторного вмикання лінії від АПВ електродвигуни, які загальмувались за час безструмової паузи, отримують по цій лінії живлення і самозапускаються – по лінії проходитиме значний струм пуску електродвигунів $I_{с.зан}$. МСЗ не повинен спрацювати за цих умов.

Якщо врахувати розкид характеристик реле, неточність розрахунку вихідних даних та ін. за допомогою коефіцієнту надійності k_n , то остаточно струм спрацювання максимального струмового захисту визначають за умовою:

$$I_{сн.МСЗ} \geq \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.мах}, \quad (12.2)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, приймається для реле типу РТ-85, РТ-40 $k_n = 1,2$; для реле РТВ – $k_n = 1,3$;

$k_{с.зан}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, для лінії сільськогосподарського призначення $k_{с.зан} = 1,2 \dots 1,3$;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення для реле РСТ11–РСТ14 $k_{нов} = 0,9 \dots 0,93$; для РТ-40, РТ-80 $k_{нов} = 0,8 \dots 0,85$; для реле РТВ $k_{нов} = 0,7$.

Якщо електричні мережі захищаються запобіжниками і максимальним струмовим захистом, то потрібно забезпечити узгодження їх характеристик. Максимальний струмовий захист лінії необхідно погоджувати із плавкою вставкою запобіжника найбільш потужної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, що підключена до даної лінії.

Селективність дії МСЗ лінії із незалежною витримкою часу із запобіжниками в зоні їх спільної дії забезпечується при умові:

$$I_{cn.MC3} \geq 1,3 \cdot I_k, \quad (12.3)$$

де I_k – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегоряє за 0,3 секунди, А.

Селективність дії МСЗ лінії із залежною витримкою часу із запобіжниками в зоні їх спільної дії забезпечується при умові:

$$I_{cn.MC3} \geq 1,4 \cdot I_{nl.(5)}, \quad (12.4)$$

де $I_{nl.(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегоряє за 5 секунд, А.

Струм спрацьовування захисту $I_{cn.з.}$ є первинним струмом, що протікає в лінії. Струм спрацьовування реле $I_{cn.p.}$ визначається струмом спрацювання захисту, коефіцієнтом трансформації трансформатора струму, а також схемою приєднання реле до трансформатора струму.

Струм спрацьовування реле МСЗ визначається за виразом:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, \quad (12.5)$$

де $I_{cn.MC3}$ – струм спрацьовування захисту отриманий за виразами (12.2 ... 12.4), А;

$k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

K_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

З урахуванням (12.2) струм спрацьовування реле МСЗ:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{k_n \cdot k_{с.зан} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{нов} \cdot K_{mc}} \cdot I_{роб. max}. \quad (12.6)$$

Уставку струму спрацювання реле МСЗ вибирають за умовою:

$$I_{y.p.MC3} \geq I_{cn.p.MC3}. \quad (12.7)$$

Якщо $I_{cn.p.MC3}$ більший за максимальний струм уставки реле $I_{y.p.MC3}$ (наприклад, максимальний струм уставки для реле РТ-85/1 становить 10А), то рекомендується прийняти до встановлення трансформатор струму із більшим коефіцієнтом трансформації (на один, два ступеня) і повторити перевірку струму спрацювання.

В схемах релейного захисту, оперативні кола яких живляться безпосередньо від трансформаторів струму, для вибору струму уставки додається умова надійного спрацювання електромагніту привода вимикача зі струмом спрацювання 5А:

$$I_{y.p.MC3} \geq (6 \dots 6,5) \text{ А}. \quad (12.8)$$

Струм первинного кола спрацювання максимального струмового захисту (уточнене значення):

$$I'_{cn.MC3} = I_{y.p.MC3} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}. \quad (12.9)$$

Вибраний захист перевіряють на чутливість до струму к.з. в кінці зони захисту. Для цього визначають коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{ч.MC3} = \frac{I_{к.min.}}{I'_{cn.MC3}} = \frac{I_{к.min.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.MC3} \cdot K_{mc}}, \quad (12.10)$$

де $I_{к.min.}$ – мінімальне значення струму к.з. (для мережі із ізольованою нейтраллю – струм двофазного к.з. в кінці ділянки лінії, що захищається), А.

В основній зоні дії захисту $k_{ч.MC3} \geq 1,5$. Якщо МСЗ виконує функції резервного захисту, тоді $k_{ч.MC3} \geq 1,2$.

Іншим основним параметром МСЗ є витримка часу захисту. Для захистів із незалежною витримкою часу витримка визначається за виразом:

$$t_n \geq t_{n-1} + \Delta t, \quad (12.11)$$

де t_n, t_{n-1} – витримка часу, відповідно, наступного і попереднього захисту, с.

Ступінь витримки часу для захистів із незалежною витримкою часу $\Delta t = 0,4 \dots 0,6$ с. Для захистів із залежною витримкою часу $\Delta t = 0,6$ с – для реле РТ-80 та $\Delta t = 0,7$ с для реле РТВ.

Вибір та узгодження часу спрацювання МСЗ із різнотипними характеристиками доцільно виконувати шляхом побудови карти селективності.

При односторонньому живленні лінії МСЗ забезпечує необхідну селективність. Захист не є швидкодіючим, так як вводяться витримки часу для забезпечення умови селективності. Найбільшу витримку часу повинен мати захист в зоні найбільших струмів к.з. Чутливість МСЗ в деяких випадках може бути недостатньою.

Максимальний струмовий захист є простим за виконанням та надійним захистом, він має низьку вартість і зручний в експлуатації. МСЗ широко використовують в сільських радіальних лініях напругою 10 кВ із одностороннім живленням в якості основного захисту.

12.6.2 Струмова відсічка

Для прискорення дії захисту лінії максимальний струмовий захист можна доповнити струмовою відсічкою, яку використовують для миттєвого (без витримки часу) відключення пошкодженої ділянки лінії при короткому замиканні. Селективність струмової відсічки забезпечується уставками за струмом.

Струм спрацювання відсічки повітряної лінії напругою 10 кВ вибирається за наступними умовами:

– Струм спрацьовування відсічки повинен бути більшим ніж максимальний струм короткого замикання у точці підключення до лінії найближчого трансформатора 10/0,4 кВ:

$$I_{cn.CB} \geq k_n \cdot I_{max}, \quad (12.12)$$

де $I_{k,max}$ – максимальний струм к.з. (трифазного к.з. $I_k^{(3)}$) у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_n – коефіцієнт надійності (для реле РТ– 40 $k_n = 1,2 \dots 1,3$; для реле РТ– 80 і РТМ $k_n = 1,5 \dots 1,6$).

– Для відстроювання струмової відсічки від кидків намагнічуючих струмів споживчих трансформаторів 10/0,4 кВ необхідно, щоб задовольнялася умова:

$$I_{cn.CB} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{n.mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (12.13)$$

де $\sum S_{n.mp}$ – сумарна потужність ТП 10/0,4 кВ, що живляться від даної лінії, кВА.

Струм спрацьовування реле відсічки визначається за виразом:

$$I_{cn.p.CB} = \frac{I_{cn.CB} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, \quad (12.14)$$

де $I_{cn.CB}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (12.12) та (12.13).

Вибирають уставку струму спрацьовування реле відсічки:

$$I_{y.p.CB} \geq I_{cn.p.CB}. \quad (12.15)$$

Струм спрацьовування захисту (уточнений первинний струм відсічки):

$$I'_{cn.CB} = I_{y.p.CB} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}. \quad (12.16)$$

Якщо захист реалізовано на реле типу РТ-80 (РТ-85, РТ-90), яке поєднує індукційний елемент для реалізації МСЗ та електромагнітний елемент для реалізації СВ, то додатково визначають кратність відсічки:

$$K_{CB} = \frac{I_{cn.p. CB}}{I_{y.p. MC3}}. \quad (12.17)$$

де $I_{y.p. MC3}$ – струм уставки МСЗ реле РТ – 80 (РТ-85, РТ-90), А.

Кратність відсічки для даного типу реле не повинна перевищувати 8 (обумовлено конструкцією реле – 2, 4, 6 та 8).

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки лінії:

$$k_{ч. CB} = \frac{I_K}{I_{y.p. CB}} \cdot \frac{k_{cx.min}}{K_{mc}} \quad (12.18)$$

де I_K – струм к.з. в місці встановлення захисту (для ПЛ 10 кВ трифазний струм к.з. $I_K^{(3)}$), А;

$k_{cx.min}$ – коефіцієнт схеми (мінімальне значення).

Згідно із ПУЕ для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч. CB} \geq 1,2$. Застосування струмової відсічки є доцільним, якщо зона її дії охоплює не менше 10...15 % довжини лінії, що захищається. Струмова відсічка, як правило, не захищає всю довжину лінії і тому не може бути її основним захистом.

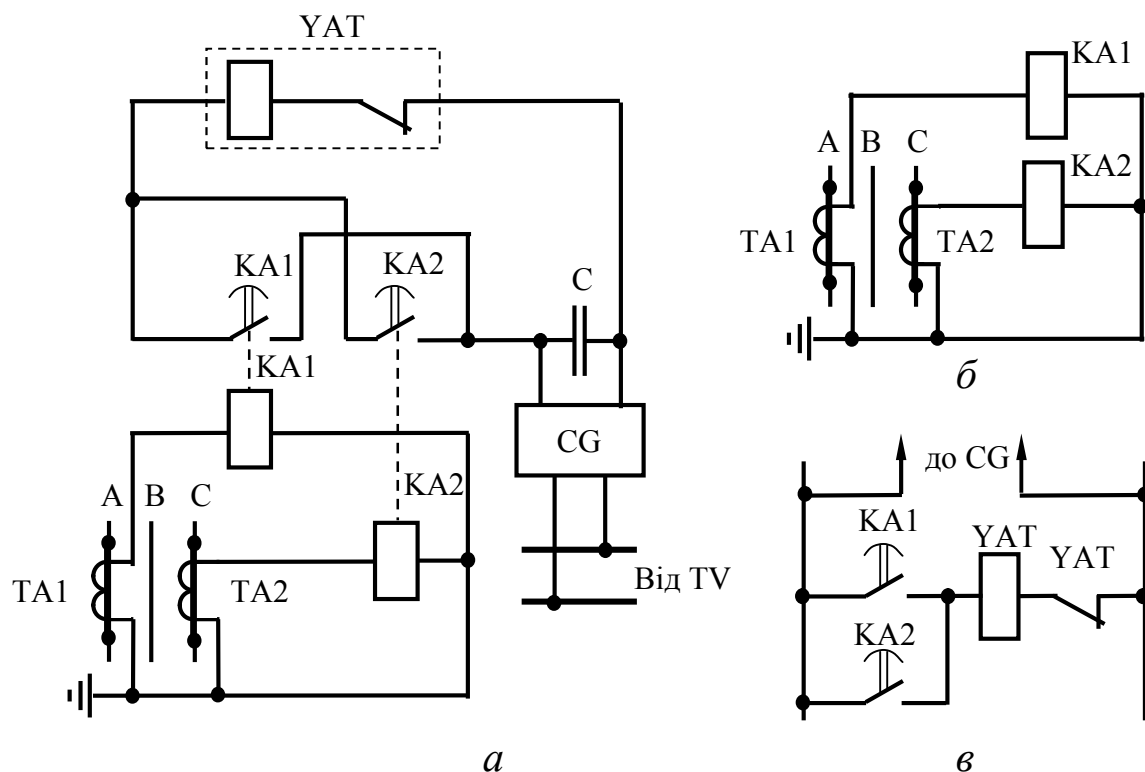
В окремих випадках, коли захищається лінія, що живить тупикову підстанцію, використовують так звану неселективну струмову відсічку, яка може бути чутливою до короткого замикання в будь-якій точці лінії.

Перевагами струмової відсічки є її швидка дія (0,05...0,1с), простота схеми, невелика вартість, можливість застосування в мережах різної конфігурації, в тому числі і з кількома джерелами живлення; недолік – обмеженість зони дії.

12.6.3 Схеми струмового захисту повітряних ліній

Як відмічалось вище (п.12.5), основним джерелом оперативного струму для схем релейного захисту є трансформатори струму. При безпосередньому вмикання оперативних кіл релейного захисту до трансформаторів струму із використанням реле РТВ (РТМ), реле РТ-85 (РТ 95), комплекту із реле РТ-40, РВМ-12, РП-341 застосовують схеми захисту представлені на рисунку 12.9.

При недостатній потужності трансформаторів струму використовують схему захисту із живленням від блоків БПЗ-401 або БПЗ-402 (рисунок 12.13).



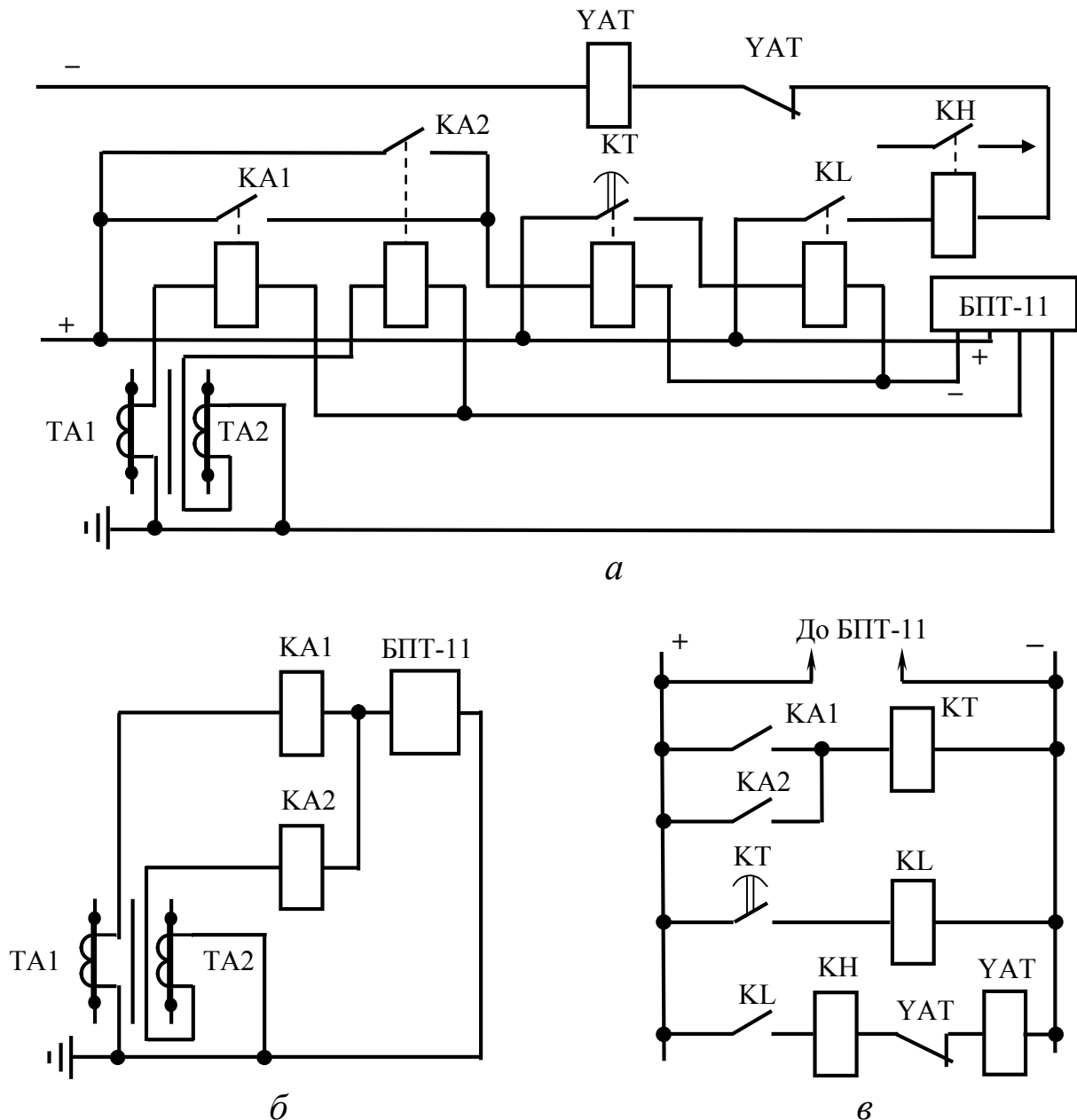
а – принципова електрична схема захисту; *б* – струмові кола;
в – оперативні кола

Рисунок 12.13 – Схема релейного захисту повітряних ліній 6...10 кВ з використанням блоку БПЗ-401 та реле РТ-80

Струмові реле типу РТ-80 з обмежено-залежною характеристикою *КА1* та *КА2* приєднують до вторинних обмоток трансформаторів струму *ТА1* та *ТА2* (рисунок 12.13, *а*). Електромагніт вимикання вимикача *УАТ* через свій нормально замкнутий блок-контакт *УАТ* та контакти реле *КА1* та *КА2* приєднують до конденсатора *С*

блока *CG* (БПЗ-401). При спрацюванні захисту через контакти *KA1*, *KA2* отримує живлення котушка електромагніта *YAT*, яка вимикає вимикач. При цьому також розмикається блок-контакт *YAT*, який знеструмлює котушку електромагніта *YAT*.

На рисунку 12.14 зображено схему максимального струмового захисту з використанням реле РТ-40, РВ-134, РП-23, РУ-21 і блоку живлення БПТ-11.



a – принципова електрична схема захисту; *б* – струмові кола;
в – оперативні кола

Рисунок 12.14 – Схема максимального струмового захисту з використанням реле РТ-40 і блоку живлення БПТ-11

При короткому замиканні на лінії струм збільшується, спрацьовують реле *КА1* або *КА2* і замикають свої контакти *КА1* або *КА2*, отримує живлення блок *БПТ-11* (рисунки 12.14). При цьому до блока живлення *БПТ-11* вмикається обмотка реле часу *КТ*, яке через відповідний проміжок часу замикає контакти *КТ* і подає живлення до обмотки реле *КЛ*. При спрацюванні останнього через обмотку реле *КН* і блок-контакти *УАТ* вмикається коло електромагніту *УАТ*, який і вимикає вимикач.

Останнім часом для захисту сільських електричних мереж напругою 10 кВ при недостатній чутливості струмового захисту, а також для скорочення часу вимикання аварії почали використовувати дистанційний захист ДЗ-10. Цей захист має лінійно-залежну характеристику часу спрацювання і найбільш відповідає вимогам складних сільських мереж 10 кВ.

У замкнутих мережах (мережах із двостороннім живленням) часто використовують максимальний струмовий направлений захист – захист, що реагує на силу струму к.з. та на його напрям.

Максимальний струмовий направлений захист складається із пускового органу – реле максимального струму, органу напрямку потужності – реле напрямку потужності та орган витримки часу. Орган напрямку потужності спрацьовує при проходженні аварійних струмів від шин підстанції і блокують дію захисту при напрямку аварійного струму до шин підстанції.

12.7 Релейний захист силових трансформаторів

12.7.1 Основні види пошкоджень трансформаторів

До основних пошкоджень силових трансформаторів напругою 35, 110/6, 10, 35 кВ відносять:

- трифазні і двофазні короткі замикання (к.з.) між обмотками у середині баку трансформатора або між зовнішніми виводами обмоток;
- однофазні замикання обмотки або її зовнішнього виводу на корпус трансформатора, тобто на землю; можливі також двофазні

к.з. на землю (для трансформаторів, що працюють в мережі з глухо заземленою нейтраллю) і подвійні замикання на землю в двох різних точках, з яких одна в трансформаторі або на його зовнішньому виводі (для мереж з ізолюваною або компенсованою нейтраллю);

– замикання між витками однієї фази обмотки, які ще називають витковими замиканнями.

Одним із слабких місць трансформаторів є ізоляція обмоток, яка виходить із ладу при пошкодженнях та при аварійних режимах їх роботи.

Аналіз пошкоджень трансформаторів показав, що найбільше відмов відбувається із-за пошкоджень на зовнішніх виводах, із-за порушень виткової ізоляції обмоток та із-за ненадійної роботи перемикачів відгалужень обмоток.

Причинами к. з. на зовнішніх виводах обмоток, які називаються високовольтними вводами, можуть бути перекриття внутрішньої ізоляції із-за зволоження трансформаторного масла, яким заповнений ввід, а також перекриття по зовнішній стороні високовольтного вводу із-за забруднення ізоляції (фарфору), випадкового попадання сторонніх предметів або тварин, атмосферних перенапруг.

Найбільш небезпечними, як для силового трансформатора, так і для елементів прилеглої електричної мережі є міжфазні к. з. – трифазні або двофазні. Вони супроводжуються великими струмами, які, як правило, у багато разів перевищують номінальний струм трансформатора, і можуть викликати глибоке зниження напруги в мережі.

При виникненні таких пошкоджень трансформатор повинен бути негайно відключений від живлення, щоб запобігти подальшому розвитку пошкодження і, особливо, виникненню пожежі трансформатора. Разом з цим швидке відключення пошкодженого трансформатора запобігає розповсюдженню аварії на інші ділянки мережі, забезпечує нормальне електропостачання споживачів. Для цих цілей трансформатори обладнуються пристроями захисту у вигляді плавких запобіжників, або релейного захисту.

Міжфазні к. з. найбільш імовірні на зовнішніх виводах обмоток трансформатора. Двофазне та трифазне к. з. усередині бака трансформатора вважається маловірогідним із-за великої міцності міжфазної ізоляції.

У мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю (6...35 кВ) замикання на землю супроводжуються малими струмами (не більше 30 А).

Значення струмів при виткових замиканнях залежать від числа витків, що замкнулися. Чим менше число витків, що замкнулися, тим менше струм пошкодження, що приходить з боку джерела живлення.

При незначній кількості витків, що замкнулися, по відношенню до загального числа витків обмотки струм пошкодження може бути менше номінального струму трансформатора. Наприклад, при замиканні одного витка струм к.з. з боку джерела живлення може знаходитися в межах 0,4...0,7 від номінального струму трансформатора. Тому виткові замикання важко виявити.

В даний час із всіх стандартних захистів трансформаторів тільки газовий захист реагує на виткове (міжвиткове) замикання, оскільки воно, як правило, супроводжується горінням електричної дуги або місцевим нагрівом, а це приводить до розкладання трансформаторного масла і ізоляційних матеріалів – і до утворенню летючих газів. Ці гази витісняють масло з бака трансформатора в розширювач і викликають дію газового захисту.

Ведуться розробки нових захистів підвищеної чутливості, здатних реагувати на виткове замикання в обмотках трансформаторів. Причинами виникнення виткових замикань можуть бути часті між фазні к.з. у мережі живлення (зовнішні к.з.), під час яких динамічна дія великих струмів викликає деформацію обмоток трансформатора і механічне руйнування виткової ізоляції. Причиною пошкодження виткової ізоляції також може бути тривале перевантаження трансформатора.

12.7.2 Аварійні режими роботи трансформаторів

До аварійних режимів роботи трансформаторів відносять:

- надструми при перенавантаженнях;
- надструми, викликані зовнішніми короткими замиканнями;
- надструми, викликані короткими замиканнями на виводах силового трансформатора зі сторони живлення;
- зниження рівня масла в баку масляних трансформаторів.

Надструми при перевантаженні трансформатора. Допустиме значення струму перевантаження і тривалість його проходження через трансформатор по-різному визначається для перевантажень, що викликані нерівномірністю графіка навантаження і для перевантажень, що викликані аварійними ситуаціями (аварійне перевантаження).

Аварійні перевантаження допускаються при виході з ладу одного з трансформаторів підстанції, що працюють паралельно, або при спрацьовуванні пристроїв АВР на підстанції, або в мережі, внаслідок чого до працюючого трансформатора підключається навантаження іншого трансформатора.

Допустимі аварійні перевантаження, на відміну від режимних, вказуються незалежно від попереднього навантаження, температури охолоджуючого середовища, місця установки і системи охолодження трансформатора. Допускається аварійне перевантаження масляних трансформаторів від 10 хвилин при 60 % до 120 хвилин при 20 % перевантаженні. Для сухих трансформаторів, відповідно, від 5 до 60 хвилин.

Для контролю, виявлення і запобігання неприпустимих перевантажень трансформаторів виконується максимальний струмовий захист, що діє при збільшенні струму, що протікає через трансформатор понад задане значення струму спрацьовування захисту (струм уставки).

Із врахуванням того, що перевантаження трансформаторів, як правило, є симетричним режимом, тобто у всіх трьох фазах трансформатора проходять однакові струми перевантаження, цей захист виконується за допомогою одного максимального реле струму, включеного на струм однієї із фаз трансформатора.

Підстанції із черговим персоналом можуть бути оснащені захистом від перевантаження який діє на сигнал. Підстанції без постійного чергового персоналу завжди комплектуються захистом, який повинен діяти на розвантаження трансформатора шляхом автоматичного відключення частини навантаження.

Надструми, викликані зовнішніми короткими замиканнями. Якщо коротке замикання виникає неподалік від трансформатора, на елементах мережі нижчої напруги, то через трансформатор проходять струми, які набагато перевищують його номінальний струм. Ці струми називаються надструмами к. з., вони здійснюють шкідливу термічну і динамічну дію на обмотки трансформатора.

Для обмеження тривалості термічної дії струму к. з. необхідно відключати трансформатор, причому тим швидше, чим більше значення надструму зовнішнього к.з. Це завдання виконує максимальний струмовий захист трансформатора або плавкі запобіжники.

Тривалість к.з. на виводах трансформатора не повинна перевищувати критичного значення. Це критичне значення часу дії струму к.з. t_k , с, визначається для масляних трансформаторів за формулою:

$$t_k = \frac{1500}{k_p^2}, \quad (12.19)$$

де k_p – кратність максимального розрахункового струму к.з. по відношенню до номінального струму трансформатора.

$$t_k \leq 4\text{с при } U_n = 35 \text{ кВ}; t_k \leq 3\text{с при } U_n = 110 \text{ кВ}.$$

Уставки часу максимальних струмових захистів (МСЗ) трансформаторів ($t_{c.3}$) і час спрацьовування плавких запобіжників, що захищають трансформатор, не повинні перевищувати приведених вище значень t_k .

Для трансформаторів потужністю менше 1000 кВА максимальне розрахункове значення струму трифазного к.з. за трансформатором $I_{k \max}$, А, визначається за значенням напруги короткого замикання трансформатора U_k %, яка завжди вказується в паспорті трансформатора. При цьому передбачається, що трансформатор підключений до шин енергосистеми безмежної потужності (до шин незмінної напруги). Розрахунок $I_{k \max}$, А, проводиться за виразом:

$$I_{k \max}^{(3)} = \frac{100}{U_k \%} I_{ном.тр}, \quad (12.20)$$

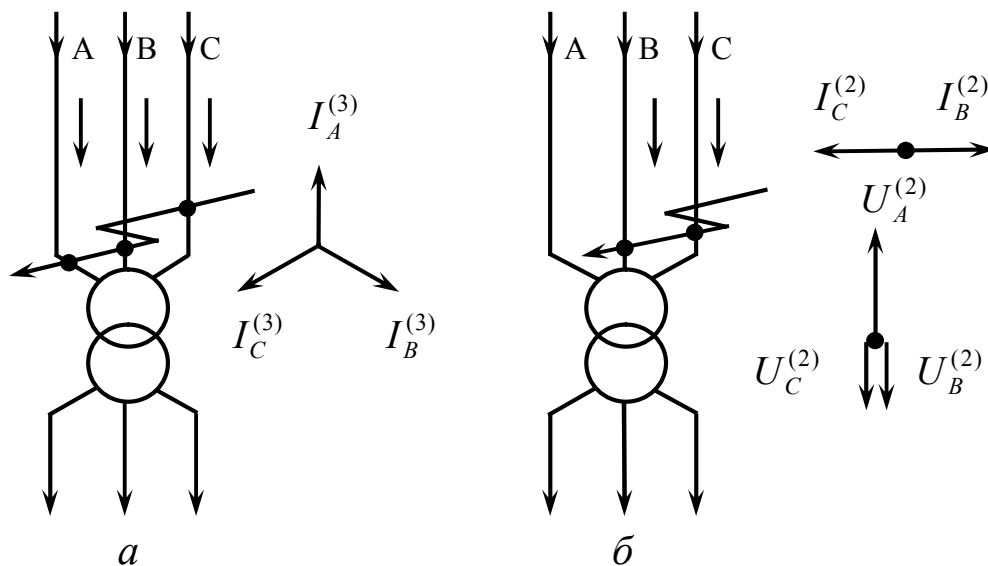
де $I_{ном.тр}$ — номінальний струм трансформатора, А.

Зовнішні к.з. представляють значну небезпеку для силових трансформаторів. При частих к. з. в лініях, що відходять від підстанції або на шинах підстанції необхідно з'ясувати і усунути причини їх виникнення.

Надструми, викликані короткими замиканнями на виводах силового трансформатора зі сторони живлення. На трансформаторах знижувальних підстанцій коротке замикання може бути як на стороні високої напруги так і на стороні низької напруги (за трансформатором). Числові значення та співвідношення струмів к.з., що проходять через пристрої захисту при таких пошкодженнях, можуть суттєво відрізнятися один від одного. Це є дуже суттєвим і це необхідно враховувати при виконанні релейного захисту трансформатора.

При пошкодженнях на виводах зі сторони живлення струми к.з. не проходять через трансформатор, але проходять через захист, який встановлений перед трансформатором зі сторони живлення. Векторні діаграми струмів та напруги при цьому ана-

логічні діаграмам при к. з. в лінії живлення та на шинах трансформатора (рисунок 12.15). Дію цих струмів необхідно враховувати при проектуванні релейного захисту трансформаторів.



а – при трифазному к. з.; *б* – при двофазному к. з.

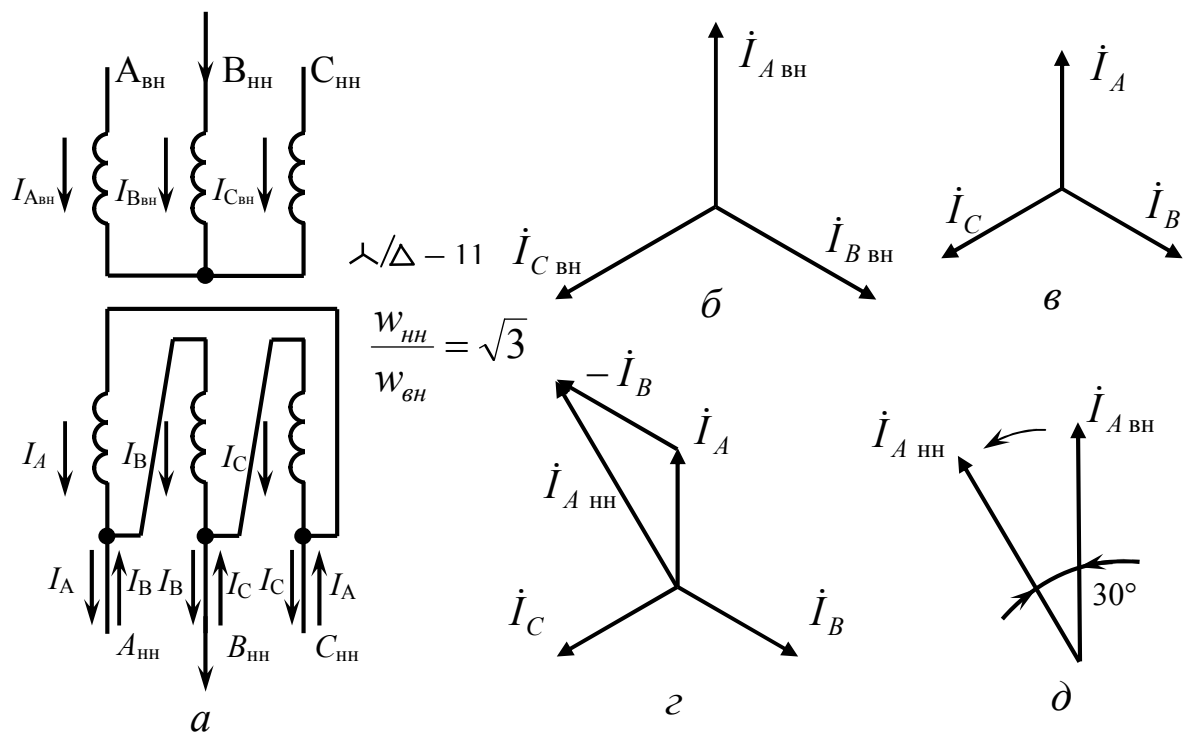
Рисунок 12.15 – Розподілення струмів і векторні діаграми при к.з. на виводах знижувального трансформатора зі сторони живлення

Надструми, викликані к. з. на виводах нижчої напруги трансформатора. Розподіл струмів в обмотках трансформатора при к.з. з низької сторони залежить від схеми та групи з'єднання обмоток.

Знижувальні двообмоткові силові трансформатори з напругою 35/10 кВ виконують із схемою з'єднання обмоток Y/Δ -11.

Найбільший інтерес для виконання захисту трансформаторів із вказаною схемою з'єднання обмоток представляє двофазне к. з. за трансформатором. При цьому при виконанні захисту необхідно знати числові значення струмів зі всіх сторін трансформатора, так як місце встановлення захисту і місце к. з. не обов'язково співпадають.

Векторні діаграми струмів в обмотках ВН та НН для трансформатора зі схемою Y/Δ -11 наведені на рисунку 12.16, із яких видно, що утворюється зміщення між струмами на сторонах ВН та НН трансформатора.



а – робочих струмів; б – струмів на стороні ВН; в – фазних струмів на стороні НН; г – лінійних струмів на стороні НН; д – струмів фази А зі сторони ВН та НН

Рисунок 12.16 – Векторні діаграми розподілу струмів силового трансформатора зі схемою з'єднань $\Delta/\Delta - 11$.

Для трансформаторів невеликої потужності захист може встановлюватися лише зі сторони живлення. Для зручності та наочності зрівняння струмів, що проходять на різних сторонах трансформатора, умовно вважають, що коефіцієнт трансформації рівний 1 та струми навантаження відсутні.

Зниження рівня масла в баку трансформатора

Трансформаторне масло забезпечує не тільки електричну ізоляцію обмоток, але і їх охолодження. Тому зниження рівня масла в трансформаторі нижче допустимого представляє велику небезпеку.

Причинами зниження рівня масла може бути різке зниження температури навколишнього повітря або протікання баку трансформатора. Про пониження рівня масла сигналізує газовий захист, яким обладнані трансформатори потужністю 630 кВА і ви-

ще. Якщо рівень масла швидко знижується із-за сильного протікання баку трансформатора, газовий захист діє на відключення.

Окрім газового захисту, в баку силового трансформатора можуть додатково встановлюватися первинні перетворювачі рівня масла, що діють на сигнал.

Для захисту силових трансформаторів напругою 6...10/0,4 кВ потужністю до 630 кВА та деяких трансформаторів напругою 35/6...10 кВ потужністю до 1000 кВА використовують плавкі запобіжники. На всіх інших трансформаторах для захисту від внутрішніх к.з. в якості основного захисту встановлюють струмову відсічку без витримки часу (при потужності до 6300 кВА) або диференціальний захист (для трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище).

Диференціальний захист також може встановлюватися на трансформаторах потужністю 1000...4000 кВ, якщо:

- струмова відсічка не задовольняє вимогам чутливості;
- максимальний струмовий захист трансформатора має витримку часу, що перевищує 0,5 с;
- трансформатор встановлено в сейсмічно активному районі.

Для захисту від усіх видів пошкоджень всередині баку та від зниження рівня масла силових трансформаторів потужністю $S_n \geq 6300$ кВА (допускається також для трансформаторів $S_n = 1000...4000$ кВА) застосовують газовий захист.

Для захисту від зовнішніх к.з. застосовують МСЗ, який виконує також функцію резервного захисту трансформатора при відмові інших захистів.

Струмовий захист трансформаторів виконується з використанням вторинних максимальних реле струму (прямої або посередньої дії). При цьому необхідно мати на увазі, що трансформатори малої потужності становлять для струмів короткого замикання відносно великий зосереджений опір, тому ефективність струмової відсічки для них задовільна.

12.7.3 Струмова відсічка трансформаторів

Захист трансформаторів виконують двоступінчастим. Першим ступенем захисту є струмова відсічка, струм спрацювання якої вибирається більшим від максимального струму зовнішнього короткого замикання за трансформатором (на шинах низької напруги):

$$I_{сп.СВ} \geq k_n \cdot I_{к.мах.зовн.}^{(3)}, \quad (12.21)$$

де $I_{к.мах.зовн.}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором, приведений до сторони живлення, А;

k_n – коефіцієнт надійності; для реле РТ-40 $k_n = 1,3 \dots 1,4$; для реле РТ-80 та РТМ – $k_n = 1,6$.

$$I_{к.мах.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}, \quad (12.22)$$

де $I_{к(нн)}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором зі сторони нижчої напруги, А;

$U_{н(нн)}$ – номінальна напруга трансформатора з нижчої сторони, В;

$U_{н(вн)}$ – номінальна напруга трансформатора з вищої сторони, В;

Окрім того, струмову відсічку трансформатора необхідно відстроювати від кидків струму намагнічування:

$$I_{сп.СВ} \geq I_{нам}, \quad (12.23)$$

$$I_{нам} = (3 \dots 5) I_{н.тр}$$

де $I_{нам}$ – струм намагнічування трансформатора, А

$I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, що захищається, А.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.тр(вн)}}, \quad (12.24)$$

де $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, що захищається, А.

Струм спрацьовування реле відсічки трансформатора визначається за виразом (12.14):

$$I_{cn.p.CB.} = \frac{I_{cn.CB.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}},$$

де $I_{cn.CB.}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (12.21) та (12.23).

Уставка струму спрацьовування реле відсічки (12.15):

$$I_{y.p.CB.} \geq I_{cn.p.CB.}$$

Струм спрацьовування відсічки трансформатора (уточнений первинний струм відсічки) (12.16):

$$I'_{cn.CB.} = I_{y.p.CB.} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}.$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається співвідношенням:

$$k_{q.CB.} = \frac{I_{\kappa \min}}{I_{cn.CB.тр}} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{y.p.CB.}} \cdot \frac{k_{cx \min.}}{K_{mc}}, \quad (12.25)$$

де $I_{\kappa \min}$ – мінімальне значення струму к.з. в місці встановлення відсічки (струм двофазного к.з., $I_{\kappa}^{(2)}$), А.

Чутливість першого ступеня вважається достатньою, якщо $k_q \geq 2$ при короткому замиканні на стороні вищої напруги трансформатора.

12.7.4 Максимальний струмовий захист трансформаторів

Другим ступенем захисту трансформатора є максимальний струмовий захист (МСЗ), струм спрацювання якого вибирають за максимальним робочим струмом трансформатора $I_{роб. max}$, аналогічно як і для МСЗ повітряної лінії:

$$I_{cn. MC3} = \frac{k_n}{K_{нов}} \cdot k_{с. зан} \cdot I_{роб. max} \quad (12.26)$$

Витримку часу МСЗ узгоджують з витримкою часу захистів приєднань, що відходять від трансформатора (повітряних ліній):

$$t_{mp} \geq t_{ПЛ} + \Delta t, \quad (12.27)$$

де $t_{Л}$ – найбільша витримка часу захисту приєднаних до трансформатора повітряних ліній, с.

Струм спрацювання реле МСЗ трансформатора:

$$I_{cn.p. MC3} = \frac{I_{cn. MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}.$$

Уставка струму спрацювання реле МСЗ:

$$I_{y.p. MC3} \geq I_{cn.p. MC3}.$$

Чутливість МСЗ перевіряється за струмом при короткому замиканні з боку нижчої напруги:

$$k_{ч. MC3} = \frac{I_{к min}}{I_{cn. MC3}} = \frac{I_{к}^{(2)}}{I_{y.p. MC3}} \cdot \frac{k_{cx}}{K_{mc}} \quad (12.28)$$

де $I_{к min}$ – мінімальне значення струму к.з. (струм двофазного к.з. на шинах нижчої напруги трансформатора, $I_{к}^{(2)}$), А.

Робота цього захисту як резервного перевіряється при короткому замиканні в кінці елементів, приєднаних до шин нижчої напруги трансформатора (при цьому бажано мати $k_{\text{ч}} \geq 1,5$).

На знижувальних трансформаторах 35...110/6...10 кВ частіше за все використовують два комплекти МСЗ – один на стороні живлення, другий, із меншою витримкою часу, – зі сторони вводу 10 кВ. Допускається встановлювати один захист зі сторони живлення трансформатора із двома витримками часу – із меншою на відключення вимикача вводу 10 кВ.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора вибирають аналогічно як і для МСЗ ліній. В даному випадку на стороні живлення приймають час спрацьовування захисту на ступінь більшим у порівнянні із часом захисту вводу 10 кВ.

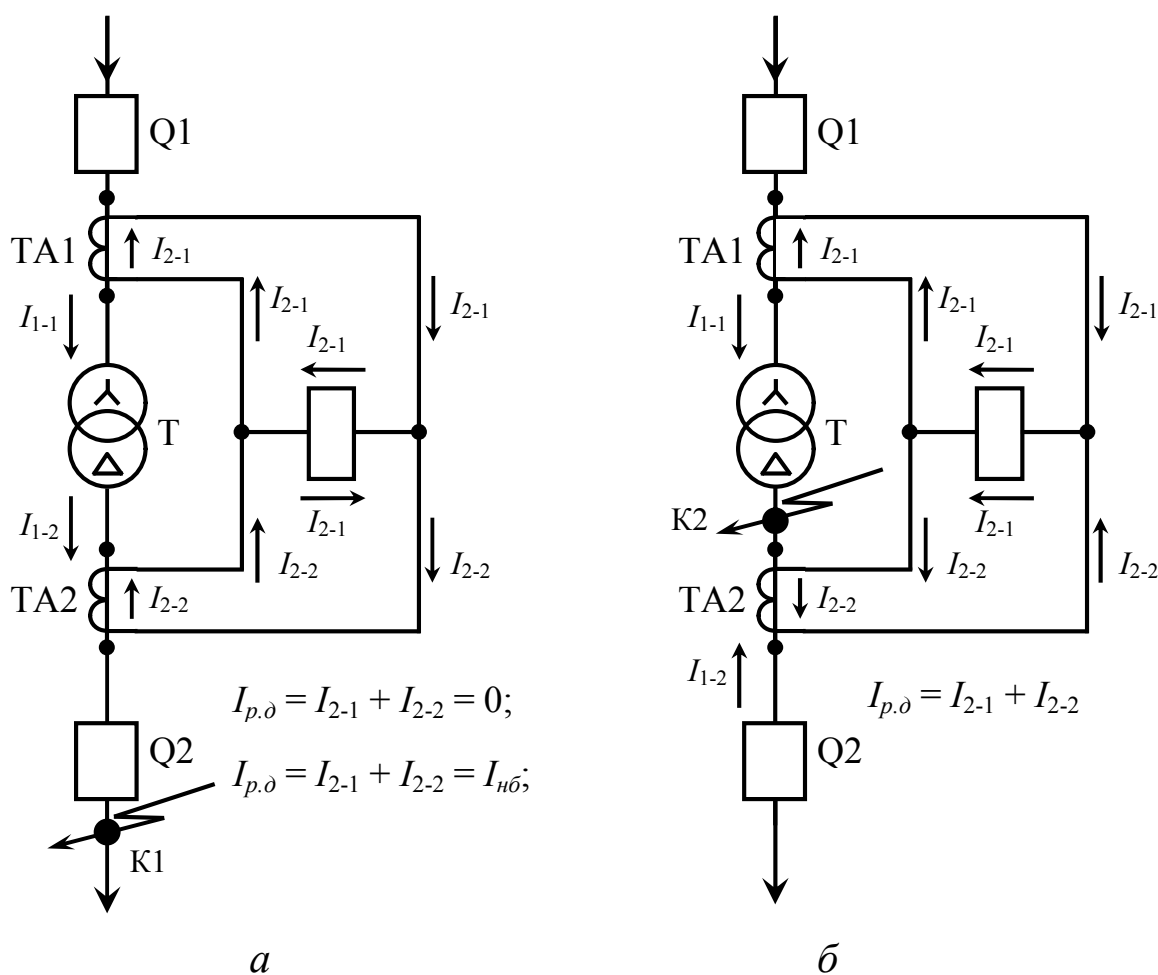
Як відмічалось в розділі 11, для захисту трансформаторів не рекомендується використовувати схему з'єднання трансформаторів струму за схемою на різницю струмів двох фаз, так як за певних умов схема може не спрацювати взагалі.

12.7.5 Диференціальний захист трансформаторів

Для захисту трансформатора від внутрішніх замикань, а також від зниження рівня масла використовують газове реле.

Потужні трансформатори ($S_{\text{н}} \geq 6300$ кВА) для захисту від пошкоджень на виводах і, як доповнення до газового захисту, повинні мати поздовжній диференціальний захист (рисунк 12.17).

Диференціальний захист має чітко визначену зону дії (між трансформаторами струму з одного і другого боку трансформатора). У зону захисту входять, крім обмоток силового трансформатора, кабелі і шини до місця встановлення трансформаторів струму. Із двох сторін трансформатора встановлені трансформатори струму $TA1$ і $TA2$ (рисунк 12.17), які обмежують зону дії диференціального захисту. Вторинні обмотки трансформаторів $TA1$ і $TA2$ з'єднуються послідовно, а струмове реле під'єднується до них паралельно.



а – к.з. поза зоною дії захисту; *б* – к.з. в зоні дії захисту

Рисунок 12.17 – Схема поздовжнього диференціального захисту трансформатора

При к.з. в точці K1 за межами зони захисту (рисунок 12.17, *а*) та в нормальному режимі роботи трансформатора, якщо прийняти, що первинні струми рівні між собою, то при рівних коефіцієнтах трансформації *ТА1* і *ТА2* – вторинні струми I_{2-1} та I_{2-2} також будуть рівними, тоді в ідеальному випадку можна записати:

$$I_{p.ДЗ} = I_{2-1} + I_{2-2} = 0. \quad (12.29)$$

Таким чином, диференціальний захист не реагує на к.з. поза зоною захисту, і тому може виконуватися без витримки часу. Цей захист відноситься до захистів із абсолютною селективністю.

На практиці ж, в режимі навантаження і особливо при к.з. поза зоною захисту струм $I_{p.ДЗ}$ не може дорівнювати нулю, так як

трансформатори $TA1$, $TA2$ мають різні похибки, і навіть при рівних струмах в первинній обмотці їх вторинні струми не будуть рівні між собою. Струм, що виникає в реле називається **струмом небалансу**:

$$I_{p.ДЗ} = I_{2-1} + I_{2-2} = I_{нб}. \quad (12.30)$$

Для забезпечення неспрацювання реле диференціального захисту у вказаних режимах струм спрацювання реле необхідно вибирати більшим за струм небалансу:

$$I_{сп.р.ДЗ} \geq k_n I_{нб}. \quad (12.31)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, $k_n = 1,3$.

При к.з. в зоні дії захисту (рисунк 12.17, б), при двосторонньому живленні, напрям первинного I_{1-2} і вторинного I_{2-2} струмів змінюються на 180° , при цьому в реле буде протікати сума струмів:

$$I_{p.ДЗ} = I_{2-1} + I_{2-2}. \quad (12.32)$$

В такому разі реле спрацює і відключить пошкоджений елемент. У випадку одностороннього живлення в реле протікає один із струмів I_{2-1} або I_{2-2} . При цьому релейний захист також повинен спрацювати.

Відмінністю трансформатора від інших елементів мережі є те, що струми в первинній і вторинній обмотках не рівні, а коефіцієнти трансформації трансформаторів струму такі, що за їх допомогою практично не можливо одержати рівні вторинні струми в плечах диференціального захисту. Не рівність струмів I_{2-1} та I_{2-2} визиває струм небалансу.

Нерівність значень вторинних струмів, відповідно, струм небалансу можуть виникнути із-за:

- різних похибок різнотипних трансформаторів струму;
- регулювання напруги на одній стороні трансформатора;
- кутового зсуву між первинними струмами.

Якщо обмотки трансформаторів мають різну схему з'єднання, то треба збалансувати зсув струмів у плечах диференціального захисту. При з'єднанні, наприклад, обмоток силового трансформатора за схемою «зірка – трикутник» з боку зірки силового трансформатора трансформатори струму з'єднують трикутником, а з боку трикутника – зіркою.

Вказані особливості силових трансформаторів визначають особливості його диференціального захисту. Для виконання такого захисту необхідно вирішити наступне:

– відстроїти захист від кидків струму намагнічування при підключенні ненавантаженого трансформатора під напругу:

$$I_{сп. ДЗ} = \kappa_n \cdot I_{нам}, \quad (2.33)$$

де $I_{нам}$ – струм намагнічування, А;
 κ_n – коефіцієнт надійності, $\kappa_n = 1,3$.

$$I_{нам} = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n (1 - \Delta U_{рег})}. \quad (12.34)$$

– відстроїти захист від розрахункового максимального струму небалансу при перехідних режимах зовнішніх к.з.:

$$I_{сп. ДЗ} = \kappa_n I_{нб. розр}. \quad (12.35)$$

Спочатку розраховуємо $I_{сп. ДЗ}$ без урахування складової струму небалансу від неточного вирівнювання на комутаторі реле:

$$I_{сп. ДЗ} = \kappa_n (\kappa_{анер.} \kappa_{одн.} \varepsilon + \Delta U_{рег.}) I_{\kappa \max}^{(3)}. \quad (12.36)$$

де $\kappa_{анер.}$ – коефіцієнт, який враховує перехідний режим, $\kappa_{анер.} = 1$;
 $\kappa_{одн.}$ – коефіцієнт однотипності, $\kappa_{одн.} = 1$;
 ε – відносне значення струму намагнічування, $\varepsilon = 0,1$;
 $I_{\kappa \max}^{(3)}$ – періодична складова струму к.з. при трифазному металічному к.з., А.

Струм спрацьовування реле диференціального захисту:

$$I_{сп. р. ДЗ(вн)} = \frac{I_{сп. ДЗ} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{т.с.(вн)}}. \quad (12.37)$$

Визначаємо струм спрацьовування реле основної сторони:

$$I_{с р. ДЗ(нн)} = \frac{I_{сп. ДЗ} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{т.с.(нн)}}. \quad (12.38)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\chi} = \frac{I_{\kappa \min} k_{cx}^{(3)}}{K_{тс} I_{сп.р. ДЗ}} \geq 2, \quad (12.39)$$

де $I_{\kappa \min}$ – двохполюсний струм к.з. ($I_{\kappa}^{(2)}$) на шинах вищої напруги трансформатора, А.

В залежності від способу відстроювання струму спрацьовування можливі наступні варіанти виконання диференціального захисту трансформатора:

- Диференціальна струмова відсічка, яка виконується за допомогою реле РТ-40 без БНТ (без проміжного трансформатору струму, що насичується). Захист дуже простий із високою швидкістю дії, але має низьку чутливість.

- Диференціальний захист із БНТ. Виконується на реле типу РНТ-565 (РТ-40 і БНТ). Застосовується для захисту трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище.

- Диференціальний захист на основі реле із магнітним гальмуванням (типу ДЗТ). Використовується при недостатній чутливості захисту із реле РНТ.

12.7.6 Захист трансформаторів від перевантаження

Захист трансформатора від перевантаження виконують за допомогою одного максимального реле струму з незалежною ха-

рактеристикою, його вмикають в одну фазу з будь-якого боку трансформатора. Захист з витримкою часу діє на сигнал або на розвантаження трансформатора шляхом автоматичного відключення частини навантаження трансформатора (підстанції без чергового персоналу).

Струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{сп.з} = \frac{k_n}{K_{нов}} \cdot I_{н.тр}, \quad (12.40)$$

де k_n – коефіцієнт, який враховує похибку струму спрацьовування, $k_n = 1,05$;

$K_{нов}$ – коефіцієнт повернення (для реле РТ-40 $k_n = 0,85$);

$I_{н.тр}$ — номінальний струм трансформатора, А.

Цей захист часто пов'язують з автоматичним вмиканням резервного трансформатора. Для усунення помилкової сигналізації при коротких замиканнях в мережі, що живиться трансформатором, витримку часу захисту від перевантаження беруть на ступінь більшою від захисту приєднаних ліній.

12.7.7 Газовий захист трансформаторів

Газовий захист обов'язково встановлюють на усіх силових трансформаторах потужністю 6300 кВА і вище. На практиці дуже часто газовий захист використовують і на трансформаторах потужністю від 1000 до 4000 кВА.

Газовий захист реагує на усі види внутрішніх пошкоджень силових трансформаторів, в тому числі і на виткові замикання, на які не реагують інші види захистів.

Основним вимірювальним органом газового захисту є газове реле, яке реагує на зміну тиску повітря в баку трансформатора. Газове реле встановлюють в трубопроводі, що зв'язує бак трансформатора та розширювальний бак. Поширеним є використання

реле Бухгольца типу BF-80/Q. Газове реле представляє собою металевий корпус із системою рухомих поплавків, які здійснюють керування системою контактів.

При нормальній роботі трансформатора реле заповнене маслом, поплавки знаходяться у заданому (піднятому) положенні. При незначних пошкодженнях в трансформаторі відбувається нагрівання масла і виділяються гази, які накопичуються у верхній частині реле і витісняють масло – поплавок опускається і через контакти здійснюється подача попереджувального сигналу.

При значних пошкодженнях в трансформаторі відбувається активне виділення газів. Потік масло-повітряної суміші надходить в реле і натискає на підпірну заслінку (клапан), яка повертається, замикає контакти і подає команду на відключення трансформатора. Реле також реагує на значне зниження рівня масла в баку.

Практичні заняття

Задача 12.1

Розрахувати максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ) повітряної лінії напругою 10 кВ. Максимальний робочий струм на головній ділянці лінії $I_{роб.мах} = 41,3$ А, найбільш потужна підстанція лінії $S_H = 160$ кВА, сумарна потужність ТП 10/0,4 кВ $\sum S_{нтр} = 1320$ кВА. Параметри мережі наведено на рисунку 12.18.

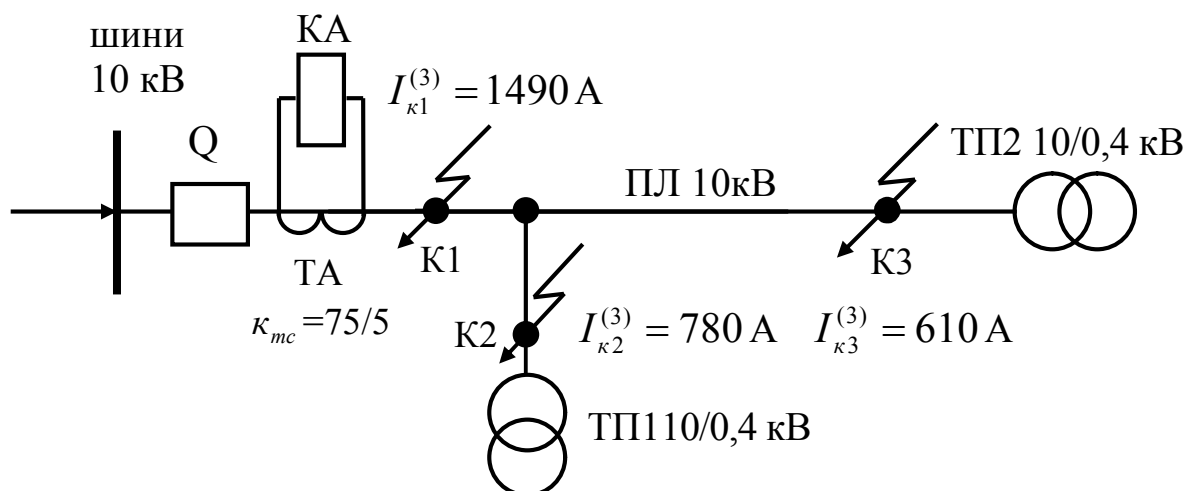


Рисунок 12.18 – Розрахункова схема повітряної лінії 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

В якості основного захисту приймаємо МСЗ лінії.

Розрахунок параметрів МСЗ.

1. Приймаємо дворелейну схему МСЗ із з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку». Для захисту використовуємо струмові реле РТ-80/1.

2. Розраховуємо струм спрацювання захисту (МСЗ) за умовами:

$$a) \quad I_{cn.MC3} = \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.мах}.$$

Приймаємо для реле РТ-80: $k_n = 1,2$; $k_{нов} = 0,8 \dots 0,85$. $k_{с.зан} = 1,2 \dots 1,3$.

$$I_{cn.MC3} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,2 \cdot 41,3 = 74,3 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{cn.MC3} \geq 1,4 \cdot I_{н.в.(5)}.$$

Для найпотужнішої ТП із $S_n = 160$ кВА: $I_{н.в.} = 20 \text{ А}$, $I_k = 105 \text{ А}$ (додаток Е, таблиця Е2 та рисунок Е1).

$$I_{cn.MC3} = 1,4 \cdot 105 = 147 \text{ А.}$$

В якості струму спрацювання МСЗ $I_{cn.MC3}$ вибираємо більше із отриманих значень:

$$\text{приймаємо } I_{cn.MC3} = 147 \text{ А.}$$

3. Визначаємо струм спрацювання реле МСЗ:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}; \quad I_{cn.p.MC3} = \frac{147 \cdot 1}{75/5} = 9,8 \text{ А.}$$

4. Вибираємо уставку реле за умовою:

$$I_{y.p.MC3} \geq I_{cn.p.MC3}.$$

Враховуючи, що в реле РТ-80/1 уставка може змінюватись в межах 4...10А, приймаємо: $I_{y.p.MC3} = 10 \text{ А}$.

6. Визначаємо уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{cn.MC3} = I_y \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}; \quad I'_{cn.MC3} = 10 \cdot \frac{15}{1} = 150 \text{ А.}$$

Приймаємо до встановлення реле РТ 80/1 з $I_{y.p.MC3} = 10 \text{ А}$.

6. Виконуємо перевірку чутливості МСЗ:

$$I_k^{(2)} = 0,866 I_k^{(3)}; \quad I_k^{(2)} = 0,866 \cdot 610 = 528 \text{ А.}$$

$$k_{ч.MC3} = \frac{I_{к. min} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.MC3} \cdot K_{mc}}. \quad k_{ч.MC3} = \frac{528 \cdot 1}{10 \cdot 15} = 3,5 > 1,5$$

Умова виконується.

В якості додаткового захисту лінії 10 кВ приймаємо СВ.

Виконуємо розрахунок параметрів струмової відсічки.

1. Розраховуємо струм спрацьовування відсічки за умовами:

$$\text{а) } I_{cn.CB} \geq k_n \cdot I_{k \max}, \quad I_{cn.CB} \geq 1,5 \cdot 780 = 1170 \text{ А.}$$

$$\text{б) } I_{cn.CB} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{n.mpr}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad I_{cn.CB} \geq \frac{4 \cdot 1320}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 290,7 \text{ А.}$$

В якості струму спрацьовування відсічки вибираємо більше із отриманих значень:

$$\text{приймаємо } I_{cn.CB} = 1170 \text{ А.}$$

2. Визначаємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{cn.p.CB} = \frac{I_{cn.CB} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, \quad I_{cn.p.CB} = \frac{1170 \cdot 1}{15} = 78 \text{ А.}$$

3. Визначаємо кратність відсічки (для реле РТ-80):

$$K_{CB} = \frac{I_{cn.p.CB}}{I_{y.p.MC3}}, \quad K_{відс} = \frac{78}{10} = 7,8.$$

Умова виконується, так як кратність відсічки для реле типу РТ-80 може мати значення: 2, 4, 6, 8. Приймаємо $K_{CB} = 8$.

4. Визначаємо уточнений струм спрацьовування реле СВ:

$$I'_{cn.p.CB} = I_{y.p.MC3} \cdot K_{CB}; \quad I'_{cn.p.CB} = 10 \cdot 8 = 80 \text{ А.}$$

4. Дійсне (уточнене) значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{cn.CB} = \frac{K_{m.c.} \cdot I'_{cn.p.CB}}{k_{cx}}, \quad I'_{cn.CB} = \frac{15 \cdot 80}{1} = 1200 \text{ А.}$$

6. Виконуємо перевірку струмової відсічки на чутливість:

$$k_{ч.CB} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{y.p.CB}} \cdot \frac{k_{cx.\max}}{K_{mc}}; \quad k_{ч.CB} = \frac{1490}{80} \cdot \frac{1}{15} = 1,24.$$

Для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч.CB} \geq 1,2$.

$1,24 > 1,2$ умова виконується.

Ефективність відсічки оцінюється зоною її дії (не менш 15-20% довжини лінії). Остаточно приймаємо в якості додаткового захисту лінії струмову відсічку із розрахованими параметрами.

ЗАДАЧА 12.2

Розрахувати струмову відсічку силового трансформатора 110/11 (рисунок 12.19). Потужність трансформатора $S_{н.тр} = 4000 \text{кВА}$. Вихідні дані для розрахунку захисту наведені на рисунку 12.19.

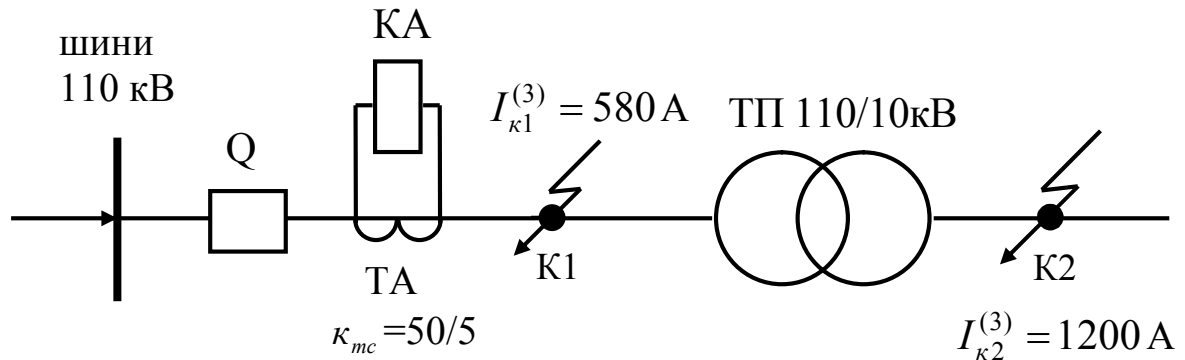


Рисунок 12.19 – Розрахункова схема.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Приймаємо дворелейну схему захисту зі з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку» ($k_{cx} = 1$) із реле РТ – 40 (рисунок 12.19).

2. Вибираємо розрахункову точку к.з. – зовнішнє к.з. у точці К1.

3. Визначаємо максимальний струм з боку встановлення відсічки при зовнішньому короткому замиканні:

$$I_{к. \max. \text{зовн.}}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}. \quad I_{к. \text{зовн.}} = \frac{1200}{110/11} = 120 \text{ А.}$$

4. Вибираємо струм спрацьовування захисту. Він повинен відстроюватися від зовнішніх к.з. та з урахуванням можливих кидків струму намагнічування:

$$\text{а) } I_{сн. CB} = k_n \cdot I_{к. \text{зовн.}}. \quad I_{сн. CB} = 1,3 \cdot 120 = 156 \text{ А;}$$

$$\text{б) } I_{сн. CB} = (3 \dots 4) \cdot I_{н. тр}; \quad I_{сн. CB} = 4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ А.}$$

Для подальших розрахунків приймаємо $I_{сн. CB} = 156 \text{ А}$.

5. Вибираємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{сн. р. CB} = \frac{I_{сн. CB} \cdot K_{cx. \max}}{K_{mc}}; \quad I_{сн. р. CB} = \frac{156}{50/5} = 15,6 \text{ А.}$$

6. Обираємо уставку та виконання реле. Реле РТ – 40/20. Приймаємо уставку $I_{y.p.CB} = 16$ А. З'єднання обмоток реле – паралельне.

6. Уточнене значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{cn.CB} = \frac{\kappa_{m.c.} \cdot I'_{cn.p.CB}}{k_{cx}}. \quad I'_{cn.CB} = \frac{10 \cdot 16}{1} = 160 \text{ А.}$$

7. Виконуємо перевірку чутливості захисту. Перевіряємо чутливість відсічки за струмом при к.з. у місці встановлення захисту:

$$k_{q/CB} = \frac{I_{\kappa \min}}{I'_{cn.CB}} = \frac{I_{K2}^{(3)} \cdot k_{cx..min}}{k_{mc} \cdot I_{y.p.CB}}. \quad k_q = \frac{580 \cdot 1}{50 / 5 \cdot 16} = 3,6.$$
$$3,6 > k_{q.don.} = 2.$$

Умова виконується.

Запитання для самоконтролю

1. Призначення релейного захисту?
2. Які вимоги ставляться до релейного захисту?
3. Як класифікуються реле за способом включення в коло, що контролюється?
4. Як класифікуються реле за способом дії на вимикач?
5. Які типи реле застосовуються для релейного захисту?
6. Будова і принцип дії реле різних типів.
7. За рахунок чого забезпечується витримка часу в реле часу?
8. Основні переваги та недоліки електромеханічних реле.
9. Основні переваги та недоліки мікроелектронних реле.
10. Основні переваги та недоліки мікропроцесорних реле.
11. Джерела оперативного струму для пристроїв релейного захисту.
12. Як захищаються повітряні лінії напругою 6...10 кВ від аварійних режимів?
13. Що таке максимальний струмовий захист обладнання?

14. Як забезпечується селективність МСЗ?
15. Як вибирають параметри спрацювання МСЗ повітряної лінії?
16. Що таке струмова відсічка повітряної лінії?
17. Як вибирають параметри спрацювання струмової відсічки повітряної лінії?
18. Як забезпечується селективність струмової відсічки?
19. З якою метою визначають коефіцієнт чутливості захисту?
20. Призначення і принцип дії максимального направлено-го струмового захисту.
21. Перелічить основні види пошкоджень силових трансформаторів.
22. Які аварійні режими виникають при роботі силових трансформаторів?
23. Як захищаються силові трансформатори від аварійних режимів?
24. Що таке струмова відсічка трансформатора і як вона реалізується?
25. Як вибирають параметри спрацювання струмової відсічки трансформатора?
26. Що таке максимальний струмовий захист трансформатора і як він реалізується?
27. Як вибирають параметри спрацювання максимального струмового захисту трансформатора?
28. Як вибирають параметри спрацювання захисту трансформатора від перевантаження?
29. Який захист і чому являється основним для силового трансформатора?
30. Що таке поздовжній диференціальний захист? Область застосування.
31. Призначення і принцип дії газового захисту?

РОЗДІЛ 13

ЗАСОБИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

13.1 Ефективність автоматизації електричних мереж

Автоматика – сукупність приладів і механізмів, що здійснюють виробничий процес без безпосередньої участі людини. У випадку виробництва, передачі та розподілення електроенергії засоби автоматизації здійснюють автоматичне керування технологічним процесом та автоматичне регулювання параметрів мережі.

Застосування засобів автоматизації на підстанціях та в електричних мережах забезпечує наступні переваги:

- 1) значне зменшення кількості аварій, що гарантує безперебійність електропостачання споживачів;
- 2) підвищення надійності роботи обладнання;
- 3) підвищення швидкості виконання технічних операцій;
- 4) зменшення кількості обслуговуючого персоналу;
- 5) зменшення капіталовкладень, оскільки розміри приміщень станцій чи підстанцій зменшуються;
- 6) підвищення якості енергії внаслідок більш досконалого регулювання частоти й напруги;
- 7) покращення умов роботи обслуговуючого персоналу;
- 8) зменшення собівартості електроенергії (скорочення експлуатаційних витрат);

В повністю автоматизованих електроустановках всі режими забезпечуються власною автоматикою.

Економічний ефект від автоматизації буде високим лише при органічному поєднанні засобів автоматики з основним обладнанням

системи електропостачання при взаємному узгодженні операцій всього технологічного процесу.

Ступінь автоматизації підстанції (мережі), конкретні схеми і обладнання вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків.

13.2 Автоматичне повторне вмикання

В системах електропостачання пристрій автоматичного повторного вмикання (АПВ) діє на вмикання вимикача, наприклад, лінії електропередачі після відключення її релейним захистом.

Більша частина пошкоджень (60...70%) в сільських повітряних електричних мережах напругою понад 1 кВ виникає із причин, що самоусуваються. До цих причин відносяться: атмосферні перенапруги; короткочасне з'єднання проводів; накиди на проводи та ін. В таких випадках автоматичне повторне вмикання ліній слідом за їх аварійним відключенням дозволяє швидко відновити нормальну роботу електроустановок.

Автоматичне повторне вмикання, внаслідок якого відновлюється електропостачання споживачів, називається **успішним**.

Якщо причина пошкодження лінії не усувається (стійке к.з.), то після АПВ захист спрацьовує знову і знеструмлює мережу. Таке АПВ називається **неуспішним**. Після ліквідації пошкодження на лінії необхідно вручну відновити живлення лінії.

За кратністю дії розрізняють одно-, дво- та багатократне АПВ.

Ефективність однократного АПВ становить 60...70 %, другого циклу АПВ – 10...15%, третього циклу – до 3%.

Автоматичне повторне вмикання сприяє підвищенню надійності електропостачання споживачів. Для оцінки роботи АПВ прийнято певні критерії.

Успішність АПВ визначається відношенням кількості успішних (результативних) вмикань до загальної кількості випадків

повторного вмикання. Пояснюється це тим, що причина вимикання того чи іншого елемента схеми електропостачання за час безструмової паузи після спрацювання захисту може самоліквідуватись.

Надійність роботи пристрою АПВ визначається безвідмовністю спрацювання як релейного захисту, так і комутаційного апарата (вимикача), яким здійснюється повторне вмикання.

Ефективність застосування пристрою АПВ визначається сумою можливого народногосподарського збитку за рік експлуатації мереж, якого вдалося уникнути завдяки впровадженню пристрою АПВ. Найбільшу ефективність мають АПВ повітряних ліній електропередачі з одностороннім живленням, для яких не передбачено подачі напруги від резервного джерела.

Варіанти автоматичного повторного вмикання можна класифікувати за такими ознаками:

- а) за кількістю фаз – трифазні й однофазні;
- б) за обладнанням, на яке подається напруга пристроєм АПВ – АПВ повітряних або кабельних ліній електропередачі, трансформаторів, шин, електродвигунів;
- в) за типом комутаційної апаратури, на яку діє пристрій АПВ – масляні і повітряні вимикачі, контактори або магнітні пускачі, запобіжники;
- г) за кратністю дії – одно-, дво- та багатократні;
- д) за способом виконання – механічні, пневматичні і електричні;
- є) за тривалістю дії – швидкодіючі, що створюють безструмову паузу 0,5 с і менше, і нормальні, з регулюванням часу безструмової паузи.

У сільських мережах АПВ обов'язково використовують для повторного вмикання повітряних ліній. Також можливе використання АПВ трансформаторів, кабельних ліній та іншого обладнання, але воно має значно нижчу ефективність і тому його застосування обмежено.

Найбільш поширеним є трифазне електричне АПВ однократної дії. АПВ однократної дії є найпростішим як за конструкцією самого пристрою, так і за готовністю до повторного вмикання.

До пристроїв АПВ висуваються наступні основні вимоги:

1) постійна готовність до дії. АПВ повинно забезпечуватися при всіх аварійних відключеннях вимикача, за виключенням випадку, коли відключення відбулося слідом за вмиканням вимикача вручну. Також АПВ не повинно відбуватися при оперативному відключенні вимикача персоналом;

2) пристрій АПВ повинен забезпечуватися витримкою часу, що встановлюється завчасно (безструмова пауза до АПВ), яку вибирають із заданих умов;

3) пристрій АПВ повинен забезпечуватися автоматичним поверненням в стан готовності до нової дії після успішного циклу повторного вмикання та забезпечувати задану кратність дії.

Останнім часом в сільських електричних мережах із одностороннім живленням впроваджуються пристрої багатократного АПВ. Між циклами роботи багатократного АПВ вибирають наступні проміжки часу (витримки часу): перший імпульс на АПВ після вмикання кола подається через 0,5...2 с, другий – через 10...20 с, а третій – через 1...5 хв.

Пристрій АПВ може запускатися або від релейного захисту, або при будь-якому вмиканні вимикача. В останньому випадку передбачається блокування при вмиканні вимикача обслуговуючим персоналом (дистанційно чи за допомогою пристрою телемеханіки), а також при дії певного захисту (наприклад, диференціального).

У нашій країні набули поширення схеми АПВ двох типів – з використанням однократної дії ковзного контакту реле часу і з використанням розряду конденсатора.

В розподільних сільських мережах найширше використовують привод ПП-67, який здійснює вмикання вимикача під дією натягнутих пружин. Натяг пружин здійснюється автоматично двигуном *M* (рисунок 13.1) після спрацювання привода на вмикання вимикача.

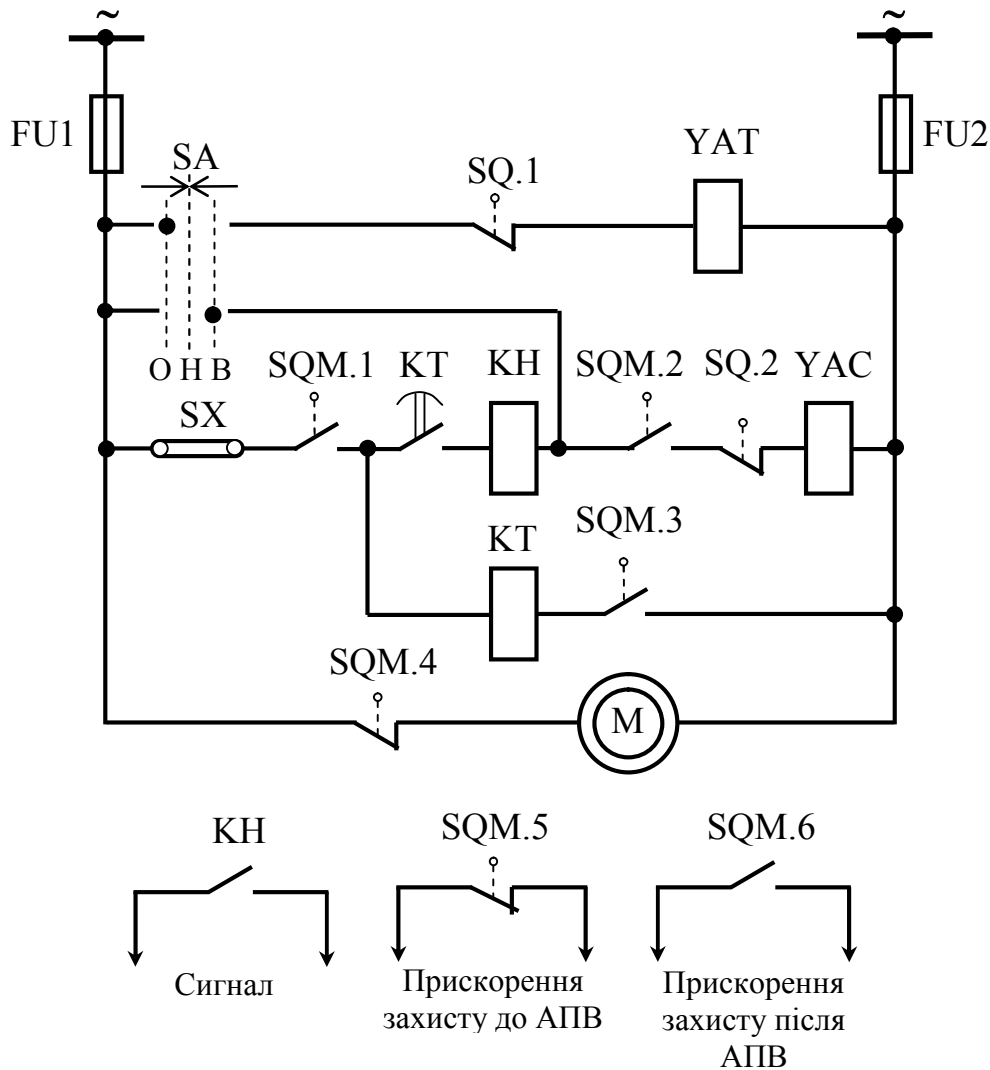


Рисунок 13.1 – Схема однократного АПВ із електричним пуском

В нормальному режимі при ввімкненому вимикачі пружини повинні бути завжди натягненими. Тому після вмикання вимикача (коли пружини розслаблені) через замкнуті блок-контакти *SQM.4* (рисунок 13.1) кінцевого вимикача електродвигун *M* живиться від шин керування і заводить пружину. Після натягнення пружини кінцевий вимикач механізму заведення пружини приво-

да спрацьовує, розмикаються контакти *SQM.4* і двигун *M* вимикається. Пристрій АПВ підготовлений до дії. Контакт *SQM.2* замикається після підготовки привода до вмикання. Пуск АПВ здійснюється від контактів привода *SQM.1* і *SQM.3*, які замикаються після вимикання вимикача *Q* захистом від окремого електромагніту (коло не показано). При цьому спрацює реле часу *KT*, яке під час безструмової паузи із витримкою часу замкне свої контакти *KT*. Котушка електромагніту *YAC* отримує живлення і, спрацьовуючи, вивільняє заскокку механізму вмикання. Під дією пружини привода вимикач *Q* вмикається. Після вмикання вимикача *Q* його блок-контакти *SQ.2* розімкнуться і розірветься коло живлення котушки *YAC*. Коло обмотки реле часу *KT* при успішному АПВ також розімкнеться, бо контакти *SQM.1* і *SQM.3* після спрацювання привода розімкнуться. При неуспішному АПВ реле *KT* залишається спрацьованим, а його імпульсний контакт буде розімкнутим до тих пір, поки вимикач *Q* не буде ввімкнутий перемикачем *SA*.

Це забезпечує однократність дії АПВ. Пружини привода автоматично заводяться після успішного і неуспішного АПВ.

Для двократного АПВ виготовляється реле типу РПВ-258. Пристрій АПВ двократної дії можна виконати двома комплектами пристроїв однократних АПВ типу РПВ-58.

Пристрої трикратного АПВ розповсюдження в сільських електричних мережах не набули.

На сьогодні також застосовується напівпровідниковий пристрій двократного АПВ типу АПВ-2П, який має два однотипні реле часу, що забезпечують незалежну безструмову паузу першого і другого циклів АПВ. Цей пристрій може використовуватися з приводом будь-якого типу і забезпечує дистанційне вмикання вимикача. Для оперативної перевірки непошкодженості пристрій має вбудований елемент.

Сучасні напівпровідникові та мікропроцесорні пристрої захисту мають у своєму складі блок автоматики із функцією АПВ.

13.3 Автоматичне вмикання резерву

Пристрої *автоматичного вмикання резерву* (АВР) використовуються для підвищення надійності електропостачання (живлення) споживачів. Вони здійснюють автоматичне вмикання резервного джерела живлення або резервного обладнання після аварійного вимикання основного джерела живлення або основного (робочого) обладнання.

Пристрої АВР доцільно встановлювати не лише на електростанціях і в електричних мережах енергосистем, а й при електропостачанні виробничих процесів на об'єктах, технологія яких не допускає навіть короткочасних перерв у живленні.

Оскільки пристрій АВР вмикає резервне джерело живлення при пошкодженні основного, ефективність його не залежить від стійкості пошкодження, а успішність значно перевищує кількість успішних АПВ. За статистичними даними успішність дії пристроїв АВР в енергосистемах становить 90...95%.

Неуспішним АВР може бути лише при стійких коротких замиканнях на шинах підстанції або в резервних лініях. Щоб уникнути вмикання резервної напруги живлення на стійке коротке замикання основного джерела, пристрій АВР спрацьовує лише після повного вимикання основного (робочого) джерела від резервного об'єкта.

Схеми пристроїв АВР вибирають в залежності від місцевих умов, схеми з'єднання електроустановки та типу основного обладнання. У сільському електропостачанні найбільш поширене автоматичне вмикання резервних ліній і трансформаторів.

Для забезпечення безперебійності електропостачання використовують живлення споживачів двома лініями або двома трансформаторами. Живлення споживача може здійснюватись від одного трансформатора, а інший знаходиться в резерві (явний резерв). Але при цьому недостатньо використовується обладнання.

Більш розповсюдженим є варіант, коли обидва трансформатори підстанції знаходяться в роботі, але працюють роздільно,

кожний з них на свою частину навантаження, наприклад, на секцію шин підстанції. Між секціями шин встановлюється секційний вимикач, який в нормальному режимі роботи знаходиться в розімкненому стані. При аварійному відключенні одного із трансформаторів порушення електропостачання на частині споживачів відновлюється дією пристрою АВР, завдяки чому вмикається розімкнений секційний вимикач на шинах підстанції. Живлення при цьому переводиться на один трансформатор, який забезпечує електроенергією обидві секції шин (прихований резерв). Аналогічно може виконуватися АВР лінії.

На рисунку 13.2 наведено схему керування і автоматики секційного вимикача на стороні 10 кВ підстанції 35/10 кВ з двома трансформаторами.

При нормальній роздільній роботі двох секцій реле мінімальної напруги $KV1...KV4$ ввімкнуті, їх контакти в колах реле часу розімкнуті, пружинний привод заведений, його контакти SQA замкнуті.

При зникненні напруги, наприклад на шинах першої секції (І секція), спрацьовують реле $KV1$, $KV2$ і вмикається реле $KT1$, яке з витримкою часу через проміжне реле $KL1$ замикає коло вмикання секційного вимикача $Q3$ електромагнітом $YAC1$.

Після вмикання вимикача $Q3$ контакти $Q3.1$ розмикаються, вимикаючи електромагніт $YAC1$. При не заведеному приводі це коло буде також розімкнене контактами привода SQA . Вмикання секційного вимикача фіксує вказівне реле KH , контакти якого вмикають лампу в коло сигналізації.

При ввімкненні секційного вимикача $Q3$ відновлюється живлення споживачів першої секції, замикаються контакти $Q3.2$ і мотор-редуктор M заводить привод для наступних операцій. При повністю заведеній пружині контакти $SQ.2$ розмикаються і мотор-редуктор вмикається. Вмикання секційного вимикача $Q3$ може здійснюватись лише при вимкнутому вимикачі вводу І секції (у нашому випадку $Q1$), блокувальні контакти якого знаходяться в колі вмикання електромагніту $YAC1$.

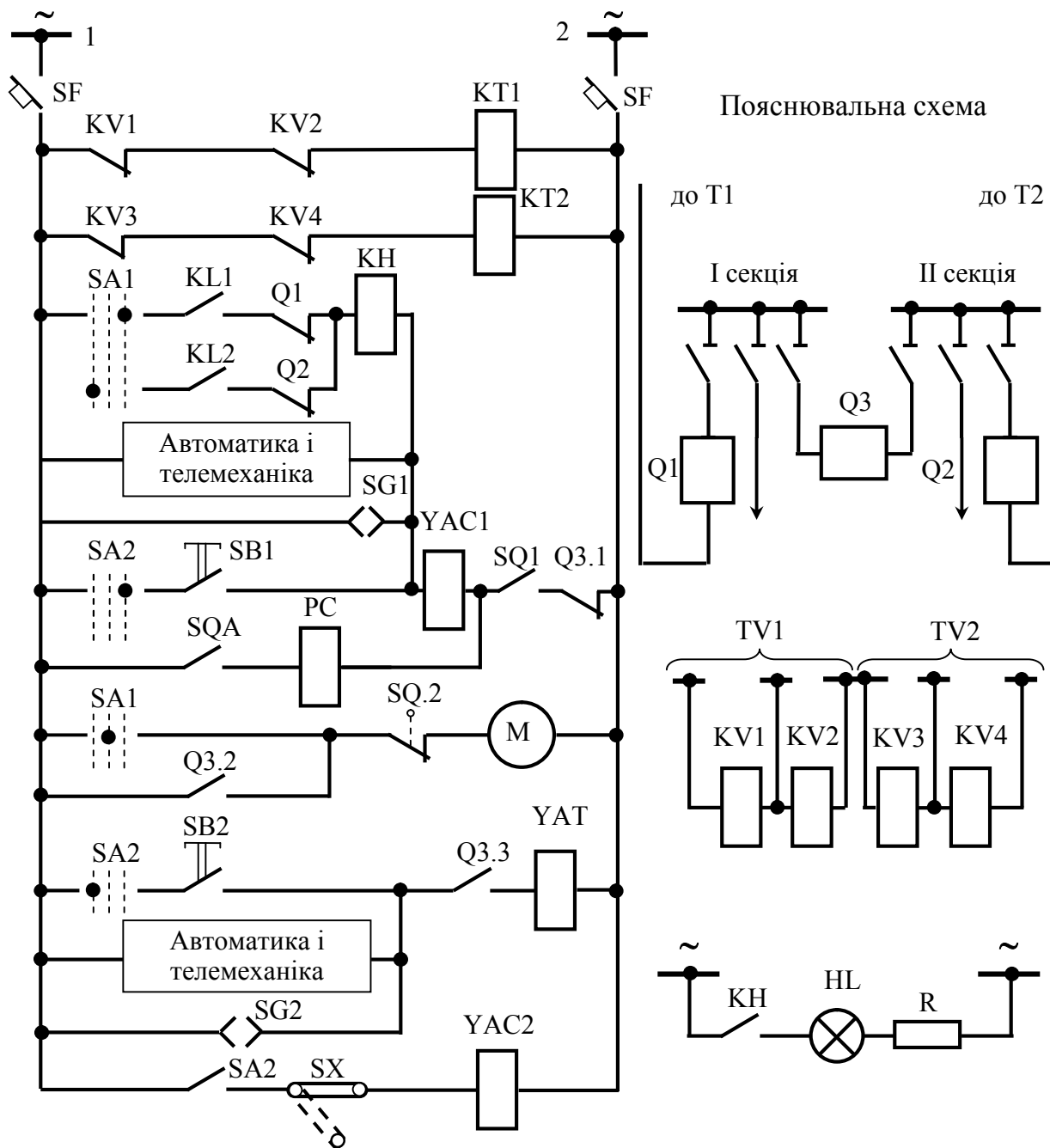


Рисунок 13.2 – Схема керування і автоматики секційного вимикача 10 кВ

Аналогічна дія буде при зникненні напруги на шинах другої секції (ІІ секція) при цьому спрацьовують реле $KV3$, $KV4$, $KT2$, $KL2$.

Вмикання секційного вимикача може здійснюватись також від пристрою автоматики і телемеханіки, від кнопки $SB1$, а також через штепсельну розетку $SG1$. Кількість вмикань секційного ви-

микача фіксує лічильник імпульсів PC , коло якого вмикається через блок-контакти аварійного вимикання SQA вводу.

Вимикання секційного вимикача $Q3$ здійснюють електромагнітом YAT від кнопки $SB2$ автоматики і телемеханіки або від штепсельної розетки $SG2$, імпульс на вимикання проходить лише при ввімкнутому вимикачі блокування здійснюється контактами $Q3.3$.

Якщо секційний вимикач вмикається на коротке замикання, то він вимикається від максимального струмового захисту через проміжне реле $KL3$ електромагнітом $YAC2$. Накладкою SX можна вивести захист з дії. Аналогічно діє АВР при зникненні напруги на шинах другої секції.

13.4 Автоматичне частотне розвантаження мережі

Потужність P_z , яку виробляють генератори в усталеному режимі, завжди дорівнює потужності P_n , яку споживають (з урахуванням втрат в окремих елементах електропередачі):

$$P_z = P_n. \quad (13.1)$$

Якщо рівність (13.1) порушується, то виникає дефіцит генерованої потужності при вимиканні окремих генераторів і збільшенні навантаження або надлишок її – при зменшенні навантаження. Небаланс потужності при цьому становить:

$$\Delta P = P_z - P_n \quad (13.2)$$

Під дією цього небалансу змінюється частота обертання всіх агрегатів енергосистеми: збільшується при $P_z > P_n$ і зменшується при $P_z < P_n$.

Дефіцит активної потужності можна ліквідувати, якщо є мобільний «гарячий» резерв (тобто в доаварійному режимі турбі-

ни генераторів завантажуються не повністю). Якщо такого резерву немає, то при дефіциті потужності агрегати енергосистеми почнуть загальмовуватись.

При зменшенні частоти обертання агрегатів знижується частота струму. Зі зменшенням останньої зменшиться продуктивність споживачів (для вентилятора, наприклад, вона пропорційна квадрату частоти, для насосів – кубу частоти струму); зменшується і їх потужність. Процес зниження частоти струму зупиниться тоді, коли при новому її значенні буде виправдовуватись рівність (13.1), тобто дефіцит потужності дорівнюватиме нулю.

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) при виникненні дефіциту активної потужності вимикає частину споживачів (зменшує потужність, що споживається) і тим самим запобігає зниженню частоти в енергосистемі до недопустимого рівня. При цьому електропостачання основних споживачів не порушується, і відновити електропостачання вимкнених споживачів можна достатньо швидко.

Вимикання споживачів пристроями АЧР виконується так, щоб не було навіть короточасного зниження частоти струму нижче 45 Гц, а час роботи з частотою нижче 47 Гц не перевищував би 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 50 с.

Сучасні пристрої АЧР повинні ліквідувати будь-яку аварію незалежно від дефіциту активної потужності, його територіального розповсюдження і характеру зміни. Потужність, що вимикається, повинна приблизно відповідати дефіциту, тобто пристрій АЧР повинен сам налаштовуватися на цю величину. Вимикання споживачів здійснюється кількома чергами. Здебільшого їх визначають з розрахунку на певну частоту.

Для частотного розвантаження використовують також пристрої АЧР, що реагують на швидкість зміни частоти струму з витримкою часу в залежності від частоти, з використанням обчислювальних машин, тощо.

Розглянемо схему АЧР із АПВ після поновлення частоти (ЧАПВ), яка наведена на рисунку 13.3, б.



383

При дії реле зниження частоти KF вмикається реле часу $KT1$, яке контактом $KT1$ вмикає проміжні реле $KL1$ і $KL2$. Від другого ступеня вмикається реле часу $KT2$. При спрацюванні першого ступеня (від реле KF) контактами $KL1.1$ замикається коло на вмикання реле $KL3$, яке через контакти $KL3.1$ блокує контакти $KL1.1$, а контактами $KL3.2$ підготовлюється коло пуску реле часу $KT2$. Контактми $KL1.3$ проміжне реле $KL1$ збільшує уставку реле частоти до рівня запуску схеми ЧАПВ (АПВ після роботи АЧР), а контактами $KL1.4$ вмикає коло на вимикання навантаження.

Після підвищення частоти струму до рівня уставки ЧАПВ реле частоти повертається, його уставка знижується до частоти уставки черги АЧР. Одночасно контактом $KL1.2$ запускається реле $KT2$ й імпульсним контактом $KT2.2$ діє на АПВ навантаження (реле $KL4$), а упорним контактом $KT2.3$ самотеблокується, і вся схема повертається у вихідне положення.

В практичних схемах у зв'язку з тривалою витримкою часу ЧАПВ і АЧР-2 (другої черги) використовують моторні реле часу, в тому числі й багатоконтактні, що дозволяє здійснювати на одному реле кілька черг АЧР-2 і ЧАПВ. Якщо після дії ЧАПВ частота струму знову зменшується, то необхідно передбачити заборону повторної дії ЧАПВ.

В схемах частотного розвантаження можуть бути використані електромеханічні реле ИВЧ-3, напівпровідникові типу РЧ-1, УРЧ-3М або мікропроцесорні типу БРЧН-100 та ін.

13.5 Схема керування віддільником і короткозамикачем

Крім розглянутих схем АПВ і АВР відхідних ліній і АВР трансформаторів, на підстанціях використовують спрощені схеми, без вимикачів з боку вищої напруги, а з короткозамикачами і віддільниками (рисунок 13.4). У таких схемах при короткому замиканні в трансформаторі, або на його виводах спрацьовує один

із релейних захистів трансформатора, вмикаючи коло живлення електромагніту вимикання.

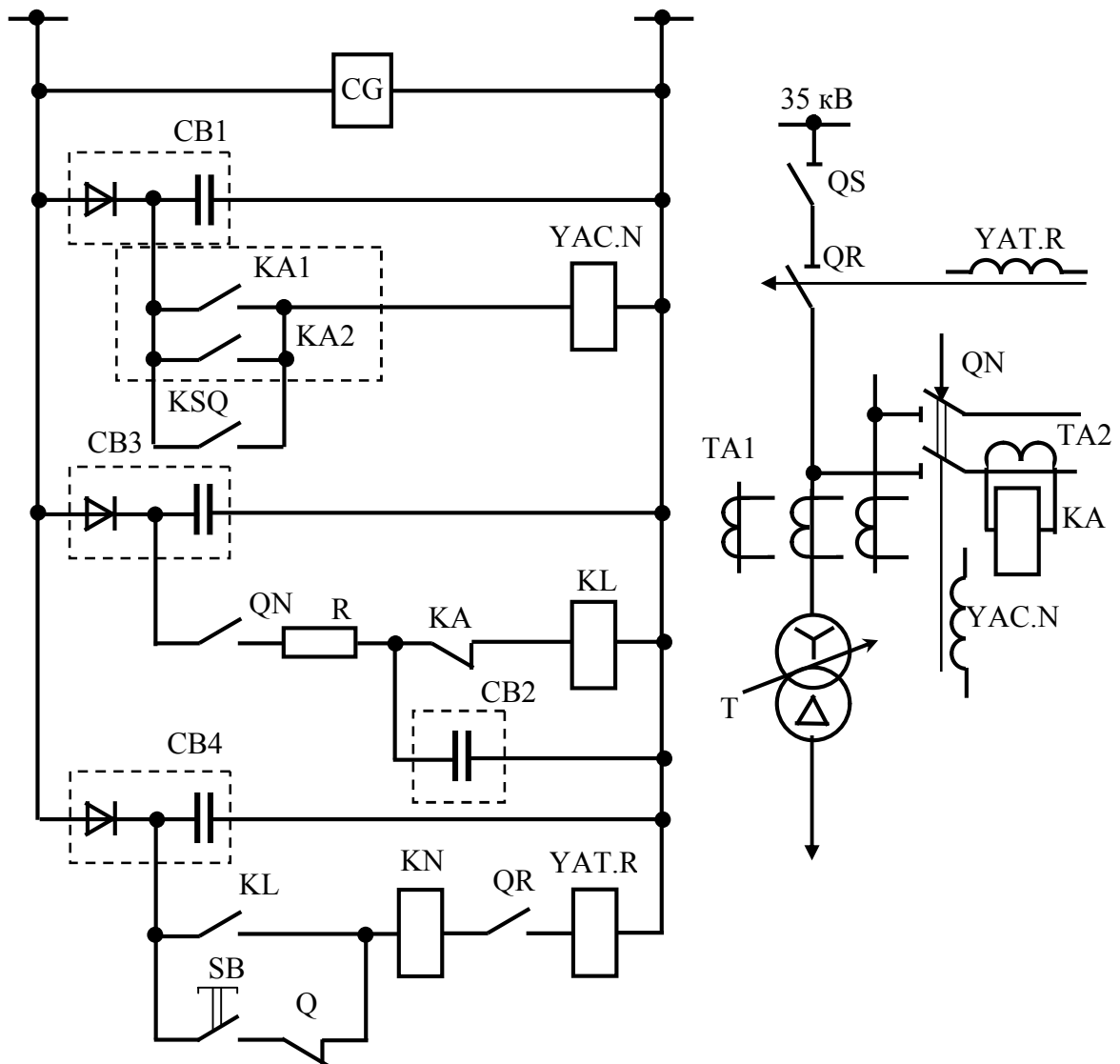


Рисунок 13.4 – Схема керування віддільником і короткозамикачем

Таким захистом може бути газове реле або максимальний струмовий захист типу МТЗ, який використовується для захисту ліній з одностороннім живленням і силових трансформаторів 35, 110 та 220 кВ на підстанціях без вимикачів на боці вищої напруги.

При дії релейного захисту трансформатора замикаються контакти реле *KA1* або *KA2*. Від батареї конденсаторів *CB1* спрацьовує електромагніт *YAC.N* приводу короткозамикача і короткозамикач *QN* спрацьовує (замикається). При цьому в мережі жив-

лення трансформатора створюється штучне коротке замикання, яке вимикається вимикачем, встановленим на початку лінії живлення (на підстанції попереднього ступеня напруги). Аналогічна дія короткозамикача буде при спрацюванні газового захисту трансформатора (контакт *KSQ*).

При замиканні *QN* від батареї конденсаторів *CB3* вмикається коло проміжного реле *KL*, контакти якого вмикають привод *YAT.R* на вмикання віддільника *QR* в безструмову паузу. Електромагніт *YAT.R* приводу віддільника живиться від батареї конденсаторів *CB4*. Щоб забезпечити вимикання віддільника у безструмову паузу, використовують реле *KA*, яке включається до вторинної обмотки трансформатора струму *TA2*. При проходженні струму к.з. контакт реле *KA* буде розімкнутим. Від блока живлення *CB3* заряджатиметься блок конденсаторів *CB2*. В безструмову паузу контакти *KA* замкнуться і від блоку конденсаторів *CB2* спрацює проміжне реле *KL*. Резистор *R* і конденсатори блоку *CB2* будуть створювати витримку часу до спрацювання реле *KL* і відпадання його контактів в кінці роботи реле.

Вимикання віддільника фіксує реле *KN*, а коло котушки електромагніта привода *YAT.R* розривається контактами віддільника при його вимиканні.

При повторному відновленні живлення (АПВ на живлячій підстанції) відновлюється живлення усіх інших споживачів мережі при надійному від'єднанні пошкодженого трансформатора.

13.6 Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ

Для підвищення надійності електропостачання в радіальних розімкнутих мережах можуть використовуватись роз'єднувальні пункти з використанням роз'єднувачів РЛНДА-1-10 для

ліній напругою 10 кВ і роз'єднувачів РНДЗ-35/1000 для ліній напругою 35 кВ. Автоматизація здійснюється при використанні пунктів секціонування з вимикачами ВС-10 і ВСП-10 (застарілі бакові вимикачі). Для автоматичного секціонування можна використовувати також пункти секціонування типу КРН-10У1 з масляним вимикачем ВМГ-10, або пункти секціонування на базі вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL-10 (реклоузери).

В замкнутих електричних мережах доцільно використовувати пункти АВР і секціонування. Вони забезпечують поділ мережі на окремі ділянки, автоматичне вимикання пошкодженої ділянки і автоматичний ввід резерву (АВР).

Для автоматизації електричних мереж використовують також закриті трансформаторні пункти (ЗТП). Така підстанція обладнана шафами робочого і резервного вводу і є прохідною підстанцією лінії з двостороннім живленням.

На рисунку 13.5 наведено схему використання ЗТП для секціонування лінії напругою 10 кВ.

Якщо на лінії живлення від підстанції А виникне коротке замикання, то від релейного захисту вимкнеться вимикач комірки резервного вводу підстанції. Його блок-контакти Q в колі електромагніту YAC замкнуться, замкнуться також і контакти аварійного вимикання SQA . У колі сигналізації загоряється лампа HL . У колі двократного АПВ через контакти SQA , імпульсний контакт пристрою (АПВ) в приводі і діод $VD1$ замкнеться коло реле KL . При спрацюванні останнього замкнуться контакти KL в колі електромагніту вмикання YAC через контакти $Q1$ і замкнуті блок-контакти SQ (пружина заведена). Вимикач $Q1$ ввімкнеться. Резистор $R1$ після замикання контакту KL зашунтує діод $VD2$ і конденсатор C зарядиться від шин керування. Мотор-редуктор M при замкнутих контактах SQ кінцевого вимикача буде заводити пружину привода. Якщо коротке замикання стійке, то від релейного захисту вимикач знову вимкнеться. Ділильний захист, що працює при відсутності напруги з боку 0,4 кВ, з витримкою часу замкне свої контакти в колі вимикача $Q2$, що знаходиться в комірці робочого вводу.

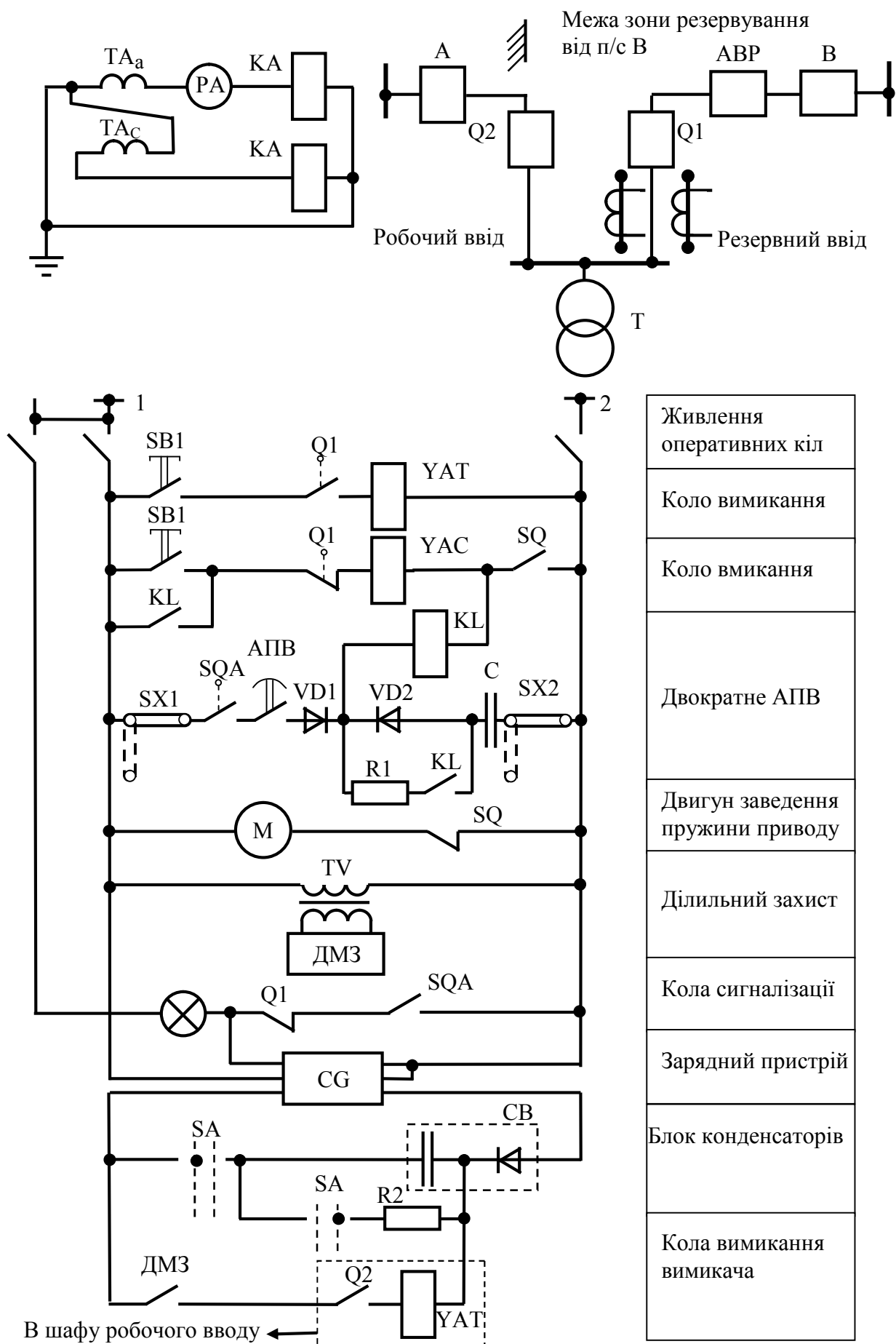


Рисунок 13.5 – Схема секціонування ПЛ 10 кВ із використанням ЗТП

Через контакти Q2 електромагніт вимикання *YAT*, що живиться від блока конденсаторів *CG* або від блока живлення, вимкне вимикач Q2, в результаті чого пошкоджена секція лінії з боку підстанції А буде відокремлена. Після заведення пружини привода контакти кінцевого вимикача *SQ* замкнуться, реле *KL* спрацює від зарядженого конденсатора *C*. Після замикання контактів *KL* здійснюється друге вмикання вимикача від електромагніту *YAC*.

Для ручного керування вимикачем *Q1* використовують кнопки *SB1* і *SB2*. Щоб АПВ не діяло при ручному вимиканні вимикача, накладки *SX1* і *SX2* знімають. Режим роботи кола живлення електромагніту вимикання вимикача Q2 задається пакетним вимикачем *SA* і резистором *R2*.

Схему використання ЗТП для здійснення одностороннього мережного АВР показано на рисунку 13.6, де зображено електричну схему вторинних з'єднань камери резервного вводу 10 кВ.

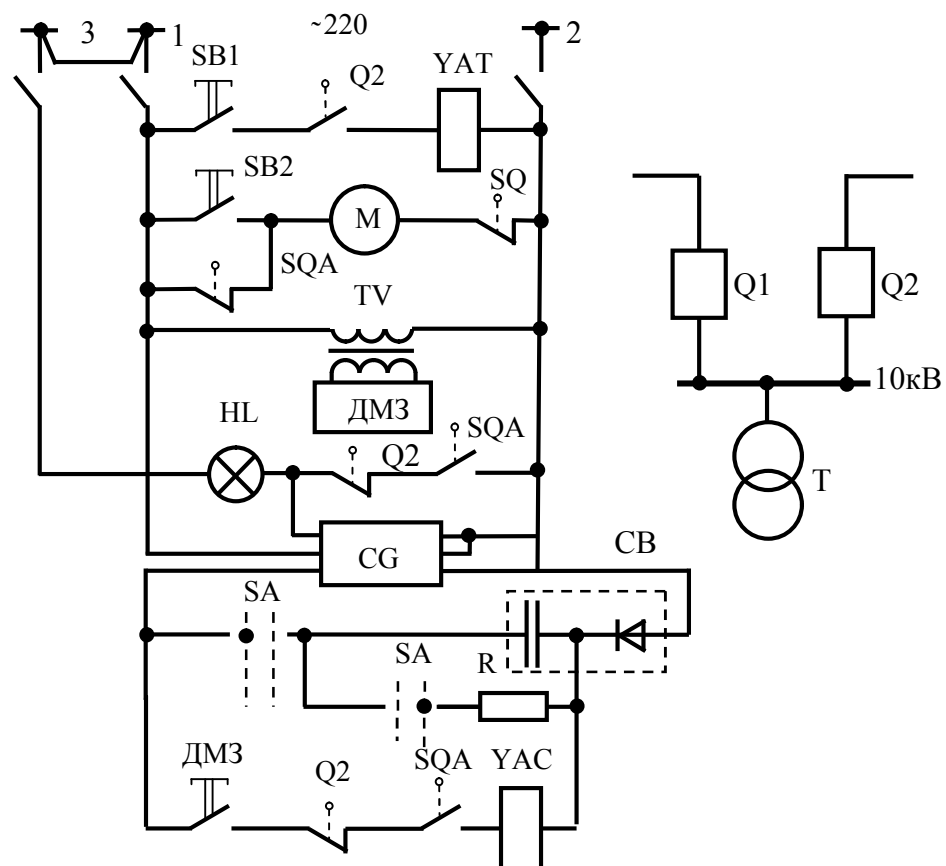


Рисунок 13.6 – Схема одностороннього АВР ПЛ 10 кВ із використанням ЗТП

При пошкодженні робочої лінії, від якої живиться підстанція через вимикач *Q1*, на шинах 0,4 кВ зникне напруга, ділительний захист ДМЗ-10 з витримкою часу, достатньою для відстроювання від АПВ лінії, вимкне вимикач робочого вводу, замкнуться імпульсні контакти ДМЗ для захисту і аварійні блок-контакти привода *SQA*. Електромагніт вмикання *YAC* вимикача резервного вводу спрацює від блока конденсаторів *CG*. Підстанція буде переведена на резервне живлення. Блок конденсаторів заряджається від блока живлення і конденсаторів *CG*.

Після вмикання вимикачем резерву вводу його блок-контакти в колі електромагніту *YAC* розмикаються і роз'єднують коло живлення. Пакетним вимикачем *SA* типу ППМ2-10/Н2 можна перевести живлення кола електромагніту *YAC* безпосередньо на блок *CG*, при цьому блок конденсаторів шунтується резистором *R* (3000 Ом) типу ПЭ-50. Сигналізація вмикання вимикача здійснюється сигнальною лампою *HL* від шини сигналізації 3 через блок-контакти вимикача *Q2* і замикаючі аварійні блок-контакти привода *SQA*. Розмикальні блок-контакти *SQA* в колі електродвигуна заводу пружини виключають повторні вмикання вимикача резервного вводу при вимиканні його від релейного захисту. Кнопки *SB1* і *SB2* призначені для ручного вимикання і вмикання вимикача вводу. Від кнопки *SB1* спрацьовує електромагніт вимкнення *YAT*, після вимкнення вимикача його коло розмикається блок-контактом *Q2*, а від кнопки *SB2* вмикається коло електродвигуна *M* заводу пружини, його коло розмикається кінцевим вимикачем *SQ*.

Закриті трансформаторні пункти можуть бути використані також для виконання двостороннього мережного резервування з використанням для робочого і резервного вводу 10 кВ шаф КСО-272.

Запитання для самоконтролю

1. Які переваги забезпечує автоматизація при експлуатації електричних мереж?
2. Що таке АПВ і як воно здійснюється?
3. Якими категоріями характеризується АПВ?
4. Які існують пристрої АПВ?
5. Що таке однократне та багатократне АПВ?
6. Що таке АВР і як воно здійснюється?
7. Чим відрізняється схема АВР односторонньої дії від схеми АВР двосторонньої дії?
8. Як здійснюється АВР секційного вимикача 10 кВ підстанції 35/10 кВ)?
9. Як здійснюється частотне розвантаження мережі?
10. Що таке секціонування електричної мережі і як воно здійснюється?
11. Які комутаційні апарати застосовують для секціонування мережі?
12. Як працює схема керування віддільником і короткозамикачем?

РОЗДІЛ 14

СІЛЬСЬКІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

14.1 Загальні відомості

Для економічної передачі електричної енергії на значні відстані від джерела до споживачів необхідно здійснювати її перетворення (підвищення або зниження напруги).

Електроустановка призначена для перетворення і розподілення електричної енергії називається трансформаторною підстанцією (ТП). Трансформаторна підстанція складається із трансформатора, розподільних пристроїв, пристроїв керування та ін.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів здебільшого здійснюється від районних трансформаторних підстанцій, які живляться від потужних енергетичних систем (рисунок 14.1). Найбільш поширені районні підстанції напругою 110/10, 110/35/10 та 35/10 (35/6) кВ.

У сільських районах використовують споживчі трансформаторні підстанції з трансформацією 35, 10(6)/0,4 кВ. Розподіл електричної енергії сільськогосподарським споживачам в основному здійснюється мережами напругою 10 кВ.

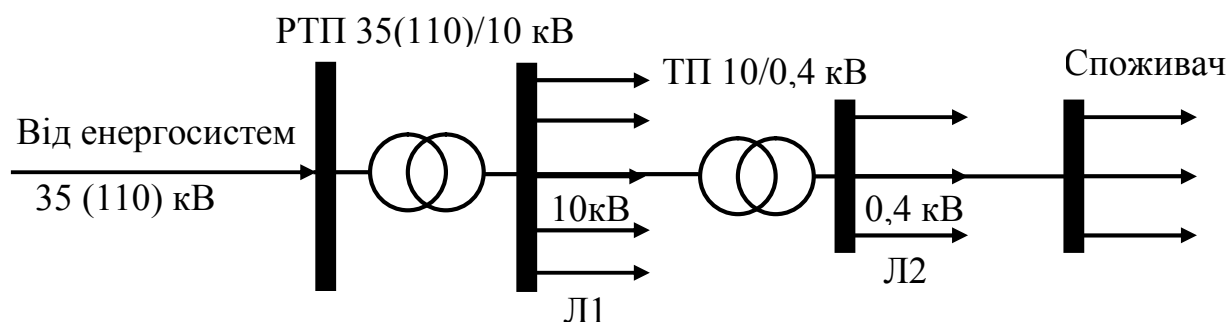
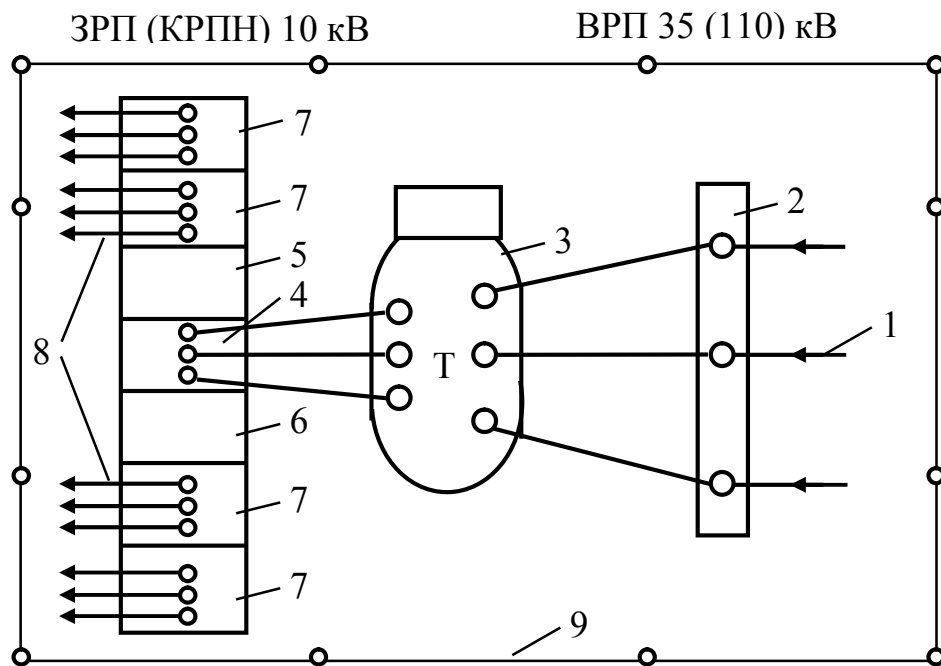


Рисунок 14.1 – Схема електропостачання сільських споживачів

На рисунку 14.1 наведено поширену на даний час схему електропостачання сільських споживачів від енергосистеми. Районна знижувальна трансформаторна підстанція (РТП) розміщується в

зоні споживання електроенергії і отримує живлення від енергосистеми лінією електропередачі напругою 35 (110) кВ. Від РТП енергія лініями напругою 10 кВ (Л1) передається до споживчих ТП 10/0,4 кВ, що розміщені безпосередньо біля споживачів. Від споживчих підстанцій електроенергія повітряними та кабельними лініями напругою 0,38/0,22 кВ (Л2) передається до споживачів.

Кожна трансформаторна підстанція має три основні вузли: розподільний пристрій вищої напруги, трансформатор та розподільний пристрій нижчої напруги (рисунок 14.2). На районних підстанціях частину 110 і 35 кВ виконують у вигляді відкритого розподільного пристрою, а частину 10 кВ – у вигляді закритого або комплектного розподільного пристрою для зовнішнього встановлення.



1 – лінія напругою 35 (110) кВ; 2 – відкритий розподільний пристрій 35 (110) кВ; 3 – силовий трансформатор 35 (110)/10 кВ; 4 – шафа вводу 10 кВ; 5 – шафа трансформатора напруги; 6 – шафа трансформатора власних потреб; 7 – шафи відхідних ліній 10 кВ; 8 – лінії напругою 10 кВ; 9 – огорожа підстанції.
Рисунок 14.2 – Схематичне зображення підстанції 35(110)/10(6) кВ

Розподільний пристрій – це конструктивне виконання прийнятої електричної схеми, тобто розміщення електричних апаратів усередині приміщення або на відкритому повітрі і з'єднання їх між собою неізолюваними шинами чи проводами.

До розподільних пристроїв висувають наступні вимоги: надійність; зручність монтажу і експлуатації; пожежна безпека; безпека обслуговування; економічність; простота розширення.

Розподільний пристрій нижчої напруги знижувальних підстанцій призначений для приймання електричної енергії від трансформатора й розподілу її між споживачами безпосередньо або через проміжні розподільні пункти.

В розподільних пристроях розміщені прилади й апарати для вмикання і вимикання окремих споживачів або їх груп, вимірювання струму, напруги, частоти і потужності, а також для обліку споживання електроенергії. В розподільних пристроях також сконцентрована апаратура захисту від пошкоджень на лініях.

Розподільні пристрої підстанцій діляться на **закриті**, що розміщуються всередині приміщень і захищені від безпосереднього впливу атмосферних умов та **відкриті**, які розміщують на відкритих площадках підстанції.

Конструкція розподільних пристроїв залежить від напруги лінії, а також від типу виводів, вимикачів та іншої апаратури, що в них розміщується.

Закриті розподільні пристрої (ЗРП) розділяють на два типи – для установок напругою до 1000 В і для установок напругою понад 1000 В.

В сільських мережах використовують як одно- так і двотрансформаторні підстанції напругою 110/35/10, 110/10, 35/10 (35/6) та 10/0,38 (6/0,38) кВ. Двотрансформаторні підстанції забезпечують більш надійне електропостачання споживачів.

Для споживачів I-ї категорії іноді використовують підстанції із глибоким вводом 35/0,38 кВ – пониження напруги з 35 на 0,38 кВ.

14.2 Схеми з'єднання трансформаторних підстанцій

Трансформаторні підстанції повинні задовольняти наступним вимогам: забезпечувати необхідну надійність електропостачання споживачів та транзиту потужності через підстанцію; за-

безпечувати можливість проведення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань; враховувати перспективу розвитку мереж; забезпечувати поетапний розвиток розподільних пунктів без значної реконструкції та перерв в електропостачанні споживачів.

За розташуванням в мережі вищої напруги сільські трансформаторні підстанції розділяють на: тупикові (в кінці лінії), відгалужувальні (приєднані до відгалужень лінії), прохідні (в розріз лінії) та вузлові (не менше 3-х ліній у вузлі) (рисунок 14.3).

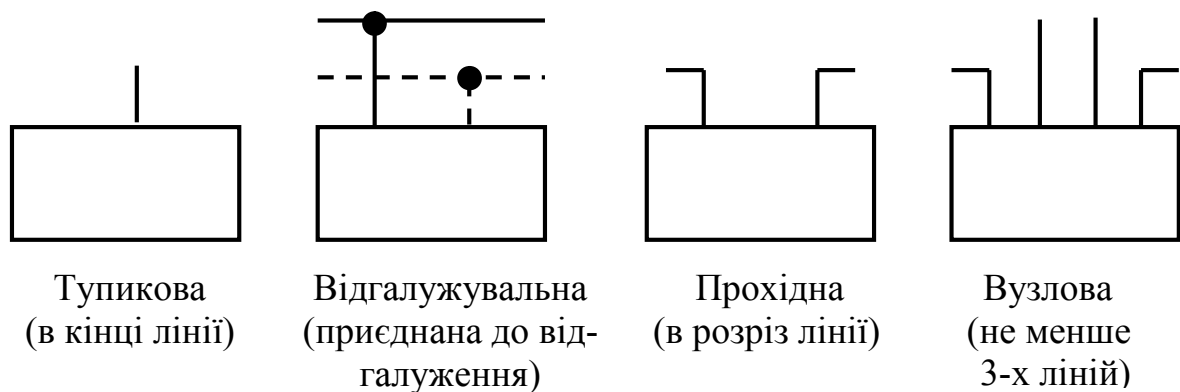


Рисунок 14.3 – Типи трансформаторних підстанцій

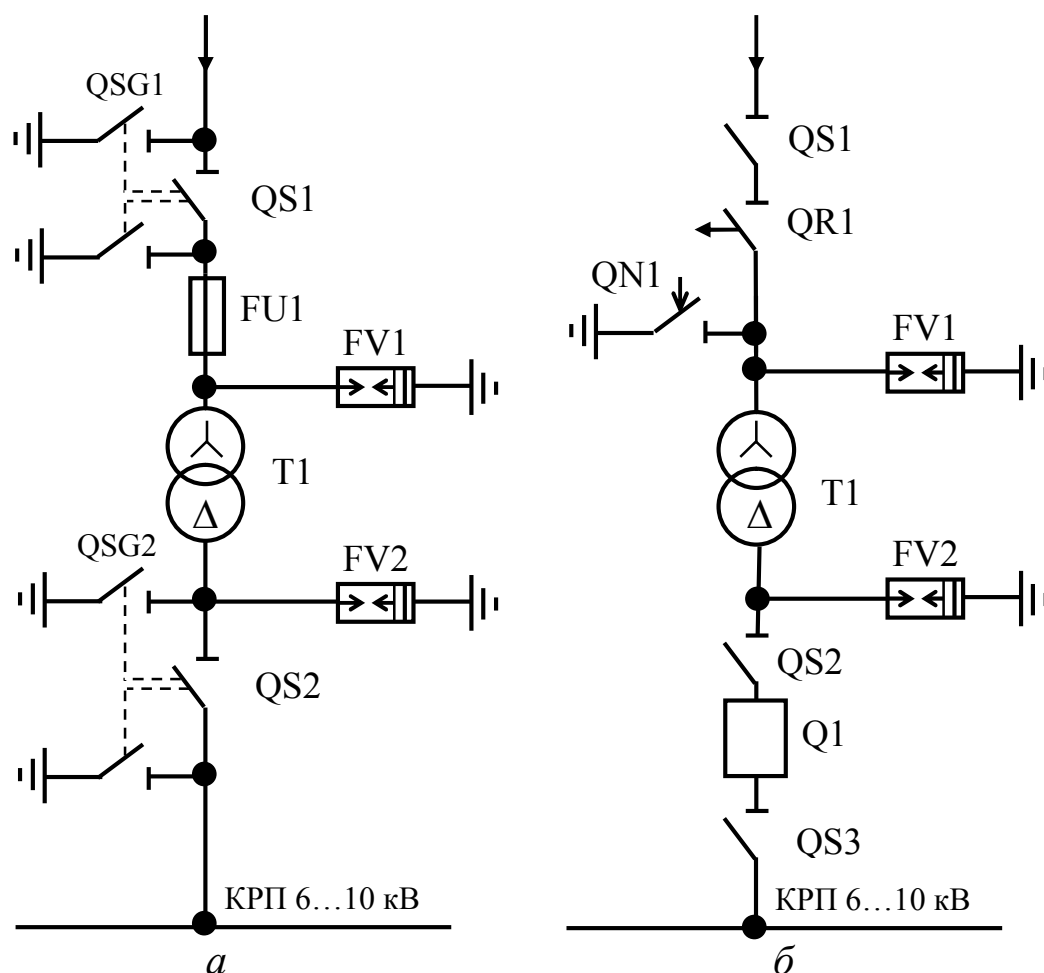
Прохідні та вузлові підстанції, через шини яких здійснюється перетікання потужності – називають **транзитними**.

В системі сільського електропостачання, частіше за все, використовують тупикові, відгалужувальні та прохідні підстанції. Вузлові підстанції досить рідко використовуються в системі сільського електропостачання.

В сільських мережах намагаються використовувати прості схеми підстанцій, які збільшують їх техніко-економічні показники (схеми з використанням короткозамикачів та віддільників в РП-35 кВ та особливо в РП-110 кВ).

У ВРП-35 кВ підстанцій з трансформаторами 630-1600 кВА іноді використовують схеми із роз'єднувачами та високовольтними запобіжниками.

Варіанти спрощених схем сільських трансформаторних підстанцій наведено на рисунку 14.4.



FU1 – високовольтний запобіжник; *T1* – силовий трансформатор; *FV1*, *FV2* – вентиляні розрядники; *QS1...QS3* – роз’єднувачі; *QSG1*, *QSG2* – роз’єднувачі, що заземлюють; *QN1* – короткозамикач; *QR1* – віддільник; *Q1* – високовольтний вимикач
a – із високовольтними запобіжниками; *б* – із віддільником

Рисунок 14.4 – Спрощені схеми ВРП-35(110) кВ

Проектування і будівництво сільських трансформаторних підстанцій напругою 35 (110)/10 кВ виконується у відповідності із типовими схемами первинних комутацій. Після вибору типової схеми підстанції для конкретного об’єкта необхідно уточнити наступне: тип і параметри силових трансформаторів, роз’єднувачів, вимикачів, число ліній, що відходять від підстанції, вимоги до релейного захисту, необхідність високочастотного зв’язку та ін.

На сучасних сільських трансформаторних підстанціях напругою 35(110)/10 кВ рекомендується зі сторони вищої напруги застосовувати високовольтні вимикачі (рисунк 14.5).

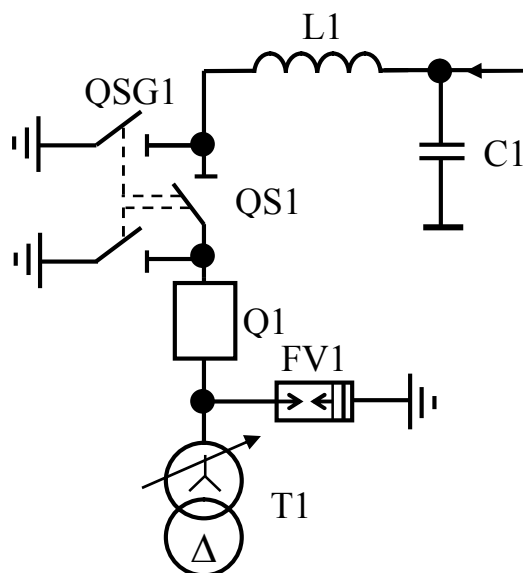
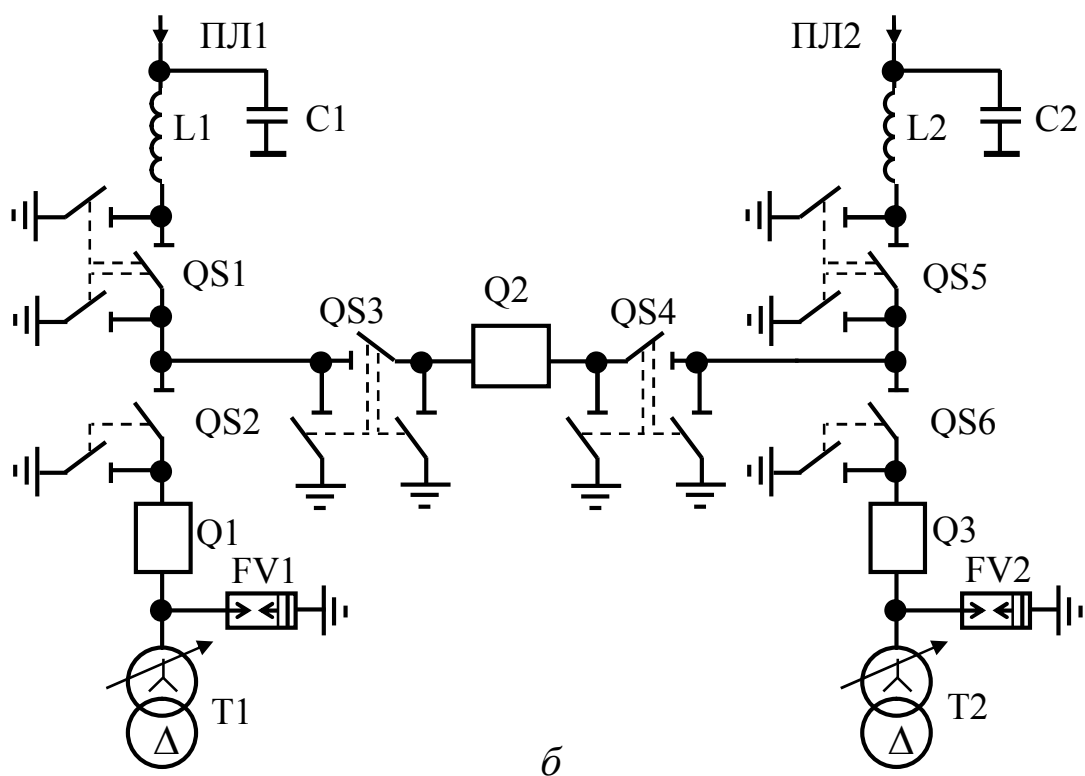
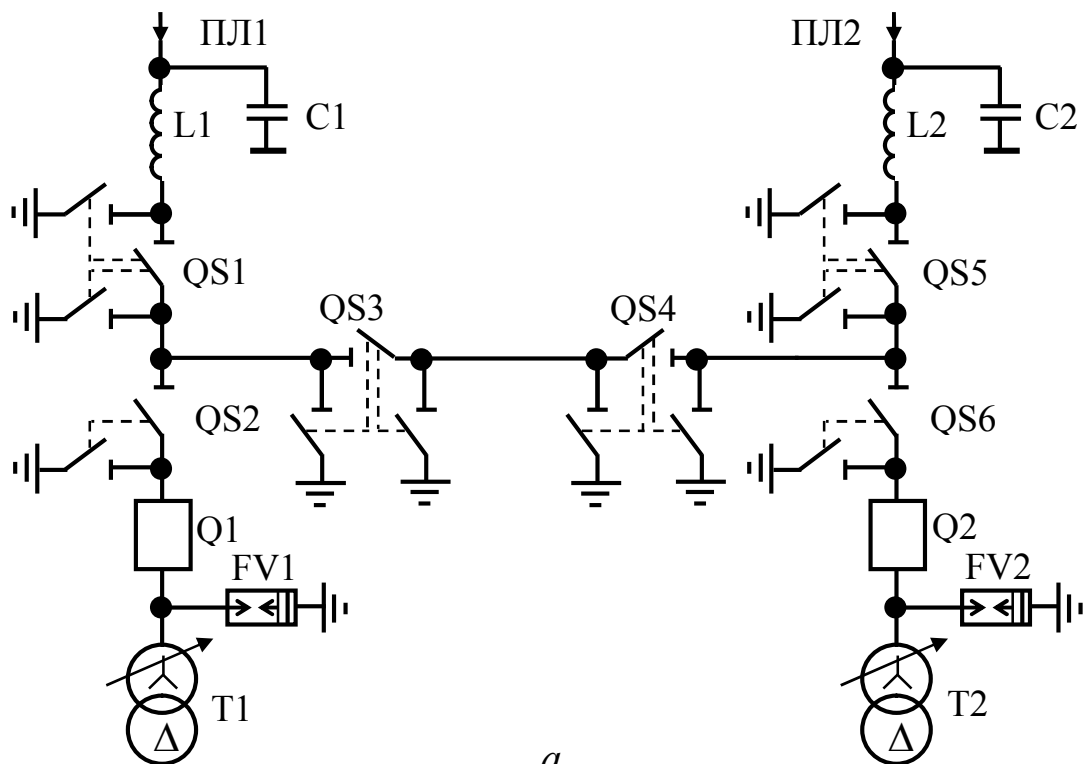


Рисунок 14.5 – Схема головних кіл одотрансформаторної РТП 35/10 кВ з високовольтними вимикачами

Такі схеми мають більш високу вартість в порівнянні зі схемами із запобіжниками або віддільником, але вони забезпечують більшу надійність та більш гнучкі в експлуатації (допускається відключення та включення навантаженого трансформатора, а також його відключення при пошкодженнях без додаткового спрацювання головного вимикача живильної лінії).

Для підвищення надійності електропостачання споживачів в сільських районах застосовують двотрансформаторні підстанції. Схеми головних кіл РП 35 кВ двотрансформаторних підстанцій наведено на рисунку 14.6.

Схема на рисунку 14.6, а представляє собою два блоки «лінія-трансформатор» із неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній живлення. При одній лінії та двох силових трансформаторах роз'єднувачі в перемичці та лініях можна не встановлювати. Таку схему використовують у випадку коли підстанція 35/10 кВ приєднується до паралельних ліній на відгалуженнях або вона є кінцевою (тупиковою). Ремонтна перемичка із роз'єднувачів (рисунок 14.6) забезпечує можливість приєднання обох трансформаторів до однієї лінії при ремонті другої.



а – із неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній 35 кВ; *б* – місток із вимикачами в перемичці та в колах трансформаторів

Рисунок 14.6 – Схема головних кіл РП 35 кВ

Місток із вимикачами в перемичці та в колах трансформаторів (рисунок 14.6, *б*) дозволяє виконувати секціонування лінії,

що живить підстанцію. При такій схемі трансформатори приєднані до лінії із двох сторін секційного вимикача Q2. При цьому, якщо із однієї чи іншої сторони підстанції пошкоджується лінія, відключається вона або її пошкоджена ділянка разом із трансформатором. Але трансформатор може бути швидко підключеним до напруги після відключення на підстанції роз'єднувачів пошкодженої ділянки та повторного вмикання секційного вимикача Q2.

Мостикові схеми (рисунк 14.6, б) із вимикачем у перемичці застосовуються при двосторонньому живленні підстанції або при транзиті потужності через підстанцію напругою 35 (110) кВ.

Для забезпечення сільських споживачів застосовують комплектні трансформаторні підстанції КТП-10/0,4. На рисунку 14.7 наведено схему первинних комутацій споживчої КТП 10 (6)/0,4 кВ.

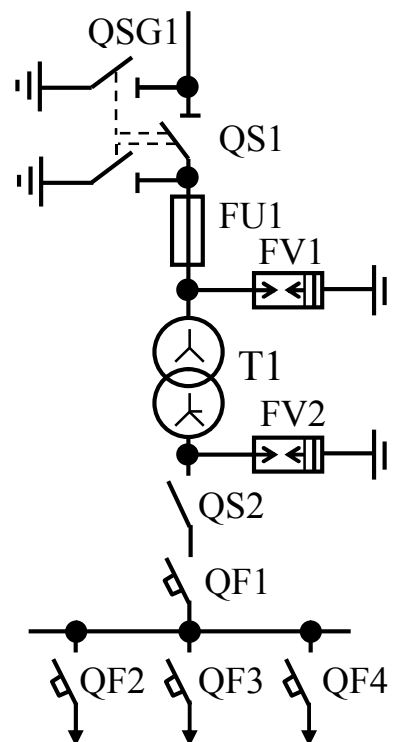


Рисунок 14.7 – Схема головних кіл споживчої ТП 10(6)/0,4 кВ

Комплектні трансформаторі підстанції тупикового типу із одним трансформатором широко використовуються для електропостачання сільськогосподарських споживачів. Роз'єднувач QS1, як правило, встановлюється на кінцевій опорі лінії 10 кВ, а запобіжники FU1 – в шафі вводу КТП. Замість роз'єднувача QS1, при певному обґрунтуванні, може застосовуватися вимикач навантаження.

Для забезпечення заданої надійності електропостачання споживачів можуть використовуватися двотрансформаторні КТП 10/0,4 кВ із можливістю ручного резервування та закриті двотрансформаторні підстанції 10/0,4 кВ із автоматичним введенням резерву.

Принципова електрична схема КТП 10/0,4 кВ потужністю 25...160 кВА наведена на рисунку 14.8.

Розподільний пристрій 10 кВ складається із роз'єднувача із заземлюючими ножами *QSG1*, що встановлюється на кінцевій опорі ПЛ 10 кВ, вентильних розрядників або обмежувачів перенапруги *FV1...FV3* для захисту обладнання від атмосферної та комутаційної перенапруги зі сторони 10 кВ та запобіжників *FU1...FU3*, що забезпечують захист трансформатора від міжфазних коротких замикань. Запобіжники, через прохідні ізолятори з'єднані із виводами силового трансформатора.

Інша апаратура підстанції розміщується у РП 0,4 кВ. На вводі РП 0,4 кВ встановлюється рубильник *QS2*, розрядники *FV4...FV6* для захисту обладнання від перенапруги на стороні 0,4 кВ, трансформатори струму *TA1...TA3*, що живлять лічильник активної енергії *PI*, та трансформатори *TA4*, *TA5*, до яких під'єднане теплове реле *KK* для захисту трансформатора від перевантаження. Вмикання, вимикання та захист ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції від струмів к.з. та перевантаження здійснюється вимикачами *QF1...QF3* із комбінованими розчіплювачами. Для захисту ліній 0,38 кВ від однофазних к.з. в нульових проводах ПЛ1...ПЛ3 встановлені струмові реле *KA*, які при спрацюванні замикають коло незалежного розчіплювача вимикачів *QF1...QF3*. Лінія вуличного освітлення від струмів к.з. захищається запобіжниками *FU4...FU6*.

При перевантаженні трансформатора *T* контакти теплового реле *KK*, що в нормальному режимі шунтують обмотку проміжного реле *KL*, розмикаються і подають на обмотку реле *KL* через резистори *R4* та *R5* напругу. Внаслідок спрацювання реле *KL* відключаються лінії №1 та №3 і виводиться із роботи резистор *R4*, збільшуючи опір у колі обмотки реле *KL*.

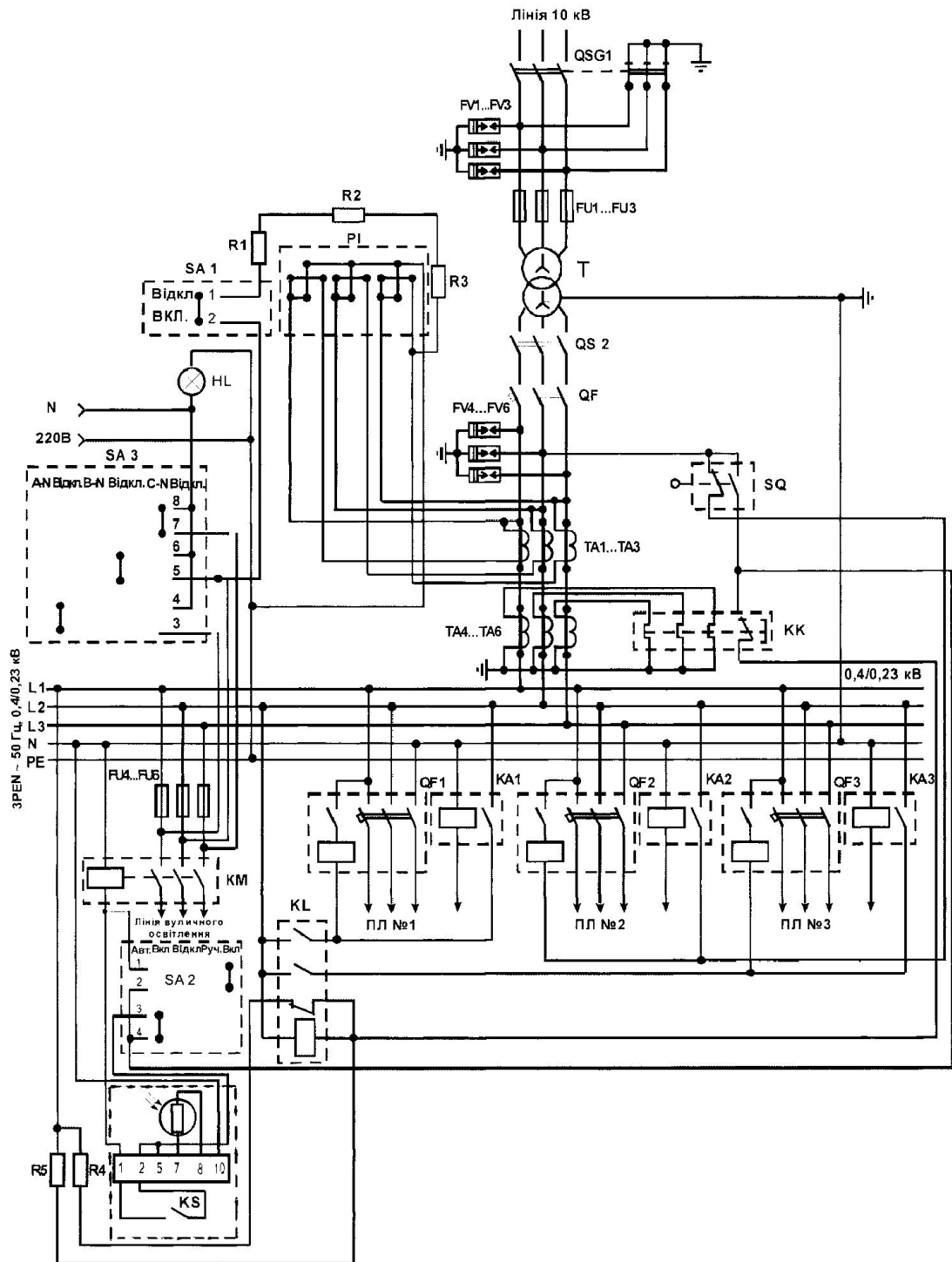


Рисунок 14.8 – Схема електрична принципова КТП 10/0,4 кВ потужністю 25...160 кВА

ПЛ №2 та лінія вуличного освітлення захистом від перевантаження трансформатора не відключаються.

Автоматичне керування вуличним освітленням здійснюється за допомогою фотореле *KS*, а для ручного керування використовують перемикач *SA2*. Перемикач *SA2* та фотореле *KS* керують лінією за допомогою магнітного пускача *KM1*.

Для підтримання заданої температури біля лічильника *PI* встановлені резистори *RI ... R3*, що вмикаються перемикачем *SA1*.

Для контролю напруги та для освітлення РП 0,4 кВ призначена лампа *EL*, що підключається перемикачем *SA3*. Рівень напруги контролюють переносним вольтметром, який підключають до штепсельної розетки *X*. Перемикач *SA3* дозволяє контролювати напругу у фазах.

З метою попередження відключення рубильника *QS2* під навантаженням передбачене блокування, яке працює наступним чином. При відкриванні панелі РП 0,4 кВ, нормально розімкнуті контакти блокування *SQ*, що шунтують обмотку реле *KL*, розмикаються, реле *KL* спрацьовує і своїми контактами відключає вимикачі ліній ПЛН№1 а ПЛН№2. Одночасно із цим зникає напруга із обмотки магнітного пускача *KM* і відключається лінія вуличного освітлення. Нормально замкнуті контакти *SQ* при цьому розмикаються і відключають автоматичний вимикач лінії ПЛН№2.

Запитання для самоконтролю

1. Які схеми електропостачання використовуються для сільськогосподарських районів?
2. З яких основних частин складається підстанція?
3. Що називається розподільчим пристроєм підстанції?
4. Яка різниця між районними і споживчими підстанціями?
5. Що називається комплектним розподільчим пристроєм?
6. Що називається комплектною трансформаторною підстанцією?
7. Які ви знаєте схеми з'єднань головних кіл підстанцій?
8. Як захищається обладнання підстанції від перенапруги?
9. Як захищається трансформатор ТП 10/0,4 кВ від перевантаження?
10. Які блокування передбачено на ТП 10/0,4 кВ і як вони працюють?

РОЗДІЛ 15

ЗАЗЕМЛЕННЯ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

15.1 Основні терміни

Провідна частина – будь-яка частина, що має властивість проводити електричний струм.

Струмоведуча частина – провідник або провідна частина, які знаходяться в процесі їх нормальної роботи під напругою, включаючи і нейтральний провідник.

Прямий дотик – електричний контакт людей або тварин із струмоведучими частинами, що знаходяться під напругою, або наближення до них на небезпечну відстань.

Непрямий дотик – електричний контакт людей або тварин із відкритою провідною частиною, що виявилася під напругою в результаті пошкодження ізоляції.

Заземлювач - провідна частина (провідник) або сукупність металевих з'єднаних між собою провідників, що стикаються із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище.

Природний заземлювач – електропровідні частини комунікацій, будівель та споруд виробничого або іншого призначення, що стикаються із землею та використовуються для заземлення.

Штучний заземлювач – заземлювач, що спеціально виконується із метою заземлення.

Заземлювальний провідник – провідник, що з'єднує певні частини електроустановки із заземлювачем.

Заземлювальний пристрій – сукупність електрично зв'язаних між собою заземлювача та заземлювальних провідників, включаючи і елементи їх з'єднання.

Заземлення будь-якої частини електроустановки чи іншої установки – навмисне електричне з'єднання цієї частини з заземлювальним пристроєм.

Замикання на землю – випадкове з'єднання частин електроустановки, що знаходяться під напругою, з конструктивними частинами, не ізольованими від землі, чи безпосередньо з землею.

Замикання на корпус – випадкове з'єднання частин електроустановки що знаходяться під напругою, з їх конструктивними частинами, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою.

Занулення в електроустановках напругою до 1000 В – це навмисне з'єднання частин електроустановки, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою, з глухо заземленою нейтраллю генератора чи трансформатора в мережах трифазного струму, глухо заземленим виводом джерела однофазного струму.

Захисне заземлення – заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки.

Робоче заземлення – заземлення якої-небудь точки струмонесучих частин електроустановки, яке необхідне для забезпечення роботи електроустановки.

Нульовий захисний провідник в електроустановках до 1000 В – провідник, що з'єднує занулені частини з глухозаземленою нейтраллю чи глухозаземленими виводами джерел однофазного чи постійного струму.

Нульовий робочий провідник в електроустановках до 1000 В – провідник, який використовується для живлення електроприймачів, з'єднаних з глухозаземленою нейтраллю або із глухозаземленими виводами джерел однофазного чи постійного струму. У вказаних електроустановках нульовий робочий провідник може виконувати функції нульового захисного провідника.

Напруга на заземлювальному пристрої – напруга, що виникає при стіканні струму із заземлювача в землю між точкою вводу струму до заземлювального пристрою та зоною нульового потенціалу.

Струм замикання на землю – струм, що стікає в землю через місце замикання.

Опір заземлювального пристрою (заземлювача) – відношення напруги на заземлювальному пристрої до струму, що стікає із заземлювача в землю.

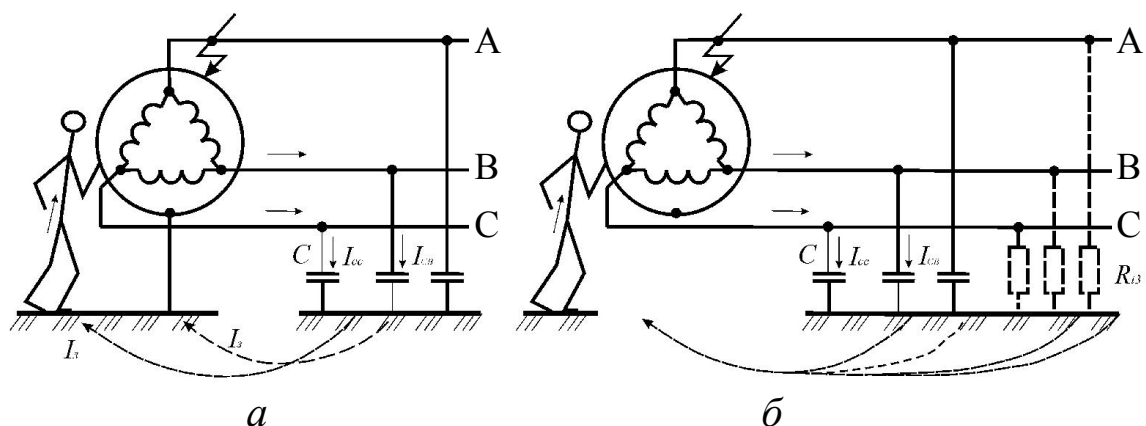
Напруга дотику – напруга, що виникає на тілі людини або тварини у випадку одночасного дотику до двох струмоведучих частин.

Крокова напруга – напруга між двома точками на поверхні землі, що розташовані на відстані 1 м одна від одної, що відповідає довжині великого кроку людини.

15.2 Призначення заземлювальних пристроїв

Внаслідок появи на ізоляторах або між обмоткою й корпусом вологи й пилу на корпусах генераторів, трансформаторів, електричних машин, апаратів і приладів може виникнути напруга. Більшість з таких замикань з часом проходить безслідно. Наприклад, при роботі електродвигуна волога випаровується й ізоляція відновлюється. Іноді потенціал, що виникає на корпусі, може зберігатися тривалий час. Так, стійким буде потенціал на корпусі машини при порушенні ізоляції однієї з фаз. У цьому випадку він становить велику небезпеку для обслуговуючого персоналу. Дотикання до такого корпусу може призвести до смертельного ураження людини.

Внаслідок ємнісного зв'язку з землею людина вмикається в коло (рисунок 15.1): замкнута на корпус фаза – тіло людини – земля – ємність між землею та іншими фазами і опір їх ізоляції.



а – заземленого; *б* – незаземленого

Рисунок 15.1 – Розподіл струму при дотиканні людини до корпусу електроустановки

Ураження буде смертельним, якщо через тіло людини проходить струм більший за 0,05 А. Цей струм визначається напругою електричного кола і його загальним опором (опір тіла людини залежно від вологості шкіри, стану нервової системи та деяких інших факторів коливається від 800 до 100 000 Ом).

Розглянемо для прикладу електростанцію електростригального агрегату. Обмотки генератора з'єднані в трикутник. Мережа електростригального агрегату виконується шланговим проводом і має великий ємнісний зв'язок із землею.

При заземленому корпусі електричної установки (рисунки 15.1, а) струм розділяється на два паралельні кола: через опір заземлення I_z і через тіло людини $I_{\text{л}}$. Внаслідок різкого зменшення опору цих двох паралельних кіл порівняно з опором тіла людини (рисунки 15.1, б) відбудеться перерозподіл спаду напруги між цими колами і ємнісним опором зв'язку з землею, що значно зменшить струм через тіло людини. Через тіло людини проходить струм у стільки разів менший від струму через заземлення, у скільки опір заземлення менший від опору тіла людини. Таке заземлення називається захисним, воно зменшує потенціал на корпусах установок та інших металевих неструмопровідних частинах до безпечного значення.

Заземлення нульової точки генератора, трансформатора, розрядників та інші заземлення, передбачені схемою роботи електроустановки в нормальному режимі, називають робочими.

15.3 Розподіл потенціалу і розтікання струму в землі від заземлювача

Заземлюючий пристрій складається із заземлювачів (металевого стержня, проводу, штаби тощо) і заземлюючих провідників. Заземлювач безпосередньо контактує із ґрунтом, а заземлюючі провідники з'єднують із заземлювачами ті елементи електричних установок, що заземлюються. Найчастіше використовують

контур заземлення, який складається з кількох заземлювачів, з'єднаних між собою штабою (смугою) або проводом.

Основною характеристикою контуру заземлювання є *опір розтіканню струму* r_3 , який визначається опором ґрунту в об'ємі між заземлювачем і поверхнею нульового потенціалу:

$$r_3 = \frac{U_3}{I_3}, \quad (15.1)$$

де U_3 – напруга на заземлювачі відносно землі з нульовим потенціалом при проходженні струму розтікання I_3 .

Знехтувавши опором заземлювача, можна вважати, що повний опір контуру заземлення дорівнює опору розтіканню струму.

Розглянемо характеристику заземлення на прикладі розтікання струму в землі від одного заземлювача (рисунк 15.2). Якщо через заземлення проходить струм, то між будь-якими двома точками, взятими в радіальному напрямку від заземлювача, він створює спад напруги $U=IR$, де R – опір ділянки між взятими точками.

Якщо провідність землі в усіх напрямках однакова, то й струм розтікання в усі боки від заземлювача буде однаковим. Густина струму в землі при віддаленні від заземлювача зменшується, оскільки сферичні поверхні, по яких проходить струм, весь час збільшуються. Відповідно й потенціали відповідних точок на поверхні землі також зменшуються. Найвищий потенціал спостерігається в точці, що відповідає заземлювачу. З віддаленням від нього потенціал різко зменшується і на відстані 20 м практично

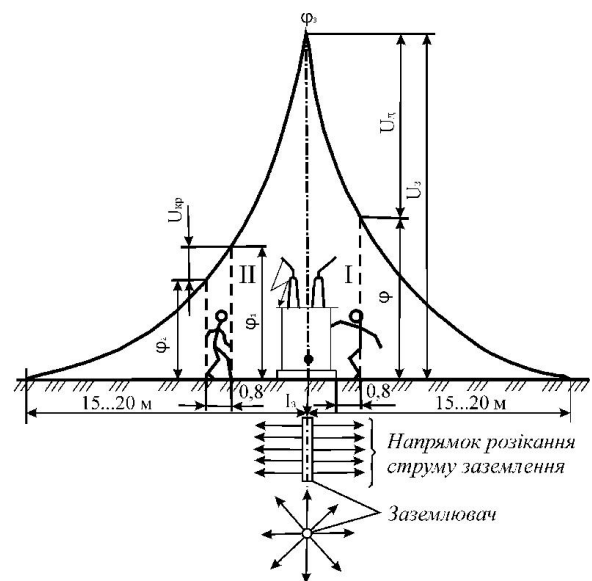


Рисунок 15. 2 – Розтікання струму в землі від заземлювача

дорівнює нулю. Якщо людина, що стоїть на землі, перебуває під потенціалом φ (I), то, дотикаючись рукою до елементів електроустановки з потенціалом φ_3 , вона потрапить під напругу, яка дорівнює різниці цих потенціалів. Ця напруга називається напругою дотику (U_d). При наближенні до заземленого елемента обладнання, що перебуває під напругою, ноги людини будуть перебувати під різними потенціалами φ_1 і φ_2 (II). Різниця цих потенціалів називається кроковою напругою ($U_{кр}$). Вона буде тим більшою, чим ближче до заземлення знаходиться людина і чим більший її крок. Вважають, що в середньому крок дорівнює 0,8...1 м. Таку ж відстань беруть і при визначенні напруги дотику.

15.4 Вимоги до заземлювальних пристроїв

При дотику людини до струмопровідних частин електроустановки, які знаходяться під напругою, а також до металевих частин, які опиняються під напругою в результаті пошкодження ізоляції, може бути ураження людини електричним струмом у вигляді електричного удару або електричної травми (опік та ін.). В результаті електричного удару у людини можуть настати судоми, втрата свідомості, зупинитися дихання і кровообіг. При напрузі 12 В і більше може настати смерть.

Щоб виключити випадковий дотик людини до голих струмопроводів, необхідно встановити огорожу або розміщувати струмопроводи на певній безпечній висоті. Крім цього, в електричних установках безпека людей забезпечується спорудженням заземлення або занулення, які повинні задовольняти вимогам, що впливають з режиму роботи електромережі і захисту від перенапруги.

В мережах із глухим заземленням нейтралі здійснюють занулення, а в мережах з ізольованою нейтраллю – заземлення. В чотирипровідних мережах трифазного струму використовують глухе заземлення нейтралі.

Заземлювальні пристрої необхідно виконувати за нормами на напругу дотику або за нормами на їх опір у відповідності з ГОСТ 12.1.030-81 та ДБН В.2.5-27-2006.

- В електроустановках із глухозаземленою нейтраллю напругою понад 1000 В (від 110 до 750 кВ) заземлювальний пристрій повинен мати опір не більше 0,5 Ом.

- При використанні заземлювального пристрою лише для електроустановок напругою вище 1000 В з ізольованою нейтраллю, а також у випадку використання його одночасно для електроустановок напругою до 1000 В, в яких N-, PEN- (PE-) провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою, опір заземлювального пристрою (Ом) визначають із нерівності:

$$R_z \leq \frac{250}{I_z}. \quad (15.2)$$

де I_z – розрахунковий струм замикання на землю.

Але опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати **10 Ом**.

За розрахунковий струм замикання на землю I_z беруть найбільший можливий струм через заземлення. В установках з незаземленою нейтраллю беруть ємнісний струм однофазного замикання на землю.

Згідно із виразом (8.46) для повітряних ліній:

$$I_z \cong \frac{U_n \cdot l_{ПЛ}}{350}.$$

- При використанні заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою вище 1000 В із ізольованою нейтраллю та до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю, в яких N-, PEN- (PE-) провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою, а захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1000 В з ізольованою нейтраллю діє на сигнал тоді:

$$R_z \leq \frac{67}{I_z}. \quad (15.3)$$

У цьому випадку також необхідно виконувати вимоги, що висуваються до заземлення електроустановок напругою до 1000 В.

- В електричних установках напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю опір пристрою заземлення не повинен перевищувати **4 Ом** при сумарній потужності генераторів або трансформаторів більше 100 кВА і не перевищувати **10 Ом** при сумарній потужності 100 кВА і менше.

- В мережах із глухозаземленою нейтраллю напругою до 1000 В опір заземлювальних пристроїв, до яких приєднано нейтралі генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати: **2 Ом** в установках напругою 660/380 В, **4 Ом** для електроустановок напругою 380/220 В та **8 Ом** для електроустановок напругою 220/127 В.

Цей опір необхідно забезпечити з урахуванням природних заземлювачів, а також повторних заземлень нульового проводу повітряних ліній напругою до 1000 В при кількості відхідних ліній не менше двох. При цьому опір заземлювача, до якого приєднують нейтраль генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати: **15 Ом** для електроустановок напругою 660/380 В, **30 Ом** для електроустановок напругою 380/220 В та **60 Ом** для електроустановок напругою 220/127 В, якщо не вимагається меншого опору за умовами грозозахисту.

В кінці лінії напругою 380/220 В та на вводі в електроустановку або в приміщення рекомендується виконувати повторне заземлення PEN- (PE-) провідника. При цьому опір повторних заземлювачів не повинен перевищувати **30 Ом**. Повторні заземлення виконуються лише у тому випадку, якщо на повітряній лінії відсутні заземлювачі, що призначені для захисту від атмосферної перенапруги або їх кількість недостатня для отримання нормованого опору заземлювачів лінії.

Загальний опір усіх заземлювачів, що приєднані до PEN-провідника кожної лінії, у тому числі і природних заземлювачів,

не повинен перевищувати **5, 10 та 20 Ом** відповідно для лінійної напруги 660, 380 та 220 В трифазного струму.

Якщо питомий опір землі $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, то допускається збільшення опорів заземлювальних пристроїв в $\rho/100$ разів, але не більше ніж в десять разів.

Для електроустановок напругою понад та до 1000 В з ізолюваною нейтраллю при питомому опорі землі $\rho > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ допускається збільшення опору заземлення в $0,002\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів.

15.5 Конструктивне виконання і розрахунок заземлювачів

При розрахунку заземлення визначають опір розтіканню струму, вибирають тип заземлювача, схему контуру заземлення, його конструктивне виконання. Напругу на заземлювачі відносно землі для різних систем електропостачання вибирають різну.

Заземлювачі бувають штучні і природні. Штучними заземлювачами можуть бути вертикально забиті в землю стержні з кутової сталі товщиною полицки не менше 4 мм і завдовжки 2,5...3 м або сталі стержні круглого перерізу діаметром не менше 16 мм. Для з'єднання вертикальних заземлювачів використовують горизонтально прокладені круглі (діаметром не менше 10 мм) чи прямокутні (перерізом не менше 100 мм^2) сталі штаби. Використання сталі труб не рекомендується.

Заземлювачі, залежно від плану електроустановки і їх кількості, розміщують в ряд або по контуру. Їх забивають у ґрунт так, щоб верхній кінець був на 0,5...1,5 м нижче від поверхні землі. Чим глибше заземлювач знаходиться в ґрунті, тим менше змінюється опір при сезонних змінах (промерзанні, висиханні).

Останнім часом почали застосовувати глибинні заземлювачі з круглої стержневої сталі завдовжки 5...6 м. На великій глибині опір заземлення не залежить від атмосферних умов і буде стабільним.

Знаючи розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{розр}$, можна визначити опір одного заземлювача.

Опір розтікання струму вертикального заземлювача визначається за виразом:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_{cm}} \cdot \left(\lg \frac{k_B \cdot l_{cm}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{cm}}{4h_c - l_{cm}} \right). \quad (15.5)$$

де $\rho_{розр}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

k_B – коефіцієнт вертикального заземлювача: для круглих стержнів $k_B = 2$; для кутової сталі (кутників) $k_B = 2,1$;

l_{cm} – довжина заземлювача (електрода), м;

d – діаметр стержня або ширина полки кутника, м;

h_c – глибина закладення, що дорівнює відстані від поверхні землі до середини заземлювача, м.

Ґрунт, що оточує заземлювач, неоднорідний. Ґрунтові води дуже впливають на його опір. Правила влаштування електроустановок рекомендують визначати питомий опір ґрунту безпосереднім вимірюванням в тому місці, де розміщуватиметься заземлення. При цьому необхідно врахувати сезонні коливання опору ґрунту. Навесні й осінню він менший, ніж взимку і літом. Це коливання враховують введенням коефіцієнта сезонності k_c та коефіцієнта k_i , що враховує стан ґрунту при виконанні замірів.

В розрахунках можна користуватися спрощеними формулами: для електрода із кутової сталі 50×50×5 мм завдовжки 2,5 м $R_{B.K.} = 0,34\rho_{розр}$; для сталюого електрода круглого перерізу діаметром 16 мм завдовжки 5 м $R_{B.Kp.} = 0,227\rho_{розр}$; де $\rho_{розр}$ виражено в омах на метр (Ом·м).

Розрахунковий опір ґрунту визначають за виразом:

$$\rho_{розр.} = k_c \cdot k_i \cdot \rho_{вимір.} \quad (15.6)$$

де $\rho_{вимір.}$ – виміряний опір ґрунту;

Питомий опір ґрунту можна визначити за допомогою вимірювача заземлення типу МС-0,8, М-416, ІС-10, Fluke-1625 та ін.

Якщо опір вертикальних заземлювачів більший від опору, що визначається за нормами, то слід врахувати опір горизонтальних з'єднувальних штаб (смуг зв'язку):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр.}}}{l_{\text{см}}} \cdot \lg \frac{k_{\Gamma} \cdot l_{\text{см}}^2}{d_{\text{см}} \cdot h_{\text{см}}}, \quad (15.7)$$

де $l_{\text{см}}$ – довжина смуги зв'язку, м;

$d_{\text{см}}$ – діаметр круглої сталі або ширина смуги прямокутного перерізу, м

$h_{\text{см}}$ – глибина залягання горизонтального заземлювача (смуги), м;

k_{Γ} – коефіцієнт горизонтального заземлювача; для круглого перерізу $k_{\Gamma} = 1$, а для прямокутного $k_{\Gamma} = 2$.

Провідність з'єднувальної штаби (смуги) враховують лише при великих контурах заземлення.

Опір заземлення одного забитого в землю заземлювача здебільшого становить 20...50 Ом. Для одного контуру заземлення беруть не менше двох електродів. Між собою їх з'єднують приварюванням до сталюї штаби на глибині не менш 0,3 м від поверхні землі. На загальний опір заземлювачів впливає їх взаємне екранування, яке враховується в розрахунках коефіцієнтом використання заземлювачів η . Цей коефіцієнт завжди менший від одиниці і визначається за кривими або за таблицями (Додаток 3).

Для n заземлювачів з однаковими опорами заземлення при їх паралельному з'єднанні загальний опір контуру заземлення:

$$R_{\text{конт.}} = \frac{R_3}{\eta \cdot n}. \quad (15.8)$$

Слід широко використовувати природні заземлювачі: металеві оболонки кабелю (крім алюмінієвих), обсадні труби артезіанського колодязя тощо.

Якщо опір природного заземлювача $R_{\text{прир.}}$ більший від розрахункового R_3 , то треба додати штучне заземлення, опір якого $R_{\text{штучн.}}$ визначають за формулою:

$$R_{штучне} = \frac{R_{з.} \cdot R_{прир.}}{R_{прир.} - R_{з.}}. \quad (15.9)$$

Для електроустановок напругою до 1000 В із глухим заземленням нейтралі, якщо не використовуються природні заземлювачі,

$$R_{штучне} = \frac{R_{з.} \cdot R_{повт.}}{R_{повт.} - R_{з.}}. \quad (15.10)$$

де $R_{повт.}$ – загальний опір повторних заземлювачів, Ом.

Необхідну кількість вертикальних заземлювачів (теоретичне число) знаходять так:

$$n_m = \frac{R_B}{R_з}. \quad (15.11)$$

Дійсне число заземлювачів (електродів) із врахуванням смуги зв'язку визначають за виразом:

$$n_{дійсне} = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma} \cdot [1/(R_з \cdot \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}]}{\eta_B}. \quad (15.12)$$

Якщо за виразом (15.12) отримують $n_{дійсне} \leq n_m$, то для виконання пристрою заземлення приймають кількість стержнів (електродів), що дорівнює n_m . Якщо ж отримують $n_{дійсне} > n_m$, то для виконання пристрою заземлення приймають $n_{дійсне}$ стержнів.

Якщо опір смуги зв'язку не враховують, то $n_{дійсне}$ визначають за виразом:

$$n_{дійсне} = \frac{n_m}{\eta_B}. \quad (15.12)$$

Далі за значенням $n_{дійсне}$ визначають уточнене значення η_B' і визначають розрахунковий опір заземлювального пристрою:

$$R'_з = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma}}{n_{дійсне} \cdot \eta_B'}. \quad (15.12)$$

Якщо $R'_3 \leq R_{штучне}$, то на цьому розрахунок закінчується. Якщо $R'_3 > R_{штучне}$, то збільшують кількість стержнів.

Контур заземлення розміщують навколо будівлі так, як показано на рисунку 15.3. Для зниження напруги дотику і крокової напруги через кожні 8...10 м прокладають додаткові заземлюючі штаби, які внаслідок взаємного впливу електродів підпирають потенціал, забезпечуючи його рівномірне зниження. У зовнішній частині контуру заземлення додаткові заземлювачі закладають на різну глибину. Окремі елементи контуру заземлення з'єднують зварюванням, а корпуси апаратури і металеві конструкції приєднують до заземлювальних проводів болтами.

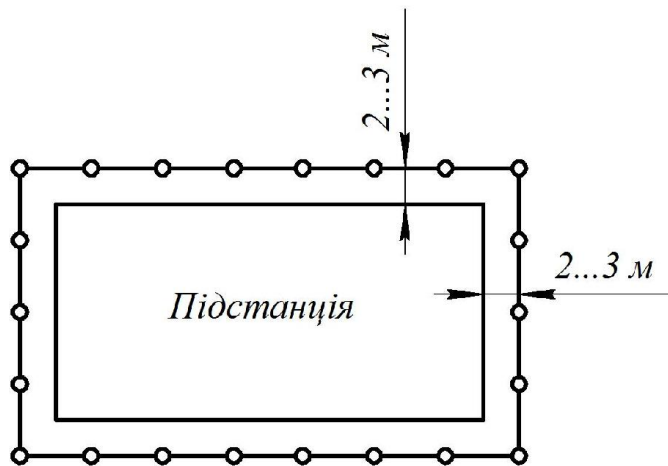


Рисунок 15.3 – Контур заземлення підстанції

Кожен елемент установки, який заземлюється, приєднують до заземлення або до заземлювальної магістралі окремим провідником. Заземлювальними провідниками при відкритій прокладці можуть бути голі мідні провідники перерізом не менше 6 мм^2 , алюмінієві перерізом не менше 16 мм^2 та перерізом не менше 50 мм^2 для сталі.

Практичні заняття

Задача 15.1

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю 2500 кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – 90 км. Від РП 10 кВ підстанції відходить три повітряні лінії напругою 10 кВ сумарною довжиною 44, 33 та 38 км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника 20×13 м. Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в дощовий осінній період, становить $\rho_{\text{вимір.}} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в **додатку 3**.

1. Загальна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 10 кВ:

$$l_{\text{ПЛ}10} = \sum l_i; \quad l_{\text{ПЛ}10} = 44 + 33 + 38 = 115 \text{ км.}$$

2. Визначаємо розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_z = \frac{U_n \cdot l_{\text{ПЛ}}}{350}$$

$$\text{– для ПЛ 35 кВ:} \quad I_z = \frac{35 \cdot 90}{350} = 9,0 \text{ А;}$$

$$\text{– для ПЛ 10 кВ:} \quad I_z = \frac{10 \cdot 115}{350} = 3,3 \text{ А.}$$

Приймаємо для розрахунку більше із отриманих значень $I_z = 9,0 \text{ А}$.

3. Так як заземлювальний пристрій виконують спільним для електрообладнання підстанції напругою до та понад 1000 В то опір заземлення:

$$R_z \leq \frac{67}{I_z}; \quad R_z = \frac{67,0}{9,0} = 7,4 \text{ Ом.}$$

Так як до контуру заземлення підстанції приєднано нейтраль трансформатора власних потреб, опір контуру заземлення не повинен перевищувати 4 Ом. Для подальших розрахунків приймаємо $R_z = 4 \text{ Ом}$.

4. Заземлювальний пристрій підстанції виконуємо електродами із кутової сталі 50×50×4 мм, довжиною 2,5 м, що заглиблені на 0,7 м від поверхні землі і зв'язані між собою сталюю смугою перерізом 40×4 мм на глибині 0,8 м.

5. Розрахунковий питомий опір ґрунту із врахуванням коефіцієнта сезонності $k_c = 1,1$ (таблиця 3.2) та коефіцієнта $k_1 = 1,15$ (таблиця 3.3):

$$\rho_{розр.} = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{вимір.};$$

$$\rho_{розр.} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 100 = 127 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

6. Визначаємо опір вертикального заземлювача (кутника):

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр.}}{l_{cm}} \cdot \left(\lg \frac{k_B \cdot l_{cm}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{cm}}{4h_c - l_{cm}} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{127}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2,1 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4(0,7 + 1,25) + 2,5}{4(0,7 + 1,25) - 2,5} \right) = 40,3 \text{ Ом}.$$

7. Визначаємо опір смуги зв'язку (горизонтального заземлювача):

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{cm}} \cdot \lg \frac{k_\Gamma \cdot l_{cm}^2}{d_{cm} \cdot h_{cm}};$$

Для горизонтального заземлювача $k_c = 1,4$, та коефіцієнта $k_1 = 1,6$, тоді $\rho_{розр.} = 1,4 \cdot 1,6 \cdot 100 = 224 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot 224}{(2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)} \cdot \lg \frac{2 \cdot (2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)^2}{0,04 \cdot 0,8} = 6,7 \text{ Ом}.$$

8. Визначаємо теоретичне число стержнів (кутників):

$$n_m = \frac{R_B}{R_\Gamma}; \quad n_m = \frac{40,3}{6} \approx 10 \text{ шт.}$$

9. Відстань між стержнями (кутниками):

$$a = \frac{l_{пер.}}{n_m}; \quad a = \frac{66}{10} = 6,6 \text{ м}.$$

10. Находимо дійсне число кутників.

При $n = 10$ та $a / l_{cm} = 6,6 / 2,5 = 2,64$ находимо за таблицями $\eta_B = 0,74$ (таблиця 3.4), $\eta_\Gamma = 0,5$ (таблиця 3.6):

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma} \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}]}{\eta_B};$$

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{40,3 \cdot 0,5 [1/(4 \cdot 0,5) - 1/6,7]}{0,74} = 9,6 \text{ шт.}$$

Приймаємо остаточно 10 електродів (кутників).

11. Визначаємо розрахунковий опір заземлювального пристрою при $n = 10$; $a = 66/10 = 6,6$ м; $a/l = 6,6/2,5 = 2,64$; $\eta'_B = 0,74$, $\eta'_{\Gamma} = 0,5$.

$$R_3 = \frac{R_B \cdot \eta'_{\Gamma}}{n_{\text{дійсне}} \cdot \eta'_B}; \quad R_3 = \frac{40,3 \cdot 0,5}{10 \cdot 0,74} = 2,7 \text{ Ом.}$$

$2,7 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Умова виконується.

Запитання для самоконтролю

1. Чим забезпечується захист людини від ураження струмом під час роботи електроустановки?
2. Що називається захисним заземленням?
3. Що таке робоче заземлення?
4. Що називається опором розтікання струму в контурі заземлення?
5. Що називається напругою дотикання і кроковою напругою?
6. Які норми опору пристроїв заземлення прийнято для мереж різних типів і класів напруг?
7. Як обчислюють опір контуру заземлення і як вибирають кількість заземлювачів?
8. Яке конструктивне виконання пристроїв заземлення?
9. Як влаштовують мережу заземлення?
10. Як обчислюється теоретична та дійсна кількість електродів заземлювального пристрою?

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1 – Електричні навантаження виробничих та комунально-побутових споживачів

Об'єкт	Денний максимум навантаження		Вечірній максимум навантаження		Коефіцієнти сезонності				Установлена потужність, кВт
	активної, кВт	реактивної, кВАр	активної, кВт	реактивної, кВАр	k_z	k_e	k_l	k_{oc}	
	P_{max}	Q_{max}	P_{max}	Q_{max}					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тваринницькі комплекси та ферми									
Відгодівля свиней на 4000 голів	75	65	45	40	0,9	1,0	1,0	0,9	-
Виробництво молока:									
200 корів	35	30	25	20	1,0	0,8	0,7	0,9	-
600 корів	140	125	140	125	1,0	0,8	0,7	0,9	-
2000 корів	375	330	375	330	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Вирощування та відгодівля ВРХ:									
5000	300	265	260	230	1,0	0,8	0,6	0,9	
10000	450	400	340	300	1,0	0,8	0,6	0,9	
Птахофабрика по виробництву яєць на 200 тис. курей-несучок	1350	1000	1350	1000	1,0	0,9	0,9	1,0	-
Птахофабрика м'ясного напрямку на 250 тис. бройлерів	230	100	230	100	1,0	1,0	1,0	1,0	
Птахоферма: на 10 тис. курей-несучок	55	40	55	40	1,0	0,9	0,8	0,9	
на 50 тис. курей-несучок	280	210	280	210	1,0	0,9	0,8	0,9	
Вівчарська ферма з повним оборотом отари на 2400 вівцематок	145	110	145	110	1,0	0,8	0,5	0,8	
Тваринництво та птахівництво									
Корівник безприв'язного утримання на 400 голів	5	-	5	-	1,0	0,7	0,5	0,8	5

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Корівник прив'язного утримання з механізованим доїнням, прибиранням гною та електрообігрівом на 100 корів	10	8	10	8	1,0	0,8	0,7	0,9	20...30
Телятник з пологовим відділом на 120 телят	5	3	8	5	1,0	0,8	0,4	0,8	14
Кормоцех ферми ВРХ на 800...1000 голів	50	45	50	45	1,0	0,8	0,6	0,9	130
Свинарник-відгодівельник на 800...1000 голів	2	-	6	-	1,0	0,8	0,2	0,9	8
Кормоцех на 12 тис. свиней	65	55	20	15	1,0	0,9	0,8	0,9	120
Пташник на 6...9 тис. курчат на 5...6 тис. курей	25 20	10 10	25 20	7 10	1,0 1,0	1,0 0,9	1,0 0,8	1,0 0,9	40 40
Кормоцех птахоферми на 25...30 тис. курей	25	20	10	7	1,0	0,9	0,9	1,0	60
Інкубаторій: 2 інкубатори 10 інкубаторів	20 80	- -	20 80	- -	1,0 1,0	1,0 1,0	1,0 1,0	1,0 1,0	25 120
Вівчарня на 800...1000 вівцематок на 1000 голів молодняку	1 2	- -	5 4	- -	1,0 1,0	0,8 0,8	0,5 0,5	0,8 0,8	6 5
Комбикормовий завод продуктивністю 60 т/доб	650	576	650	575	1,0	0,8	0,6	1,0	1290
Рослинництво, підсобне виробництво									
Зерносховище з пересувними механізмами місткістю 1000...2000т	20	18	10	5	0,3	0,4	1,0	1,0	60
Холодильник для зберігання фруктів місткістю 50 т.	8	6	8	6	0,8	0,3	0,7	1,0	12
Насіннесховище місткістю 1000 т.	80	60	80	60	0,5	0,8	1,0	1,0	100
Склад мінеральних добрив	12	4	1	-	0,5	1,0	0,5	0,4	16

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Склад нафтопродуктів місткістю до 300 м ³	5	4	2	-	1,0	1,0	1,0	1,0	7
Гараж з профілякторієм на 10 автомашин	20	18	10	8	1,0	0,7	0,5	0,8	45
Центральна ремонтна майстерня на 150...200 тракторів	90	80	45	40	1,0	0,8	0,8	0,9	230
Котельня з двома котлами для опалення	15	10	15	10	1,0	0,8	0,5	0,9	25
Громадські споруди та комунально-побутові споживачі									
Загальноосвітня школа з майстернею на 190 учнів	14	7	20	10	1,0	0,8	0,1	0,8	-
Дитячий садок на 90 місць	12	6	8	4	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Адміністративна будівля (контора сільгоспідприємства) на 15...25 робочих місць	15	10	8	-	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Сільрада з відділенням зв'язку	7	3	3	-	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Будинок культури із залом для глядачів на 150...200 місць	5	3	14	8	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Сільська поліклініка на 150 відвідувань за зміну	15	8	30	20	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Ідальня з електронагрівальним устаткуванням на 35 місць	20	10	10	4	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Магазин, змішаний асортимент на 2 роб. місця	2	-	4	-	1,0	0,6	0,4	0,7	-
Комбінати побутового обслуговування на 2 робочих місця	5	3	2	-	1,0	0,7	0,6	0,8	-
Лазня на 20 місць	8	5	8	5	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Житловий будинок з електроплитою	3,5	1,15	6,0	1,50	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Житловий будинок з електроплитою та кондиціонером	4,1	1,75	7,0	2,5	1,0	0,82	0,75	0,9	-

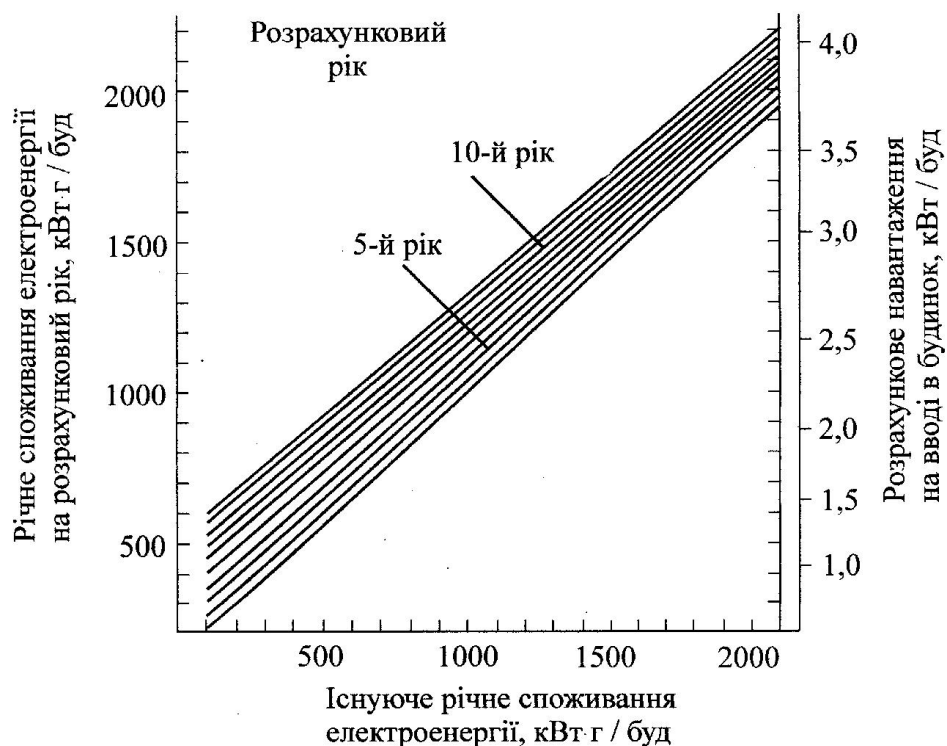


Рисунок А.1 – Залежність розрахункового навантаження на вводі в сільський будинок і перспективного споживання електроенергії від існуючого рівня споживання електроенергії

Таблиця А.2 – Питомі навантаження житлових будинків залежно від існуючого річного споживання електричної енергії та перспективи розвитку

Існуюче річне споживання ел. енергії, кВт·год	Перспектива розвитку , років			
	5	7	10	12
700	1,9	2,08	2,26	2,38
800	2,13	2,22	2,43	2,51
900	2,28	2,4	2,6	2,7
1000	2,45	2,55	2,74	2,83
1100	2,62	2,7	2,87	3,0
1200	2,75	2,85	3,0	3,11
1300	2,9	3,0	3,15	3,25
1400	3,05	3,15	3,32	3,4
1500	3,2	3,3	3,44	3,53
1600	3,36	3,43	3,57	3,63
1700	3,5	3,55	3,68	3,74
1800	3,62	3,67	3,8	3,87
1900	3,75	3,81	3,92	3,96
2000	3,87	3,92	4,2	4,10

Примітки – Питомі значення навантаження на вводі визначають шляхом лінійної інтерполяції

Таблиця А.3 – Коефіцієнт одночасності в мережах 0,38 кВ

Кількість споживачів	Коефіцієнт одночасності для			
	житлових будинків з навантаженням на вводі		Житлових будинків з електроплитами та нагрівачами	Виробничих споживачів
	до 2 кВт/буд.	більше 2 кВт/буд.		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 і більше	0,22	0,18	0,12	0,30

Таблиця А.4 – Коефіцієнти одночасності для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ.

Кількість ТП	1	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності k_0	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблиця А.5 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 0,38кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+160
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76,0	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84,0	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92,0	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+106	290	+222
10,0	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Примітки - P_m – значення меншого навантаження на ділянці мережі

Таблиця А.6 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 6...35 кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
3	+2,5	90	+67,0	280	+220	580	+465
6	+3,7	100	+74,5	300	+235	600	+483
8	+5,0	110	+82	320	+251	650	+525
10	+6,3	120	+90	340	+267	700	+570
15	+9,7	130	+98	360	+283	750	+610
20	+13,0	140	+106	380	+299	800	+650
25	+16,5	150	+115	400	+315	850	+695
30	+20,4	160	+123	420	+332	900	+740
35	+24,4	170	+131	440	+348	950	+785
40	+28,4	180	+139	460	+365	1000	+830
45	+32,4	190	+147	480	+382	1100	+918
50	+36,5	200	+155	500	+400	1200	+1005
60	+48,0	220	+170	520	+416	1300	+1093
70	+52,0	240	+186	540	+432	1400	+1182
80	+59,5	260	+204	560	+448	1500	+1270

Таблиця А.7 – Залежність річної кількості годин використання максимуму T та кількості годин втрат τ від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутова		Виробнича		Змішана	
	T	τ	T	τ	T	τ
до 10	900	300	1100	400	1300	600
10 ... 20	1200	500	1500	700	1700	850
20 ... 50	1600	700	2000	1000	2200	1200
50...100	2000	1000	2500	1350	2800	1600
100...250	2350	1250	2700	1500	3200	1850
більше 250	2600	1350	2800	1600	3400	2000

Таблиця А.8 – Коефіцієнти сезонності сільськогосподарських споживачів

Споживачі	Коефіцієнти сезонності для			
	зими	весни	літа	осені
Звичайні	1	0,8	0,7	0,9
Зрошення	0,0...0,1	0,3...0,5	1	0,2...0,5
Парники та теплиці з електрообігрівом	0,3	1	0	0
Осінньо-літні споживачі	0,2	0	1	1

Таблиця А.9 – Коефіцієнти потужності сільськогосподарських споживачів і трансформаторних підстанцій **потужністю 10/0,38 кВ**

Споживачі трансформаторної підстанції	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ та коефіцієнт реактивної потужності $\tan \varphi$ в максимум навантаження			
	денний		вечірній	
	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
Тваринницькі та птахівницькі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те ж саме з електрообігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Опалення та вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочисні токи та зерносклади	0,70	1,02	0,75	0,88
Установка зрошення та дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники та теплиці з електронагрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, тракторні стани, гаражі	0,70	1,02	0,75	0,88
Млини маслоробки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи для переробки сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські заклади та комунальні підприємства	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Житлові будинки з електроплитами та водонагрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторні підстанції напругою 10/0,38 кВ з навантаженням:				
виробничим	0,70	1,02	0,75	0,88
комунально-побутовим	0,90	0,48	0,92	0,43
змішаним	0,80	0,75	0,83	0,67

Таблиця А.10 – Питомі навантаження вуличного та зовнішнього освітлення

Характеристика об'єкту	Значення питомого навантаження P_{0i}
1. Центральні вулиці з багатоповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	5,0
2. Центральні вулиці з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	4,0
3. Інші вулиці в сільському населеному пункті, Вт на 1 м довжини вулиці	2,0
4. Зовнішнє освітлення територій госпдворів, Вт на 1 м довжини периметра двору	3,0
5. Зовнішнє освітлення приміщень госпдворів, Вт на одне приміщення	250
6. Зовнішнє освітлення території громадських і торговельних центрів, Вт на 1 м ² площі території	0,5

Таблиця А.11 – Характеристики графіків навантаження підстанцій 110...35/10 кВ та 6...10/0,4 кВ сільськогосподарського призначення

Шифр виду навантаження	Назва виду навантаження
	Підстанція 110-35/10 кВ
2.1	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів
2.2	З переважаючим (більше 50%) навантаженням тваринницьких комплексів та птахофабрик
2.3	З переважаючим (більше 50%) навантаженням промислових споживачів
2.4	З переважаючим (більше 50%) навантаженням парників та теплиць з електрообігрівом
2.5	З переважаючим (більше 50%) навантаженням зрошення
2.6	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів з використанням електроенергії для теплових потреб в години нічного провалу навантаження
	Підстанція 10/0,4 кВ
3.1	Виробничі споживачі
3.2	Комунально-побутові споживачі
3.3	Сільські житлові будинки, групи сільських житлових будинків (як правило одноповерхові споруди)
3.7	Зі змішаним навантаженням з перевагою (більше 60%) виробничих споживачів

Таблиця А.12 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів підстанцій 10/0,4 кВ

Вид навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробниче	до 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-630
Комунально-побутове	до 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
Змішане	до 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	556-755

Таблиця А.13 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів підстанцій 35/10 кВ

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА					
	1000	1600	2500	4000	6300	10000
2.1	До 1100	1101-2300	2301-2960	2961-4180	4181-7840	7841-12690
2.2	До 1060	1061-2180	2181-2790	2791-3970	3971-7430	7431-12020
2.3	До 1020	1021-2110	2111-2710	2711-3840	3841-7200	7201-11650
2.4	До 1190	1191-2470	2471-3180	3181-4480	4481-8410	8411-13630
2.5	До 970	971-2030	2031-2610	2611-3750	3751-7090	7091-11550
2.6	До 1070	1071-2210	2211-2830	2831-4020	4021-7520	7521-12180

Таблиця А.14 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень та аварійних перевантажень трансформаторів

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА	Розрахунковий сезон та розрахункова температура розрахункового сезону	Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора $k_{c.m}$	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора $k_{ав}$	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$
Підстанція 110-35/10 кВ						
2.1	до 2500	зимовий	1,57	0,89	1,68	0,73
	4000 і вище	-10	1,50		1,64	
2.2	до 2500	зимовий	1,41	0,83	1,56	0,63
	4000 і вище	-10	1,32		1,53	
2.3	до 2500	зимовий	1,53	0,85	1,60	0,65
	4000 і вище	-10	1,47		1,55	
2.4	до 2500	весняний	1,50	1,22	1,57	0,94
	4000 і вище	+5	1,45		1,53	
2.5	до 2500	літній	1,33	1,18	1,42	0,98
	4000 і вище	+20	1,25		1,37	
2.6	до 2500	зимовий	1,55	0,63	1,65	0,67
	4000 і вище	-10	1,47		1,57	
Підстанції 10/0,4 кВ						
3.1	до 63	зимовий	1,65	0,92	1,75	0,77
	100 і вище	-10	1,59		1,73	
3.2	до 63	зимовий	1,68	0,90	1,80	0,78
	100 і вище	-10	1,65		1,78	
3.3	до 63	зимовий	1,70	0,98	1,84	0,81
	100 і вище	-10	1,68		1,83	
3.7	до 63	зимовий	1,58	1,00	1,73	0,73
	100 і вище	-10	1,77		1,65	

Додаток Б

Таблиця Б.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізолюваних проводів марок А, АН, АЖ

Номінальний переріз, мм ²	Діаметр проводу, мм	Число дротів, шт.	Номінальний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
А						
16	5,1	7	1,70	1,800	2,87	43
25	6,4	7	2,13	1,140	4,29	68
35	7,2	7	2,50	0,830	5,86	94
50	9,0	7	3,00	0,585	8,46	135
70	10,7	7	3,55	0,418	11,5	189
95	12,3	19	4,10	0,315	14,9	252
120	14,0	19	2,80	0,251	20,0	321
150	15,8	19	3,15	0,197	24,6	406
185	17,5	19	3,50	0,161	30,4	502
240	20,0	19	4,00	0,123	38,6	655
300	22,1	37	3,15	0,102	47,9	794
400	25,6	37	3,66	0,075	63,9	1072
АН						
16	5,1	7	1,70	1,980	3,55	43
25	6,4	7	2,13	1,280	5,11	68
35	7,2	7	2,50	0,902	7,03	94
50	9,0	7	3,00	0,624	10,14	135
120	14,0	19	2,80	0,266	23,97	321
150	15,8	19	3,15	0,211	30,33	406
185	17,5	19	3,50	0,171	37,45	502
АЖ						
35	7,2	7	2,50	0,978	9,6	94
50	9,0	7	3,00	0,676	13,83	135
120	14,0	19	2,80	0,288	32,69	321
150	15,8	19	3,15	0,229	41,36	406
185	17,5	19	3,50	0,185	51,06	502

Таблиця Б.2 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізо-
льованих проводів АС та АСК

Номина- льний пе- реріз (алюмі- ній/сталь), мм ²	Переріз, мм ²		Діаметр, мм		Питомий електричний опір постій- ному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса про- воду, кг/км
	алюмінію	сталі	проводу	сталого осердя			
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12,7	149
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16,32	194
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22,98	274
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420	93,25	755
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31,85	384
95/141	91	141,0	19,8	15,4	0,316	174,9	1357
120/19*	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40,64	471
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45,00	554
150/24*	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51,08	599
185/29*	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60,81	728
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76,52	846
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74,09	921
240/39*	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80,13	952
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97,78	1106
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89,35	1132
300/48*	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99,69	1186
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121,9	1313
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89,10	1261

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця Б.3 – Наближені значення індуктивних опорів по-
вітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км

D_{cp} , мм	Переріз проводів в мм ²						
	25	35	50	70	95	120	150
400	0,320	0,308	0,300	0,280	0,270	—	—
600	0,345	0,336	0,325	0,300	0,300	0,292	0,287
1000	0,380	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,305
1250	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338	0,319
1500	0,402	0,391	0,380	0,366	0,257	0,349	0,333
2000	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,344
2500	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,363
3500	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,377

Додаток В

Таблиця В.1 – Основні технічні характеристики трифазних двообмоткових трансформаторів

Тип	Номінальна потужність, кВА	Напруга обмоток, кВ		Схема та група з'єднання	Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, u_k , % U_n	Струм неробочого ходу, i_x , % I_n	Тип перемикачів відгалужень обмоток
		ВН	НН		Неробочого ходу	Короткого замикання			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТМ	25	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,13	0,6	4,5	3,2	ПБЗ
ТМ	25	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,13	0,69	4,7	3,2	ПБЗ
ТМ	40	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,18	0,88	4,5	3,0	ПБЗ
ТМ	40	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,18	1,0	4,7	3,0	ПБЗ
ТМ	63	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,25	1,28	4,5	2,8	ПБЗ
ТМ	63	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,25	1,47	4,7	2,8	ПБЗ
ТМ	100	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,34	1,97	4,5	2,6	ПБЗ
ТМ	100	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,34	2,27	4,7	2,6	ПБЗ
ТМ	100	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,44	1,97	6,5	2,6	ПБЗ
ТМ	100	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,44	2,27	6,8	2,6	ПБЗ
ТМ	160	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБЗ
ТМФ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБЗ
ТСЗ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,7	2,7	5,5	4,0	ПБЗ
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,66	2,65	6,5	2,4	ПБЗ
ТМ	160	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,66	3,10	6,8	2,4	ПБЗ
ТМ	250	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,78	3,7	4,5	2,3	ПБЗ
ТМФ	250	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,78	4,2	4,7	2,3	ПБЗ
ТСЗ	250	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	3,8	5,5	3,5	ПБЗ
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,95	3,7	6,5	2,3	ПБЗ
ТМ	250	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,95	4,2	6,8	2,3	ПБЗ
ТМ	400	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТМФ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТМН	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТСЗ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,3	5,4	5,5	3,0	ПБЗ
ТМ	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБЗ
ТМН	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБЗ
ТМ	630	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБЗ
ТМФ	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБЗ
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТСЗ	630	10	0,4	Y/Y _н - 0	2,0	7,3	5,5	1,5	ПБЗ
ТСЗ	1000	10	0,4	Y/Y _н - 0	3,0	11,2	5,5	1,5	ПБЗ
ТМ	630	35	0,4	Y/Y _н - 0	1,75	7,6	6,5	2,0	ПБЗ
ТМН	630	35	11	Y/Д - 11	1,75	7,6	6,5	2,0	РПН
ТМН	1000	35	11	Y/Д - 11	2,55	11,6	6,5	1,5	РПН
ТМН	1600	35	11	Y/Д - 11	3,4	16,5	6,5	1,4	РПН
ТМН	2500	35	11	Y/Д - 11	4,7	25,0	6,5	1,1	РПН
ТМ	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	ПБЗ
ТМН	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	РПН
ТМ	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	ПБЗ
ТМН	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	РПН
ТД	10000	35	10,5	Y/Д - 11	13,0	65,0	7,5	0,8	ПБЗ
ТДНС	10000	37	10,5	Y/Д - 11	12,0	60,0	8,0	0,75	РПН

Таблиця В.2 – Економічна густина струму для проводів із різних металів

Провідники	Економічна густина струму (А/ мм ²) при тривалості максимального наван- таження, год		
	Більше 1000 до 3000	Більше 3000 до 5000	Більше 5000
1.Неізольовані проводи і шини: – мідні – алюмінієві	2,5 1,3	2,1 1,1	1,3 1,0
2.Кабелі з паперовою і проводи з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією із жилами: – мідними – алюмінієвими	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
3.Кабелі з гумовою і пласта- мсовою ізоляцією з жилами: – мідними – алюмінієвими	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

Таблиця В.3 – Залежність $\tau = f(T)$ при різних $\cos \varphi$

	Час втрат τ для часу використання максимуму навантаження T , год								
$\cos \varphi$	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
1,0	200	900	1400	2200	3000	4300	5500	7200	8760
0,8	900	1800	2200	2900	3500	4600	5700	7200	8760
0,6	1900	2200	2900	3500	4200	5000	6000	7200	8760

Таблиця В.4 – Нормативна товщина стінки ожеледі для висоти десять метрів над поверхнею землі

Район за ожеледдю	Товщина стінки ожеледі, мм	Вага ожеледі, Н/м
1 район	12	8
2 район	16	12
3 район	19	15
4 район	22	20
5 район	28	30
6 район	34	40

Таблиця В.5 – Інтервали економічних навантажень для основних і додаткових проводів при довжині ПЛ-10 кВ до 25 км

Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід
ожеледь 5 мм				ожеледь 10 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
до 485	АС 25	до 440	АС 25	до 250	АС 25	до 270	АС 35
385-485	А 35	440-750	А 50	250-640	АС 35	270-825	АС 50
485-800	А 50	750-1225	А 70	640-750	А 50	825-980	А 70
800-1075	А 70	понад 1225	А 95	750-1185	А 70	понад 980	А 95
понад 1075	А 95			понад 1185	А 95		
ожеледь 15 мм				ожеледь 20 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Дерев'яні опори	
до 620	АС 35	до 380	АС 35	до 325	АС 35	до 600	АС 35
620-1350	А 70	380-740	А 50	325-805	А 50	600-785	А 50
понад 1350	А 95	740-1000	А 70	805-1420	А 70	785-1175	А 70
		понад 1000	А 95	понад 1420	А 95	понад 1175	А 95

Таблиця В.6 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,38 кВ (для усіх матеріалів опор)

Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²
b = 5 мм		b = 10 мм		b = 15 мм		b = 20 мм	
до 3,1	2×16	до 3,1	2×16	до 6,6	2×25	до 4,4	2×25
3,1-5,6	3×16	3,1-5,8	3×16	6,6-11,8	3×25	4,4-13	3×25
5,6-8	4×16	5,8-13,5	4×16	11,8-25,1	4×25	13-17,7	4×25
8-20,5	4×25	13,5-24,5	4×25	25,1-28,4	4×35	17,7-26,4	4×35
20,5-26,4	4×35	понад 25,4	4×50	понад 28,4	4×50	понад 26,4	4×50
понад 26,4	4×50						

Таблиця В.7 – Питомі втрати напруги в ПЛ - 0,38кВ, % / (кВА·км)

Характер виконання лінії		1 фаза + 0; 220 В			2 фази + 0; 220 В		
$\cos \varphi$		1,0	0,95	0,9	0,95	0,9	
Марка та переріз проводу	A 16	4,00	8,20	7,80	3,10	3,00	
	A 25	2,70	5,50	5,35	2,05	1,95	
	A 35	1,90	4,00	3,90	1,52	1,48	
Характер виконання лінії		3 фази + 0; 380/220 В					
$\cos \varphi$		0,98	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75
Марка та переріз проводу	A 16	1,390	1,375	1,325	1,300	1,240	1,190
	A 25	0,924	0,915	0,905	0,880	0,850	0,820
	A 35	0,675	0,670	0,665	0,670	0,595	0,595
	A 50	0,480	0,495	0,490	0,490	0,490	0,480
	A 70	0,360	0,375	0,380	0,385	0,390	0,375
	A 95	0,277	0,280	0,300	0,320	0,315	0,315
	A 120	0,224	0,240	0,250	0,270	0,265	0,275

Таблиця В.8 – Питомі втрати напруги в ПЛ - 10 кВ, % / (кВА км)

Марка проводу		А		АС	
$\cos \varphi$		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз проводу	16	0,00192	0,00176	0,00200	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,00170	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,00100	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,00060	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,00050	0,00046	0,00051

Додаток Г

Таблиця Г.1 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами

Переріз струмо- провід- ної жи- ли, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкри- то	в одній трубі				
		двох одножиль- них	трьох одножиль- них	чотирьох одножиль- них	одного двожиль- ного	одного трижиль- ного
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	—	—	—
185	510	—	—	—	—	—
240	605	—	—	—	—	—
300	695	—	—	—	—	—
400	830	—	—	—	—	—

Таблиця Г.2 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами

Переріз струмо- провід- ної жи- ли, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкри- то	в одній трубі				
		двох одножиль- них	трьох одножиль- них	чотирьох одножиль- них	одного двожильно- го	одного трижильно- го
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Таблиця Г.3 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією в свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих та неброньованих

Переріз струмоп- ровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	при прокладанні				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38

Продовження таблиці Г.3

1	2	3	4	5	6
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблиця Г.4 – Допустимий тривалий струм для кабелів із мідними жилами з паперовою просоченою маслосланцевою масою ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються в землі

Переріз струмоп- ровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножил- них до 1 кВ	двожил- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Таблиця Г.5 – Допустимий тривалий струм для кабелів із мідними жилами з паперовою просоченою маслосолотаніфольною масою ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються у повітрі

Переріз струмоп- ровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	–	55	45	–	–	–
10	95	75	60	55	–	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	–	375	325	305	340
240	610	–	430	375	350	-
300	720	–	–	–	–	–
400	880	–	–	–	–	–
500	1020	–	–	–	–	–
625	1180	–	–	–	–	–
800	1400	–	–	–	–	–

Таблиця Г.6 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслосолотаніфольною масою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються в землі

Переріз струмоп- ровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
1	2	3	4	5	6	7
6	–	60	55	–	–	–
10	110	80	75	60	–	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135

Продовження таблиці Г.6

1	2	3	4	5	6	7
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Таблиця Г.7 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслосланцевою масою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються у повітрі

Переріз струмоп- ровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Таблиця Г.8 – Нормована температура навколишнього середовища для провідників і апаратів

Провідники і апарати	Середовище	$t_{он}, ^\circ\text{C}$
Проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Таблиця Г.9 – Поправочні коефіцієнти на допустимі струми для кабелів, ізолюваних та неізолюваних проводів та шин в залежності від температури землі та повітря

Умовна температура середовища, $^\circ\text{C}$	Нормована температура жил, $^\circ\text{C}$	Поправочні коефіцієнти на струми при розрахунковій Температурі середовища, $^\circ\text{C}$											
		до -5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,0	0,95	0,9	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,0	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,0	0,93	0,87	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	40	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,0	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблиця Г.10 – Поправочні коефіцієнти на кількість працюючих кабелів, що лежать в землі (в трубах або без)

Відстань між кабелями, мм	Поправочний коефіцієнт при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблиця Г.11 – Допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів по ГОСТ 839-80

Номинальний переріз, мм ²	Переріз (алюміній/сталь), мм ²	Струм, А, для проводів марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А і АКП	М	А і АКП
		поза приміщеннями	всередині приміщень	поза приміщеннями		всередині приміщень	
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	120	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	5/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
120	120/27	375	—				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
150	150/24	450	365				
150	150/34	450	—				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
185	185/29	510	425				
185	185/43	515	—				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
240	240/39	610	505				
240	240/56	610	—				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
300	300/48	690	585				
300	300/66	680	—				
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
400	400/51	825	705				
400	400/64	860	—				
500	500/27	960	830	—	980	—	820
500	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	—	1100	—	955
700	700/86	1180	1040	—	—	—	—

Таблиця Г.12 – Тривало допустимі струми навантаження СП з алюмінієвими жилами

Переріз стру- мопровідної жили, мм ²	Струм, А, за інтенсивності сонячної радіації, Вт/м ²					
	0		600		1125	
	При температурі навколишнього повітря, °С					
	25	40	25	40	25	40
10	90	80	80	65	65	50
16	110	95	95	80	75	55
25	150	130	125	105	100	70
35	180	155	150	120	120	80
50	235	205	195	160	150	100
70	290	255	240	190	180	115
95	350	305	280	225	210	125
120	410	360	330	265	240	140

Таблиця Г.13 - Активні і індуктивні опори проводів і кабелів з алюмінієвими і мідними жилами (напругою до 500 В) при номінальному навантаженні

Переріз, мм ²	Опір, Ом/км			
	активний r		індуктивний x	
	Алюміній	Мідь	Проводи прокла- дені відкрито	Проводи в тру- бах або кабелі
1,5	22,2	13,35	–	0,11
2,5	13,3	8,0	–	0,09
4	8,35	5,0	0,33	0,1
6	5,55	3,33	0,32	0,09
10	3,33	2,0	0,31	0,07
16	2,08	1,25	0,29	0,07
25	1,33	0,8	0,27	0,07
35	0,95	0,57	0,26	0,06
50	0,67	0,4	0,25	0,06
70	0,48	0,29	0,24	0,06
95	0,35	0,21	0,23	0,06
120	0,28	0,17	0,22	0,06
150	0,22	0,13	0,21	0,06
185	0,18	0,11	0,21	0,06
240	–	0,08	0,20	–
300	0,12	0,07	0,19	0,06

Таблиця Г.14 – Технічні характеристики запобіжників плавких

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм, А		Граничний струм відк- лючення, кА (при 380В)
		запобі- жника	плавкої вставки	
ПР2	~ 500 - 400	15	6, 10, 15	8,0
		60	15, 20, 25, 35, 45, 60	4,5
		100	60, 80, 100	11
		200	125, 100, 160, 200	11
		350	200, 225, 260, 300, 350	13
		600	350, 430, 500, 600	23
		1000	600, 700, 850, 1000	23
ПН2	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	100
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	100
		400	200, 250, 315, 355, 400	40
		630	315, 400, 500, 630	25
ППН-31 (взамін ПН2)	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	-
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	-
		400	200, 250, 315, 355, 400	-
		630	315, 400, 500, 630	-
НПН	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
НПН2	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
ППЗ1	~ 500 - 400	63	32, 40, 50, 63	100
		160	50, 63, 80, 100, 125, 160	
		250	125, 160, 200, 250	
		630	200, 250, 320, 400,	
		1000	500, 630, 800, 1000	

Таблиця Г.15 – Технічні характеристики автоматичних вимикачів

Тип	Номінальна напруга	Номінальний струм, А		Уставка за струмом спрацювання електромагнітного розчіплювача, А	Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		вимикача	теплового розчіплювача ($I_{н.т.р}$)		
АП50Б-3МТ	~ 660	63	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50; 63	$10I_{н.т.р}$	1...3 4...7
ВА51-25-84	~ 660	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2,5 3,8
ВА51-25-34	~ 660	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2 2 2,5 3,8
ВА51-31-34	~ 660	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	$10I_{н.т.р}$	5 7 10
ВА51-33-34	~ 660	160	80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	12,5
ВА88-32-34	~ 400	125	12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125	500 $10I_{н.т.р}$	25
ВА-88-33-34	~ 400	160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-35-34	~ 400	250	125; 160; 200; 250	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-37-34	~ 400	400	250; 315; 400	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-40-34	~ 400	800	400; 500; 630; 800	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-43-34	~ 400	1600	800; 1000; 1250; 1600	регульов.	50

Додаток Д

Таблиця Д.1 – Орієнтовні значення перехідних опорів контактів електричних апаратів

Номинальний струм апарату	Значення перехідних опорів контактів апаратів, мОм		
	Автоматичних вимикачів	Рубильників	Роз'єднувачів
50	1,3	-	-
70	1,0	-	-
100	0,75	0,5	-
150	0,65	-	-
200	0,6	0,4	-
400	0,4	0,2	0,2
600	0,25	0,15	0,15
1000	-	0,08	0,08
2000	-	-	0,03
3000	-	-	0,02

Таблиця Д.2 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

Тип трансформатора	Потужність трансформатора, кВА	Опори $z_m^{(1)}$, приведені до напруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
ТМ	25	3,60
ТМ	40	2,58
ТМ	63	1,63
ТМ	100	1,07
ТМ	160	0,70
ТМ	250	0,43
ТМ	400	0,318
ТМ	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	250	0,473
ТМФ	400	0,352
ТМФ	630	0,273

Додаток Е

Таблиця Е.1 – Технічні характеристики високовольних запобіжників

Тип запобіжника	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Номинальний струм відключення, кА
ПKN-001-10УЗ	10	—	—	—
ПКТ101-10-2-31,5УЗ	10	2	2	31,5
ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ	10	3,2	2; 3,2	31,5
ПКТ101-10-5-31,5УЗ	10	5	2; 3,2; 5	31,5
ПКТ101-10-8-31,5УЗ	10	8	2; 3,2; 5; 8	31,5
ПКТ101-10-10-31,5УЗ	10	10	2; 3,2; 5; 8; 10	31,5
ПКТ101-10-16-31,5УЗ	10	16	2; 3,2; 5; 8; 10; 16	31,5
ПКТ101-10-20-31,5УЗ	10	20	8; 10; 16; 20	31,5
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ	10	31,5	10; 16; 20; 31,5	12,5
ПКТ102-10-31,5-31,5УЗ	10	31,5	10; 16; 20; 31,5	31,5
ПКТ102-10-40-31,5УЗ	10	40	31,5; 40	31,5
ПКТ102-10-50-12,5УЗ	10	50	31,5; 40; 50	12,5
ПКТ103-10-50-31,5УЗ	10	50	31,5; 40; 50	31,5
ПКТ103-10-80-20УЗ	10	80	50; 63; 80	20
ПКТ103-10-100-12,5УЗ	10	100	80; 100	12,5
ПКТ104-10-160-20УЗ	10	160	125; 160	20

Таблиця Е.2 – Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП

Номинальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номинальний струм трансформатора, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Номинальний струм трансформатора, А	Номинальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	7,5	1,45	5,0
40	3,85	10	2,31	7,5
63	6,06	16	3,64	10
100	9,62	20	5,77	16
160	15,4	32	9,25	20
250	24,0	50	14,5	40 (32)
400	38,6	80	23,1	50
630	60,6	160	36,4	80

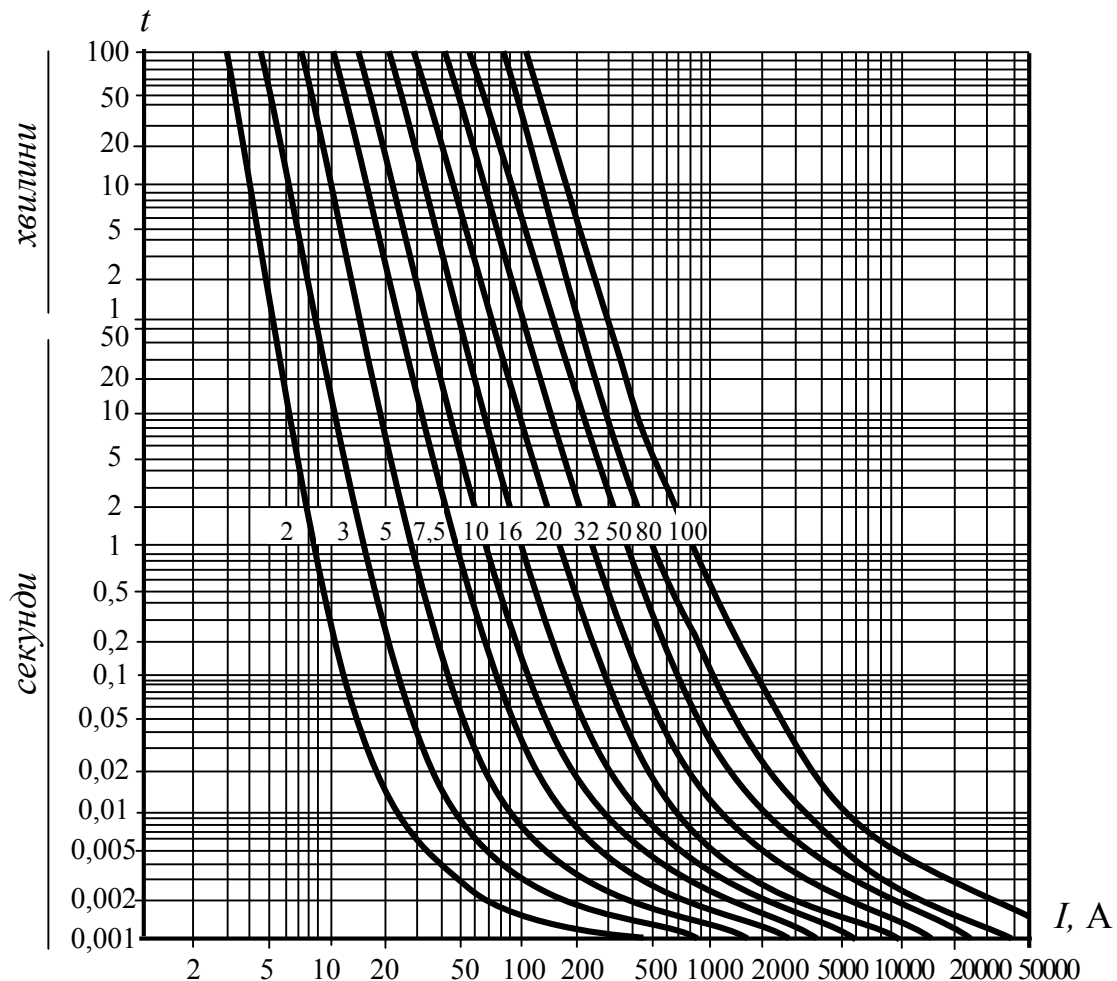


Рисунок Е.1 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок деяких запобіжників типу ПКТ

Таблиця Е.3 – Технічні характеристики роз'єднувачів

Тип роз'єднувача	Номинальна напруга U_n , кВ	Номинальний струм I_n , А	Струм електродина- мічної стійкості I_{max} , кА	Струм термічної стійкості I_t , кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Тип приводу
1	2	3	4	5	6	8
Для внутрішнього встановлення						
РВ-10/400УХЛЗ	10	400	52	20	4	ПР10; ПР11
РВ-10/630УХЛЗ	10	630	52	20	4	
РВЗ-10/400УХЛЗ	10	400	52	20	4	
РВЗ-10/630УХЛЗ	10	630	52	20	4	

Продовження таблиці Е.3

1	2	3	4	5	6	ПР10; ПР11
РВЗ-10/1000УХЛЗ	10	1000	81	31,5	4	
РВФ-10/630УХЛЗ	10	630	52	20	4	
РВФ-10/1000УХЛЗ	10	1000	100	40	4	
РВФЗ-10/630-III-УХЛ4	10	630	52	20	4	
РВФЗ-10/1000-III-УХЛ4	10	1000	52	20	4	
РВЗ-1-35/630УЗ	10	630	51	20	4	ПР-3
РВЗ-1-35/1000УЗ	10	1000	51	20	4	
РВЗ-2-35/630УЗ	10	630	80	31,5	4	
РВЗ-2-35/1000УЗ	10	1000	80	31,5	4	
Для зовнішнього встановлення						
РЛНД 10/400 -УХЛ1	10	400	25	10	1	ПРНЗ-10
РЛНД 10/630-УХЛ1	10	630	25	10	1	
РЛНДА 10/400 -УХЛ1	10	400	25	10	1	
РЛНДА 10/630-УХЛ1	10	630	25	10	1	
РЛНД.1-10У/630У1	10	630	35,5	12,5	4	
РЛНД.2-10У/630У1	10	630	35,5	12,5	4	
РНД-35/1000У1	35	1000	63	25	4	ПВ-20; ПРН-110
РНДЗ.1-35/1000У1	35	1000	63	25	4	
РНДЗ.2-35/1000У1	35	1000	63	25	4	

Таблиця Е.4 – Технічні характеристики віддільників

Тип віддільника	Номинальна напруга U_n , кВ	Номинальний струм I_n , А	Струм електродинамічної стійкості i_{max} , кА	Струм термічної стійкості I_t , кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Тип приводу т
ОД-35/630У1	35	630	80	12,5	4	ПРО-1-У1 ПР-У1
ОДЗ-1-35/630У1	35	630	80	12,5	4	
ОДЗ-2-35/630У1	35	630	80	12,5	4	
ОДЗ-1-110М/630У1	110	630	80	31,5	3	
ОДЗ-2-110М/630У1	110	630	80	31,5	3	
ОД-110М/630У1	110	630	80	31,5	3	
ОД-110/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5	3	
ОДЗ-110/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5	3	

Таблиця Е.5– Технічні характеристики короткозамикачів

Тип короткозамикача	Номинальна напруга U_n , кВ	Струм електродинамічної стійкості i_{max} , кА	Струм термічної стійкості I_t , кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Тип приводу
КРН-35У1	35	42	12,5	4	ПРК-1-У1
КЗ-35У1	35	42	18,5	3	
КЗ-110УХЛ1	110	51	20,0	3	
КЗ-110У-УХЛ1	110	32	12,5	3	
КЗ-110М-УХЛ1	110	40	18,0	3	

Таблиця Е.6 – Технічні характеристики вимикачів

Тип вимикача	Номинальна напруга U_n , кВ	Номинальний струм I_n , А	Струм електродинамічної стійкості i_{max} , кА	Струм термічної стійкості I_t , кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Номинальний струм відключення I_{em} , кА	Час спрацювання $t_{вмик} / t_{відкл}$, с.	Тип приводу
1	2	3	4	5	6	7	8	10
Вакуумні								
ВБНК – 35-25/1600У1	35	1600	64	25	3	25	0,1/0,07	Електромагнітний вбудований
ВР-35-20/1600 У1	35	1600	60	20	3	20	0,03/0,07	
ВБЗЕ-35-20/1000У1	35	1000	52	20	3	20	0,1/0,07	
ВВ/TEL-10-12,5/630-У2	10	630	32	12,5	3	12,5	0,07/0,015	
ВВ/TEL-10-20/1000У2	10	1000	51	20	3	20	0,07/0,032	
ВВ/TEL-10-20/1000	10	1000	51	20	3	20	0,07/0,032	
ВВ/TEL-10-31,5/2000	10	1000	80	31,5	3	31,5	0,04/0,025	
ВР0-10-12,5/630 У2	10	630	32	12,5	3	12,5	0,09/0,04	
ВР1-10-20/630 У2	10	630	52	20	3	20	0,09/0,04	
ВР2-10-31,5/1250 У2	10	1600	80	31,5	3	31,5	0,09/0,04	

Продовження таблиці Е.6

1	2	3	4	5	6	7	8	10
Масляні								
МКП-35-1000-25АУ1	35	1000	64	25	4	25	0,4/0,08	ШПЭ-31
ВТ-35-800-12,5 У1	35	800	31	12,5	4	12,5	0,34/0,09	ПЭ-11
ВМКЭ-35Б-16/1000У1	35	1000	45	16,5	4	16,5	0,2/0,08	ПЭ-11
ВМУЭ-35Б-25/1000Т1	35	1000	64	25	4	25	0,3/0,08	ПЭМУ
ВММ-10-630-10У2	10	630	25,5	10	3	10	0,2/0,11	ППВ
ВПМ-10-1000-20У3	10	1000	52	20	4	20	0,2/0,11	ПЭ-11
ВК-10-630-20У2	10	630	52	20	4	20	0,07/0,05	ДПП
ВК-10-1000-31,5У2	10	1000	80	31,5	4	31,5	0,07/0,05	ДПП
ВК-10-1600-31,5У2	10	1600	80	31,5	4	31,5	0,05/0,1	ДПП
ВКЭ-10-1000-31,5У3	10	1000	80	31,5	3	20	0,07/0,1	ПЭ
ВКЭ-10-1600-31,5У3	10	1600	80	31,5	3	20	0,07/0,1	ПЭ
Елегазові								
LF1	10	630 1250	64 81	25 31,5	3	25 31,5	0,07/0,065	пружин.
LF2	10	630 1250 2000	81 81 102	31,5 31,5 40		31,5 31,5 40	0,07/0,065	пружин.
LF3	10	2500 3150	64 81	25 31,5	3	25 31,5	0,07/0,065	пружин.

Додаток Ж

Таблиця Ж.1 – Характеристики трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга, В		Номинальна потужність, В·А, у класі точності			Максимальна потужність, В·А
	ВН	НН	0,5	1	3	
НОС-0,5	380 500	100	25	50	100	200
НОМ-10-66У2	10000	100	75	150	300	630
НОЛ0,8-10УХЛЗ	10000	100	75	150	300	630
ЗНОЛТ-10	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$ 100/3(100)	75	150	300	640
НТМИ-6	6000	100 100/3	80	150	320	640
НТМИ-10	10000	100 100/3	120	200	490	960
НТМК-10-71У3	10000	100	120	200	500	960
ЗНОМ-35-66У1	$35000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$ 100/3	150	250	600	1200

Таблиця Ж.2 – Характеристики трансформаторів струму

Тип	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А		Варіанти виконання вторинних обмоток	Клас точності	Струм електродинамічної стійкості, кА	Термічна стійкість (кратність, кА/ допустимий час, с)
		первинний	вторинний				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТПЛ-10У3	10	30; 50; 75	5	10Р; 0,5/10Р; 10Р/10Р	0,5 10Р	19	45/3
		100; 150; 200				40	45/3
		300				52	45/3
		400				66	35/3

Продовження таблиці Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8
ТІЛ-10МУ2	10	5; 10; 15; 20	5	0,2/10P; 0,5/10P; 10P/10P	0,2; 0,5; 10P	63	60/3
		30; 40; 50; 75				60 80 120	45/3
		100; 150; 200					
		300					
		400					
		600					
ТІЛК-10У3	10	10	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5 10P	2,5	0,47/3
		15				3,7	0,71/3
		30				7,4	1,42/3
		50				14,8	2,36/3
		100				74,5	4,72/3
		150					7,1/3
		200					9,45/3
		300					14,1/3
		400					18,9/3
		600					28,3/3
ТЛК-10-1У3	10	30	5	0,5/10P	0,5 10P	8	1,6/3
		50				25	4/3
		75				52	10/3
		100;150;200					10/3
		300					16/3
		400		0,5/10P; 10P/10P	0,5 10P	81	16/3
		600				81	31,5/3
ТФ3М35Б-ІУ1	35	20	5	0,5/10P/10P	0,5 10P	4	1/3
		30				6	1,5/3
		40				8	2,1/3
		50				10	2,3/3
		75				15	3,5/3
		100				21	4,7/3
		150				31	7/3
		200				42	10,5/3
		300				63	15/3
		400				84	21/3
		600				127	31/3
		800				107	31/3

Додаток 3

Таблиця 3.1 – Еквівалентний питомий опір ґрунту

Ґрунт	Питомий опір ρ , Ом м	
	межі коливання	При вологості ґрунту 10...12%
Чорнозем	9...53	20
Торф	9...53	20
Глина	8...70	40
Суглинок	40...150	100
Супісок	150...400	300
Пісок	400...700	700

Таблиця 3.2 – Коефіцієнти сезонності k_c для електродів заземлення

Кліматична зона	Кліматичний признак			Коефіцієнт сезонності k_c для електродів			
	Середня багаторічна температура, $^{\circ}\text{C}$		Тривалість замерзання вод, діб	вертикальних довж. 2,5...3 м	вертикальних довжиною 3 м	горизонтальних довжиною 10 м	горизонтальних довжиною 50 м
	нижча (січень)	вища (липень)					
Області України (крім південних)	-10...0	+22...+24	100	1,3	1,15	2,5	2,0
Південні області, АР Крим	0...+5	+24...+26	0	1,1	1,1	1,5	1,4

Таблиця 3.3– Коефіцієнти, що враховують стан ґрунту при вимірюванні питомого опору ґрунту

Тип електродів	Коефіцієнти		
	k_1 (значна вологість)	k_2 (середня вологість)	k_3 (сухий ґрунт)
Вертикальний: довжиною 3 м довжиною 5 м	1,15 1,1	1 1	0,92 0,95
Горизонтальний: довжиною 10 м довжиною 50 м	1,7 1,6	1 1	0,75 0,8

Таблиця 3.4 – Коефіцієнт використання η_e вертикальних заземлювачів

Кількість заземлювачів	Коефіцієнт використання η_e при відношенні відстані між електродами до їх довжини (a/l)					
	3	2	1	3	2	1
	Електроди розміщені в ряд			Електроди розміщені за контуром		
5	0,87	0,8	0,68	-	-	-
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,60	0,43
30	0,75	0,60	0,40	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,30	0,68	0,52	0,37
100	-	-	-	0,64	0,48	0,33
200	-	-	-	0,61	0,44	0,30
300	-	-	-	0,60	0,43	0,28

Таблиця 3.5 – Коефіцієнт використання η_z горизонтальних з'єднувальних електродів в ряду із вертикальних електродів

Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини a/l	Кількість вертикальних електродів у ряду, n							
	4	5	8	10	20	30	50	65
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,20
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34
3	0,92	0,90	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47

Таблиця 3.6 – Коефіцієнт використання η_z горизонтальних з'єднувальних електродів у контурі із вертикальних електродів

Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини a/l	Кількість вертикальних електродів у контурі								
	4	6	8	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

ЛІТЕРАТУРА

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2006. – 639 с.
2. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей вузов: Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп. / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др., под ред. В.М. Блок. – М. : Высш. шк., 1990. – 383с.
3. Будзко И.А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. 2-е изд., перераб. и доп. / И.А. Будзко, М.С. Левин. – М. : Агропромиздат, 1985. – 320с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учебн. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М. : Колос, 2000. – 536 с.
5. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. / П.О. Василега – Суми : ВТД «Університетська книга», 2008. – 415с.
6. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.
7. Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – М. : компания «Энергомашвин», 2004. – 450с.
8. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах: Навч. посіб. / А.Д. Голота – К. : Вища шк., 2006. – 397 с.
9. Денисов В.И. Техничко-економічні розрахунки в енергетиці / В.И. Денисов. – М. : Энергоатомиздат, 1985 – 216с.
10. Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення: ДСТУ 3429-96. – [Чинний від 1998-01-01]. : Держстандарт України, 1998. – 67с. – (Національні стандарти України).

11. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК / С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь. : Люкс, 2009. – 568 с.
12. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М. : Агропромиздат, 1990. – 351с.
13. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : учебн. пособие для сред. проф. образования / Е.А. Конюхова. – 6-е изд., испр. – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 320 с.
14. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю.Липкин. – М. : Выс. шк., 1990. – 367с.
15. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учеб. пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
16. Ополев Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие / Г.Н. Ополев.– М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006.– 480с.
17. Основы практического применения вакуумных выключателей серии TEL. – Севастополь. : Таврида Электрик, 2001. – 51 с.
18. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «Форт», 2009. – 714с.
19. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / под ред. И.А. Будзко. – М. : Колос, 1982. – 319с.
20. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
21. Реле управления и защиты. Том II. Реле защиты. Справочник / под ред. Е.Г. Акимова. – М. : Ай-Би-Тех, 2004. – 304с.
22. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 12 – М. : 1974 г.
23. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 8 – М. : 1981 г.

24. Руководящие материалы по проектированию электро-снабжения сельского хозяйства / ВГПИИИ «Сельэнергопроект». Вып. 12 – М.: 1981 г.

25. Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення: ДСТУ 3465-96 – [Чинний від 1998-01-01].: Держстандарт України, 1998. – 23с. – (Національні стандарти України).

26. Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення: ДСТУ 2791-94 – [Чинний від 1996-01-01]. : Держстандарт України, 1994. – 18с. – (Національні стандарти України).

27. Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення: ДСТУ 2790-94. – [Чинний від 1996-01-01]. : Держстандарт України, 1994. – 18с. – (Національні стандарти України).

28. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 320 с.

29. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

30. Харкута К.С. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М. : Агропромиздат, 1992. – 223с.

31. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем; Учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. -800 с.

32. Якість електричної енергії. Терміни та визначення: ДСТУ 3466-96. – [Чинний від 1998-01-01].: Держстандарт України, 1996. – 41с. – (Національні стандарти України).

ЗМІСТ

Передмова.....	3
Вступ до курсу «Основи електропостачання сільського господарства»	5
Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	6
1.1 Основні терміни та визначення	6
1.2 Відомості про виробництво, передачу, розподіл та споживання електричної енергії	7
1.2.1 Розвиток електроенергетики в Україні	7
1.2.2 Джерела електричної енергії	10
1.2.3 Передача та розподіл електричної енергії	13
1.2.4 Державні стандарти, що регламентують електропостачання сільськогосподарських підприємств та населених пунктів	15
1.3 Завдання електропостачання сільського господарства	15
1.3.1 Особливості роботи систем електропостачання сільськогосподарських споживачів	15
1.3.2 Якість електричної енергії	16
1.3.3 Надійність електропостачання сільського господарства та способи її підвищення	20
1.3.4 Економічність роботи сільських електричних мереж	21
Запитання для самоконтролю	22
Розділ 2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ ..	24
2.1 Характеристика споживачів електричної енергії	24
2.2 Графіки електричних навантажень споживачів і трансформаторних підстанцій	26
2.3 Визначення навантажень електричних мереж	30
2.3.1 Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38...35 кВ	30
2.3.2 Розрахунок навантажень трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,38 кВ	34
2.4 Визначення центру електричних навантажень	36
Практичні заняття	37
Запитання для самоконтролю	44

Розділ 3. БУДОВА ЗОВНІШНІХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	..45
3.1 Класифікація електричних мереж напругою 0,38...110 кВ	..45
3.2 Конструкція проводів та кабелів зовнішніх електричних мереж	53
3.3 Ізолятори повітряних ліній електропередачі	61
3.4 Опори повітряних ліній електропередачі	64
3.5 Активний та індуктивний опір проводів	68
Запитання для самоконтролю	71
Розділ 4. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ	72
4.1 Втрати енергії в елементах електричних мереж	72
4.2 Приведені витрати на передачу та розподіл електричної енергії	79
4.3 Економічна густина струму та економічні інтервали навантажень	84
4.4 Визначення перерізу проводів повітряних ліній напругою 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів	87
Практичні заняття	90
Запитання для самоконтролю	95
Розділ 5. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ	96
5.1 Допустиме навантаження на проводи та кабелі	96
5.2 Вибір плавких запобіжників та автоматичних вимикачів	...101
5.3 Вибір перерізу проводів за допустимим нагріванням	105
Практичні заняття	109
Запитання для самоконтролю	113
Розділ 6. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ	114
6.1 Розрахунок ліній постійного струму	114
6.2 Спад і втрата напруги в мережах змінного струму	118
6.3 Розрахунок електричних мереж трифазного струму при сталому перерізі проводів магістралі	122
6.4 Розрахунок розгалужених електричних мереж змінного струму	125
6.5 Розрахунок замкнених мереж змінного струму	126
Практичні заняття	133
Запитання для самоконтролю	138

Розділ 7. ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	139
7.1 Вплив відхилень напруги на роботу споживачів електричної енергії	139
7.2 Вплив елементів електричної мережі на відхилення напруги	142
7.3 Визначення допустимої втрати напруги в мережі за таблицею відхилень	147
7.4 Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску електричних двигунів	153
7.5 Регулювання напруги в сільських електричних мережах ...	155
Практичні заняття	163
Запитання для самоконтролю	167
Розділ 8. СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ	168
8.1 Загальні відомості про короткі замикання та замикання на землю	168
8.2 Початковий період короткого замикання	172
8.3 Складання розрахункових та еквівалентних схем	177
8.4 Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою вище 1000 В	182
8.5 Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В	184
8.6 Визначення струмів замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю	187
Практичні заняття	190
Запитання для самоконтролю	199
Розділ 9. ПЕРЕНАПРУГА В ЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВКАХ І ЗАХИСТ ВІД НЕЇ	200
9.1 Загальні відомості про перенапругу в електроустановках ..	200
9.2 Загальні відомості про грозу та атмосферну перенапругу...	202
9.3 Захист електроустановок від прямих ударів блискавки	209
9.4 Захист електроустановок від наведеної перенапруги	213
9.5 Захист сільських електричних мереж від атмосферної перенапруги	221
Запитання для самоконтролю	224
Розділ 10. ЕЛЕКТРИЧНА АПАРАТУРА	225
10.1 Електричні контакти	225

10.2	Поняття про електричну дугу	230
10.3	Шини розподільних пристроїв	235
10.4	Ізолятори для електричних установок	235
10.5	Плавкі запобіжники	238
10.5.1	Плавкі запобіжники напругою до 1000 В	243
10.5.2	Плавкі запобіжники напругою вище 1000 В	245
10.6	Автоматичні вимикачі	248
10.7	Роз'єднувачі	253
10.8	Вимикачі навантаження	257
10.9	Високовольтні вимикачі	259
10.10	Короткозамикачі і віддільники	270
10.11	Приводи до комутаційних апаратів	273
10.12	Вибір електричних апаратів	275
	Практичні заняття	277
	Запитання для самоконтролю	279

Розділ 11. КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ І ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

11.1	Загальні відомості.....	281
11.2	Трансформатори струму	282
11.3	Схеми з'єднання трансформаторів струму	289
11.4	Трансформатори напруги	295
11.5	Схеми вмикання трансформаторів напруги	299
11.6	Вибір вимірювальних трансформаторів	302
	Запитання для самоконтролю	306

Розділ 12. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

12.1	Призначення і загальна характеристика релейного захисту	307
12.2	Вимоги до релейного захисту та принцип його дії	308
12.3	Класифікація реле	310
12.4	Будова та принцип дії реле	312
12.5	Джерела оперативного струму	333
12.6	Релейний захист повітряних ліній напругою 6...10 кВ ...	338
12.6.1	Максимальний струмовий захист	338
12.6.2	Струмова відсічка	343
12.6.3	Схеми струмового захисту повітряних ліній	346
12.7	Релейний захист силових трансформаторів	348
12.7.1	Основні види пошкоджень трансформаторів	348
12.7.2	Аварійні режими роботи трансформаторів	351

12.7.3	Струмова відсічка трансформаторів	357
12.7.4	Максимальний струмовий захист трансформаторів..	359
12.7.5	Диференціальний захист трансформаторів	360
12.7.6	Захист трансформаторів від перевантаження.....	364
12.7.7	Газовий захист трансформаторів	365
	Практичні заняття	366
	Запитання для самоконтролю	370
Розділ 13. ЗАСОБИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ		
	МЕРЕЖ	372
13.1	Ефективність автоматизації електричних мереж	372
13.2	Автоматичне повторне вмикання	373
13.3	Автоматичне вмикання резерву	378
13.4	Автоматичне частотне розвантаження мережі	381
13.5	Схема керування віддільником і короткозамикачем	384
13.6	Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ	386
	Запитання для самоконтролю	391
Розділ 14. СІЛЬСЬКІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ..392		
14.1	Загальні відомості	392
14.2	Схеми з'єднання трансформаторних підстанцій	394
	Запитання для самоконтролю	402
Розділ 15. ЗАЗЕМЛЕННЯ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ		
	ПРИСТРОЇ	403
15.1	Основні терміни	403
15.2	Призначення заземлювальних пристроїв	405
15.3	Розподіл потенціалу і розтікання струму в землі від заземлювача	406
15.4	Вимоги до заземлювальних пристроїв	408
15.5	Конструктивне виконання і розрахунок заземлювачів ...	411
	Практичні заняття	416
	Запитання для самоконтролю	418
	ДОДАТКИ	419
	ЛІТЕРАТУРА	455

Навчальне видання

Коваленко Олександр Іванович

Коваленко Любов Рафаїлівна

Мунтян Володимир Олексійович

Радько Іван Петрович

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

Навчальний посібник

Підписано до друку 26.10.2011 р. Формат 60×84/16
Папір офсетний. Друк RISO. Ум. друк. арк. 26,97
Тираж 300 прим. Зам № 1637

ТОВ «Видавничий будинок Мелітопольської міської друкарні»
72312, м. Мелітополь, вул. К.Маркса, 21
т/ф (0619) 44-01-43, тел./факс (06192) 6-74-43

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виробників
і розповсюджувачів видавничої продукції
від 26.09.2003 р., серія ДК №1509

Надруковано ПП Гапшенко В. О.
Тел.: (06192) 6-81-46