



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

С. А. Попадченко

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Курс лекцій (II частина)

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

Харків

2024

Міністерство освіти і науки України



ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту

С. А. Попадченко

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Курс лекцій (II частина)

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

Затверджено
рішенням Науково-методичної ради
факультету енергетики, робототехніки
та комп'ютерних технологій
Протокол № 1 від 30 вересня 2024 року

Харків
2024

УДК 621.31
О 75

Схвалено

на засіданні кафедри електропостачання
та
енергетичного менеджменту
Протокол № 2 від 20.09.2024 року

Рецензенти:

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

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

О 75 Основи електропостачання: Курс лекцій (II частина) для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної (заочної) форми навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ С. А. Попадченко / – Електрон. дані. – Х. : ДБТУ, 2024. – 134 с.

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

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

УДК 621.31

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

© Попадченко С. А., 2024
© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

ВСТУП	5
МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ	5

Лекція № 1. Струми короткого замикання в мережах. Причини виникнення к.з. Негативний вплив к. з. на електричну апаратуру. Початковий період короткого замикання. Складові струму початкового періоду. Характеристика перехідного процесу к. з.	7
Лекція № 2. Методи розрахунку процесу короткого замикання.	21
Лекція № 3. Визначення струмів короткого замикання за розрахунковими кривими, методам розрахунку по загальному та індивідуальному змінюванню.	36
Лекція № 4. Визначення струмів короткого замикання в сільських мережах напругою 0,38/0,22 кВ.	43
Лекція № 5. Несиметричні струми короткого замикання. Визначення несиметричних струмів к.з. в мережі з глухозаземленою нейтраллю, ізольованою нейтраллю.	48
Лекція № 6. Вибір та перевірка електричної апаратури станцій та підстанцій, розподільних пристроїв.	54
Лекція № 7. Електричні контакти, режими роботи контактів.	58
Лекція № 8. Електрична дуга. Способи гасіння дуги.	70
Лекція № 9. Роз'єднувачі, короткозамикачі, віддільники, вимикачі навантаження, їх вибір.	74
Лекція № 10. Оливові і безоливові вимикачі напругою вище 1 кВ. Вибір. Вимикачі напругою до 1 кВ.	83
Лекція № 11. Трансформатори струму. Схеми їх з'єднання. Класи точності.	94
Лекція № 12. Трансформатори напруги і схеми їх вмикання. Вибір трансформаторів напруги.	102
Лекція № 13. Релейний захист. Загальна характеристика.	107
Лекція № 14. Сільські трансформаторні підстанції. Призначення, схеми і конструктивне виконання районних трансформаторних підстанцій 110 – 35/10, 110 /10, 35/10 кВ.	
Лекція № 15. Схеми і конструктивне виконання споживчих підстанцій 10/0,38 кВ. Сільські електричні станції. Малі гідравлічні станції.	

ВСТУП

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

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

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

Дана навчальна дисципліна забезпечує формування таких компетентностей:

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

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

Здатність розрахунку електричного навантаження, розрахунку нормальних та аварійних режимів роботи мережі, вибору високовольтного і низьковольтного електричного обладнання, розрахунку засобів релейного захисту та автоматики.

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

МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ

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

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

- раціонального використання електроенергії та інших енергетичних ресурсів;
- вибору та впровадженню енергозберігаючих технологій, нетрадиційних і поновлюваних джерел енергій;
- ефективність роботи систем електропостачання агропромислового комплексу;
- проектування систем енерго-(електро-)постачання;
- розрахунку електричного навантаження;

- розрахунку нормальних та аварійних режимів роботи мережі;
- розрахунку засобів релейного захисту та автоматики;
- техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень;
- вибору електричних апаратів та струмопроводів.

В результаті вивчення дисципліни студенти

повинні знати:

- джерела струму та систему виробництва, передачі і перетворення електричної енергії в інші види енергій, склад електричних мереж;
- нормальні та аварійні режими роботи мережі;
- методи вибору струмопроводів і критерії вибору та перевірки роботи електричних апаратів;
- критерії надійності електропостачання та засоби її підтримання;
- засоби енергозбереження, техніко-економічні показники;
- релейний захист в мережах сільського електропостачання, автоматику та оперативне перемикання;
- техніку безпеки, заземлюючі пристрої та захист мереж від перенапруги і прямих ударів блискавки;
- безпеку обслуговування електричних мереж, пристроїв.

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

повинні уміти:

- володіти сучасними математичними методами розрахунків, адаптованими до систем електропостачання сільського господарства;
- виконувати необхідні техніко-економічні розрахунки окремих елементів та систем електропостачання сільськогосподарських об'єктів;
- аналізувати технічний стан та режими роботи систем електропостачання щодо їх відповідності нормативним вимогам;
- визначати перспективні шляхи реконструкції та розвитку систем електропостачання.

ЛЕКЦІЯ № 1. Струми короткого замикання в мережах. Причини виникнення к. з. Негативний вплив к. з. на електричну апаратуру. Початковий період короткого замикання. Складові струму початкового періоду. Характеристика перехідного процесу к. з.

1. Режими нейтралей електричних мереж та їх залежність від напруг.
2. Визначення і види к. з.
3. Основні причини виникнення к. з.
4. Негативний вплив к. з. на електричну апаратуру.
5. Початковий період к. з. .
6. Складові струму початкового періоду.
7. Характеристика перехідного процесу к. з.

ЛІТЕРАТУРА.

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.:Аграрна освіта,2011 – 448 с.
4. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Черемісін М. М. Перехідні процеси в системах електропостачання: Навч. посібник/ М. М. Черемісін – Х.: Факт, 2005. – 176 с.
6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Трифазні електричні мережі можуть працювати як з ізольованою, 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 ізольованою нейтраллю. Електричні мережі, що працюють у такому режимі називають **мережами з ізольованою 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 1.1, а).

В електричних мережах напругою 6, 10 та 35 кВ – нейтраль ізольована 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 ізольованою (компенсованою) нейтраллю (рисунок 1.1, б).

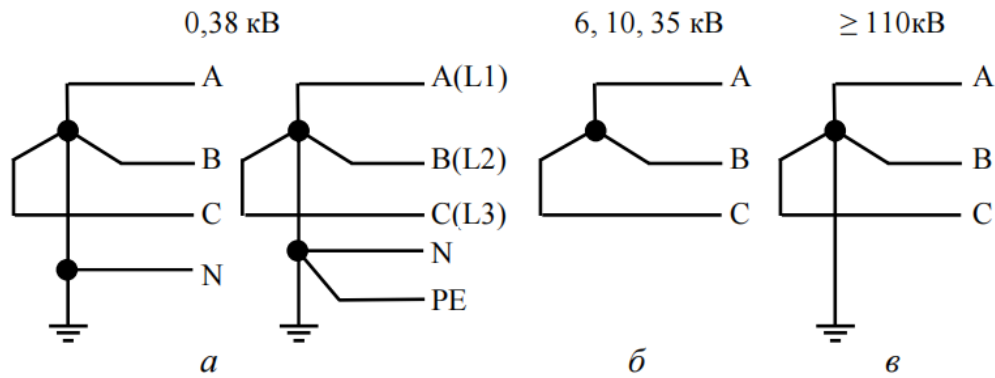


Рисунок 1.1 – Режим нейтралі електричних мереж:

- a* – чотирипровідна (п'ятипровідна) електрична мережа із глухо заземленою нейтраллю;
- б* – трипровідна мережа з ізолюваною нейтраллю;
- в* – трипровідна електрична мережа із глухо заземленою нейтраллю

В системах з ізолюваною нейтраллю (6, 10, 35 кВ) замикання на землю однієї фази не є коротким замиканням, воно так і називається – **замикання на землю**. Одночасне замикання на землю двох різних фаз в системах із ізолюваною нейтраллю є **двофазним коротким замиканням через землю**.

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 1.1, *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**.

В електричних мережах можуть виникати різні види короткого замикання, які супроводжуються різким збільшенням струму.

Коротким замиканням (к. з.) називається будь яке непередбачене нормальними умовами роботи замикання між фазами, а в системах із заземленими нейтраллями (або чотирипровідними) крім того, замиканням однієї з фаз на землю або нульовий провід.

Ці замикання можуть бути як безпосередніми, так і через перехідний опір. К. з. виникає також через порушення ізоляції струмопровідних частин в наслідок природного старіння або механічного пошкодження, комутаційних та атмосферних перенапруг, перекриття фаз птахами або мокрими гілками дерев.

При цьому загальний опір у системі зменшується, а струм збільшується порівняно з нормальним режимом. Також значно знижується напруга, особливо в місцях близьких до к. з.

В більшості випадків у місцях к. з. виникає перехідний опір (опір електричної дуги та інших елементів кола).

Якщо перехідний опір малий і ним можна знехтувати, то к. з. називають **металевим**.

Розрізняють наступні види к. з.:

1. Трифазне $\kappa^{(3)}$ (рис.1.2, а), коли три фази з'єднуються без з'єднання з землею (найбільш небезпечне) $I^{(3)} \approx 5...10\%$.

Трифазне к. з. називають симетричним. У точці к. з. $U \approx 0$.

Струми і напруги однакові за абсолютним значенням і зсунуті один відносно одного на кут 120° (рис.1.2, б).

2. Двофазне $\kappa^{(2)}$ (рис.1.2, в) - дві фази з'єднуються між собою без з'єднання з землею $I^{(2)} \approx 10\%$. Сума напруг усіх трьох фаз дорівнює нулю, напруга непошкодженої фази в два рази більша від рівних між собою напруг пошкоджених фаз (рис.1, г).

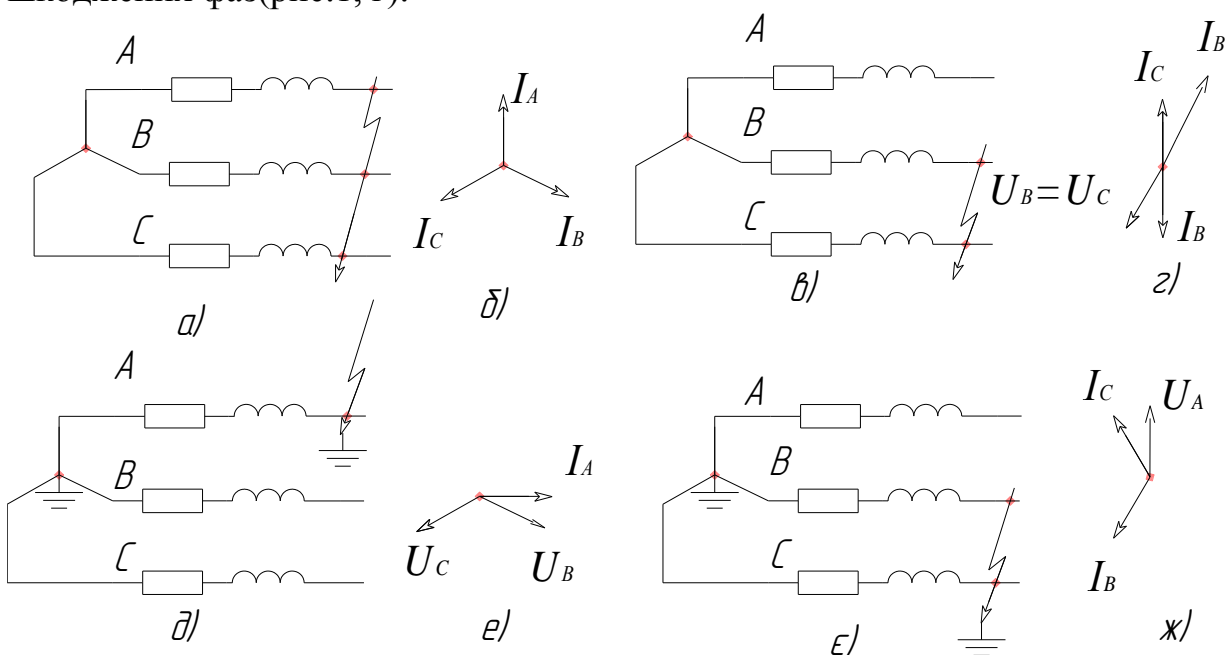


Рисунок 1. 2 - Схеми коротких замикань(а, в, д, ж) і діаграми струмів та напруги (б, г, е, з) в трифазній мережі.

3. Однофазне $\kappa^{(1)}$ (рис.1.2, д) - одна фаза з'єднується з нейтраллю джерела через землю $I^{(1)} \approx 65\%$. Напруга пошкодженої фази=0, а двох непошкоджених – близька до нормальної. Струм к. з. проходить лише в пошкодженій фазі (рис.1, е).

4. Подвійне замикання на землю $\kappa^{(1,1)}$ (рис.2, ж) - дві фази з'єднуються між собою і з землею $I^{(1,1)} \approx 20\%$. $U \approx 0$ в пошкоджених фазах, а в непошкодженій – майже не змінюється. Сума фазних напруг не дорівнює нулю. Струми в пошкоджених фазах однакові за значенням і зсунуті між собою на деякий кут (рис.1.2,з).

Основними причинами виникнення к. з. в мережі можуть бути:

- порушення ізоляції електричного устаткування внаслідок зносу ізоляції, не виявленого своєчасно при профілактичних випробуваннях, чи через перенапруження;
- помилкові дії обслуговуючого персоналу;
- механічні пошкодженнями кабельних ліній, схльостування, накиди або перекриття птахами проводів повітряних ліній.

При виникненні к. з. загальний опір ланцюга системи електропостачання зменшується, внаслідок чого струми у гілках системи різко збільшуються, а напруги на окремих ділянках системи знижуються.

Елементи електричних систем мають активні, індуктивні опори і ємнісні провідності.

Тому при раптовому порушенні режиму роботи внаслідок к. з. електрична система представляє з себе коливальний контур.

Струми у гілках та напруги у вузлах будуть змінюватися протягом деякого часу після виникнення к. з. відповідно до параметрів цього контуру. За час к. з. з моменту виникнення до моменту відключення пошкодженої ділянки в ланцюзі протікає перехідний процес з великими миттєвими струмами, що викликають електродинамічний вплив на електрообладнання.

При тривалому, більше 0,01 с, к. з. струми мають термічну дію, яка може призвести до значного підвищення температури нагрівання електроустаткування.

Величина струму к. з. залежить від:

1. Потужності джерела, яке живить місце к. з.
2. Електричної віддаленості джерел від місця к. з., тобто від величини опорів елементів електричного кола, включених між джерелами і точкою к. з.
3. Виду к. з. (трифазне, однофазне і т. д.)
4. Часу з моменту виникнення к. з.

Негативний вплив к. з. на електричну апаратуру:

1. Тепловий вплив – процес к. з. проходить за короткий термін.

Процес нагрівання струмопровідника проходить майже без виділення тепла і називається **адіабатичним**.

$$\theta = 0,24 \int_0^t I_{кз}^2 (1 + \alpha \cdot \theta^0) \cdot \frac{l}{\gamma \cdot F} \cdot dt \quad (\text{кал}), \quad (1. 1)$$

де $I_{к.з.}$ - струм к. з.;

α - температурний коефіцієнт опору;

θ - температура провідника;

l - довжина;

γ - питома провідність;

F - переріз.

Температура струмопроводу в кожний момент дорівнює сумі температур струмопроводу в нормальному режимі і температури перегрівання струмом к.з. Порівнюючи температуру нагрівання струмопроводу з допустимими значеннями нагрівання, визначають його термічну стійкість .

Струмopрoвiдник повинен вибиратись i перевiрятись на термiчний вплив $I_{к.з.}$.

На рис. 1. 2 показана схема електропостачання споживачiв, для якої складена дiаграма напруг при нормальному i аварiйному режимах.

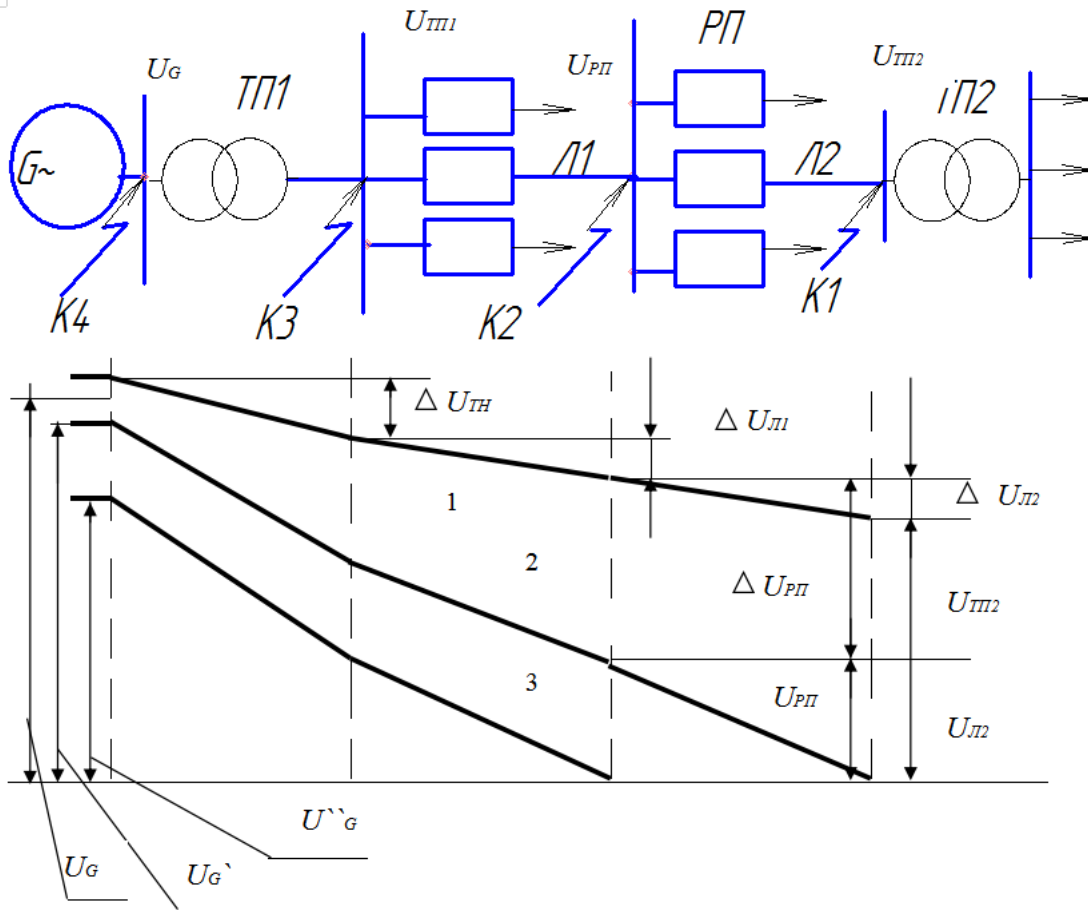


Рисунок 1. 2 - Змiна напруги в рiзних точках електромережi в нормальному режимi та при коротких замиканнях.

- Нормальний режим – на затискачах генератора $U=U_G$;
- на пiдстанцiї ТП2 - $U=U_{ТП2}$ (дiаграма 1).

Аварiйний режим(к. з.):

- в точцi $K1$ U знизиться до 0 i значно зменшиться в iнших точках мережi (дiаграма 2). Це обумовлено тим, що збiльшення струмiв I при к. з. значно збiльшує ΔU в рiзних елементах мережi.

Зниження напруги в мережi зберiгатиметься доти, доки пошкоджена дiлянка не вимкнеться.

- в точцi $K2$ опiр вiд джерела до мiсця замикання зменшується $\Rightarrow > I$ та $\Delta U \Rightarrow < U$ (дiаграма 3).

Отже:

1)наближенням точки замикання до джерела живлення збiльшується кiлькiсть споживачiв позбавлених електроенергiї;

2) погіршується якість електропостачання споживачів від непошкоджених ділянок мережі;

3) Ік. з. призводять до додаткового нагріву струмопровідних елементів, що може спричинити пошкодження провідників і ізоляції;

4) великі Ік. з. можуть призвести до механічного руйнування внаслідок електродинамічних зусиль, що виникають між цими елементами.

При к. з. спад напруги збільшується \Rightarrow небезпечно!

Асинхронний двигун переходить у режим к. з.

2. Електромагнітний вплив Ік. з..

Крім термічної дії, Ік. з. зумовлюють значні електродинамічні зусилля, які можуть призвести до механічних пошкоджень апаратів і розподільних пристроїв.

На основі закону Био-Савара можна визначити механічне зусилля $P_{e. мех.}$ між паралельними струмопроводами:

$$P_{ел.м.} = 20 \cdot \kappa \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} [H], \quad (1. 2)$$

де κ – коефіцієнт форми струмопровідника;

i_1, i_2 – тах (ударні) миттєві струми першого і другого струмопроводів, що взаємодіють;

l – довжина провідника між точками кріплення;

a – відстань між струмопроводами, що взаємодіють.

У трифазній системі з однаковими за значеннями струмами фаз при паралельному розміщенні струмопроводів в одній площині **найбільше зусилля припадає на середню фазу.**

З урахуванням зсуву фаз це зусилля дорівнює :

$$P_{мех} = \pm 17,25 \cdot \kappa \cdot i_{y\partial}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} [H],$$

якщо $l = 1$, то

$$P_{ел.} = \pm 17,6 \cdot \kappa \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot 10^{-8} [H].$$

З урахуванням зсуву фаз це зусилля дорівнює :

$$P_{мех} = \pm 17,25 \cdot \kappa \cdot i_{y\partial}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} [H],$$

якщо $l = 1$, то

$$P_{ел.} = \pm 17,6 \cdot \kappa \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot 10^{-8} [H].$$

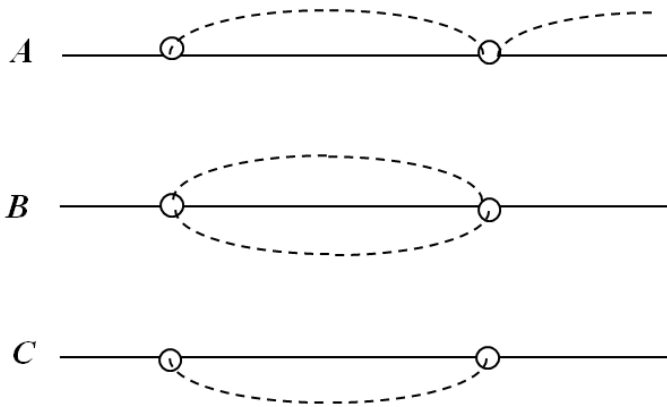


Рисунок 1. 3 – Механічне зусилля в трифазній системі з однаковими за значеннями струмами фаз на кожен фазу.

Таким чином, при установці електричних апаратів, жорстких струмопроводів, шин завжди обчислюється величина впливу струмів к. з.

Для перевірки на термічну і динамічну стійкість апаратури виконують простіші розрахунки, порівнюючи I_k з допустимими за довідниками.

При включенні на постійну напругу змінного струму електричного кола, яке складається з послідовно з'єднаних активного опору r і індуктивного з коефіцієнтом самоіндукції L :

$$u = ir + L \frac{di}{dt} , \quad (1.3)$$

де i , u – миттєві значення струму і напруги,
 t – час з моменту включення кола на напругу.

Рішення цього рівняння дає можливість визначити струм в колі i_k , який і являється струмом короткого замикання:

$$i_k = \frac{U_{\max}}{z} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + Ke^{-\frac{r}{L}t} = I_{n\max} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + Ke^{-\frac{r}{L}t} = i_n + i_a, \quad (1.4)$$

де U_{\max} - максимальне значення прикладеної до кола синусоїдальної напруги;

z – опір кола;

$\omega = 2\pi f$ - частота змінного струму;

α - кут фази включення кола на напругу u ;

$\varphi_k \approx 90^\circ$ - кут зсуву між струмом к. з. i_k і напругою u ;

K – постійна, яка визначається із початкових умов;

e - основа натуральних логарифмів ;

$I_{n\max}$ - максимальне значення періодичної складової струму к.з.

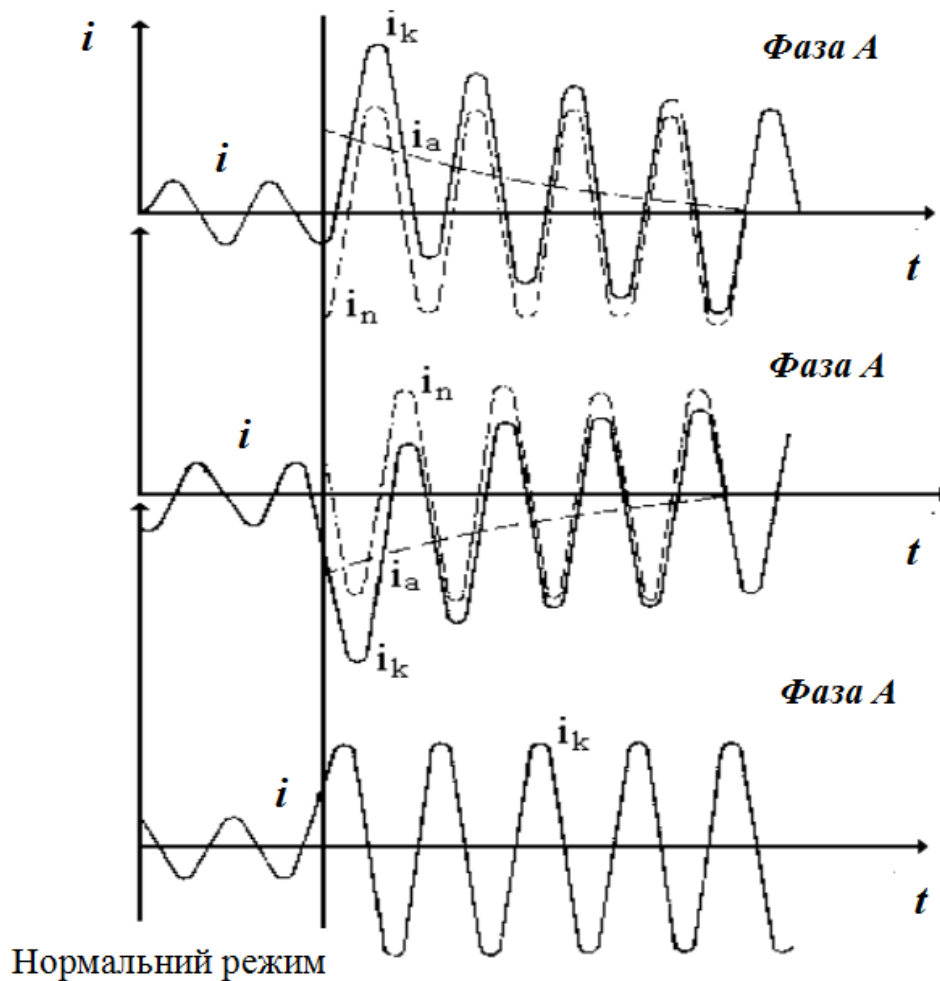


Рисунок 1. 4 - Осцилограми струмів в окремих фазах при трифазному к.з для випадку, коли в одній із фаз (фаза С) не виникає аперіодична складова струму.

Із формули видно, що струм i_k складається з двох частин :

- періодичної синусоїдальної складової i_n (вимушеної) з постійною амплітудою i частотою 50 Гц;
- аперіодичної (вільної) затухаючої експоненціальної складової i_a .

Основні співвідношення між струмами КЗ

Розглянемо зв'язок між ударним струмом i_y , та початковим діючим значенням періодичної складової струму к.з. I_{n0} .

1. Аперіодична складова згасає за законом експоненціальної кривої, що визначається рівнянням

$$i_a = I_{amax} \cdot e^{-t/T_a},$$

де I_{amax} – амплітудне (максимальне) значення аперіодичної складової; T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової, що визначається спів-

відношенням між індуктивністю L_k та активним опором r_k ланцюга до точки к. з:

$$T_a = L_k / r_k.$$

Враховуючи, що $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f_{ном} = 2 \cdot \pi \cdot f_k$, величина індуктивного опору $x_k = \omega \cdot L_k = 314 \cdot L_k$, звідки $L_k = x_k / 314$, отримаємо

$$T_a = L_k / r_k = x_k / 314 \cdot r_k,$$

де r_k, x_k – відповідно активний та індуктивний опір ланцюга к. з.

1. Ударний струм (відповідає часу $t=0,01$ с) через півперіоду з виникнення к. з.:

$$i_y = i_a + I_{n.max},$$

де $I_{n.max} = \sqrt{2}I_{n.0}$ – максимальні значення періодичної складової.

$$i_y = I_{a.max} \cdot e^{-t/T_a} + I_{n.max}.$$

В момент $t = 0$ $I_{n.max} = I_{a.max}$, тоді

$$i_y = I_{n.max} + I_{n.max} \cdot e^{-t/T_a} = I_{n.max} \cdot (1 + e^{-t/T_a}) = \sqrt{2}I_{n.0} \cdot (1 + e^{-t/T_a})$$

Якщо позначимо $1 + e^{-t/T_a} = k_y$, отримаємо $i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n.0}$.

Тому, ударним коефіцієнтом k_y враховується (через T_a) співвідношення між активним і індуктивним опором ланцюга к. з., тобто відстань точки к. з. від ДЖ(генератора).

$$i_y = I_{n.0} + I_{n.0} \cdot e^{-t/T_a} = I_{n.0} \cdot (1 + e^{-t/T_a}); i_y = k_y \cdot I_{n.0},$$

де k_y – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу ланцюга к. з.

$$k_y = (1 + e^{-t/T_a})$$

Усталений режим к. з. починається після затухання вільної складової $I_{к.з.}$ (аперіодичної) і повністю визначається струмом періодичної (вимушеної) складової $I_{к.з.}$.

Аперіодична складова може бути відсутня в $I_{к.з.}$ однієї з фаз.

Для визначення постійної K , яка визначається із початкових умов, розглянемо рівняння в момент часу $t=0$.

$$i_{k0} = i_{н0} = i_{н0} + i_{a0} = I_{n.max} \sin(\alpha - \varphi_k) + K, \quad (1.5)$$

де $i_{н0}$ - струм навантаження до к. з. при $t=0$.

$$K = i_{a0} = i_{н0} - i_{н0} \quad (1.6)$$

З іншого боку, відношення $\frac{L}{R}$ є постійна часу експоненціальної кривої аперіодичної складової струму к.з. T_a

$$T_a = \frac{L}{R} = \frac{x}{(\omega r)}, \quad (1.7)$$

Кінцеве рівняння для миттєвого значення струму к.з.:

$$i_{k0} = i_n + i_a = I_{n \max} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (1.8)$$

В початковий період к. з. нам необхідно знати найбільш можливе значення струму к. з., тобто умови, при яких аперіодична складова i_{a0} буде максимальною.

Із рівняння (1. 6) слідує, що аперіодична складова дорівнює абсолютному значенню періодичної складової тільки при $i_{n0} = 0$, тоді

$$i_{a0} = -i_{n0}.$$

Якщо в мережі є струм навантаження, i_{n0} зменшується на значення цього струму.

Значить, одною з умов отримання найбільш можливого для даної схеми струму к. з. в початковий період буде відсутність навантаження в колі, яке замикається.

Найбільше значення періодичної складової при $t=0$

$$i_{n0} = I_{n \max}$$

Для $\varphi_k \approx 90^\circ$ це справедливе рівняння, якщо к. з. відбулося при проходженні напруги через нуль, тобто при куті $\alpha = 0$.

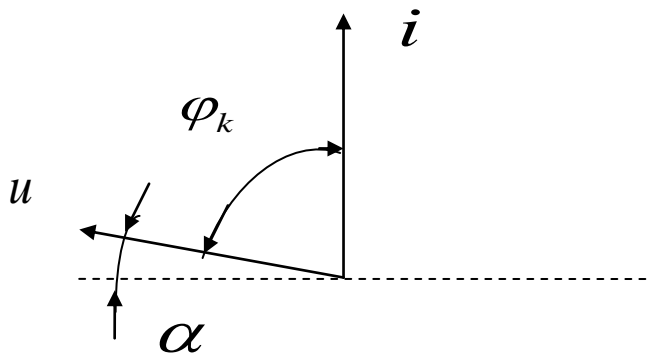


Рисунок 1. 5 – Умови утворення найбільшого значення періодичної складової струму к.з. в початковий момент короткого замикання.

В цьому випадку струм к.з. в момент $t=0$

$$i_{k0} = I_{n \max} \sin(-90^\circ) + I_{n \max} = 0.$$

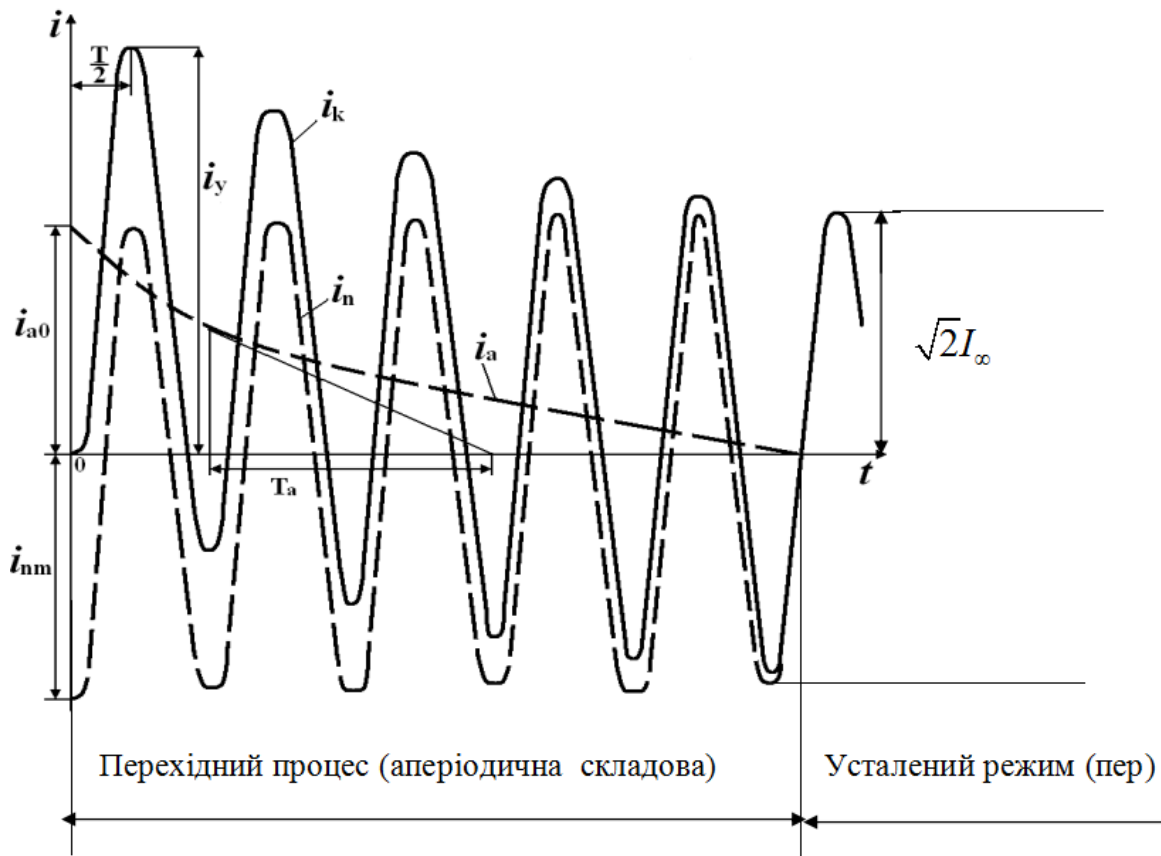


Рисунок 1. 6 – Осцилограма повного струму к.з. і його періодичної та аперіодичної складових при найбільшій величині аперіодичної складової.

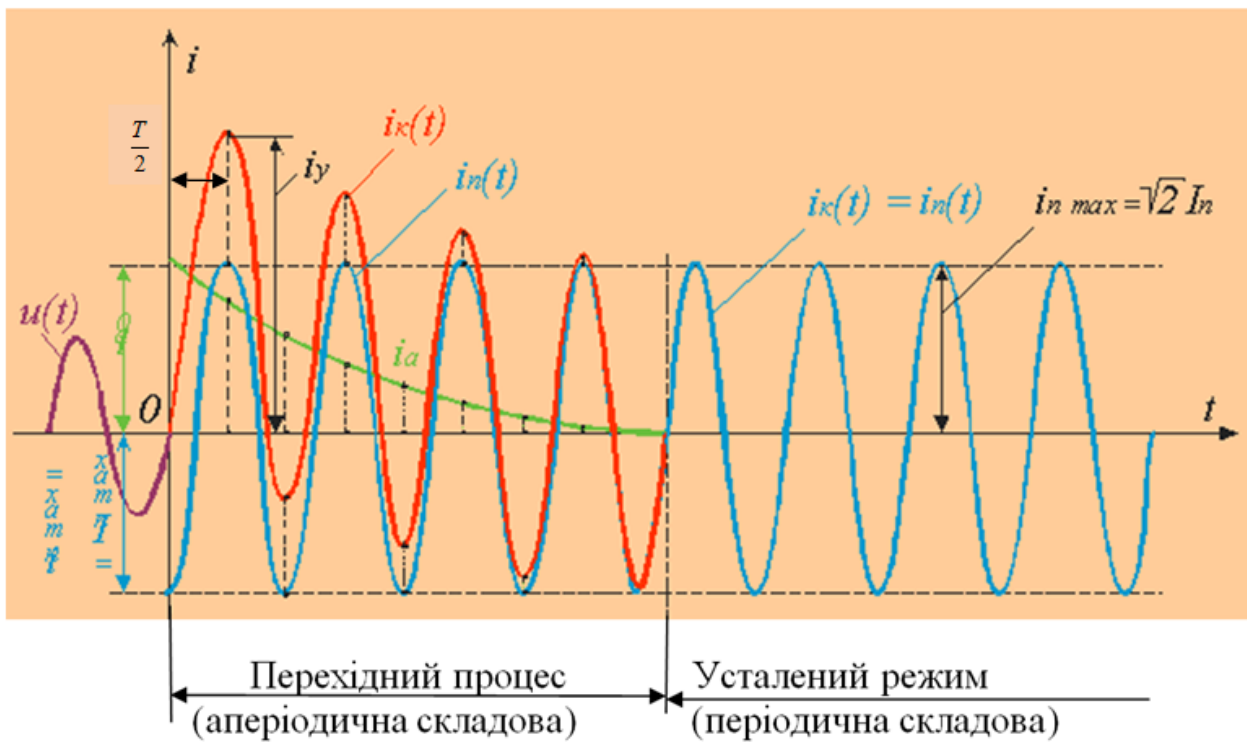


Рисунок 1. 7 - Зміна струму трифазноо короткого замикання і його складових для випадку виникнення максимального значення аперіодичної складової.

Крива періодичної складової представляє з себе синусоїду з $I_{n\max} = \text{const}$, так як прикладену напругу прийнято постійною

$$U_{\max} = \text{const}.$$

Найбільше миттєве значення струму к. з. за період к. з., яке називається ударним струмом, спостерігається через півперіоду після замикання, тобто при $t = 0,01$ с.

Тоді з рівняння (2. 6)

$$i_y = I_{n\max} \sin(180^\circ + 0 - 90^\circ) + I_{n\max} e^{-\frac{0,01}{T_a}} = I_{n\max} (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = \kappa_y I_{n\max} \quad (1. 9)$$

Ударний коефіцієнт κ_y показує, наскільки ударний струм більше максимального значення періодичної складової.

Значення ударного коефіцієнту залежить тільки від значення постійної часу T_a .

T_a залежить від співвідношення коефіцієнта самоіндукції L і активного опору r електричного кола, яке розглядаємо.

Чим менше T_a , тим швидше затухає аперіодична складова і тим менше κ_y .

При к. з. на шинах нижчої напруги підстанції з вищою напругою $U = 110$ кВ і більше $\kappa_y = 1,8$.

При к. з. на шинах 35 і 10 кВ $\kappa_y = 1,5$.

При к. з. на шинах 10 і 0,4 кВ $\kappa_y = 1$.

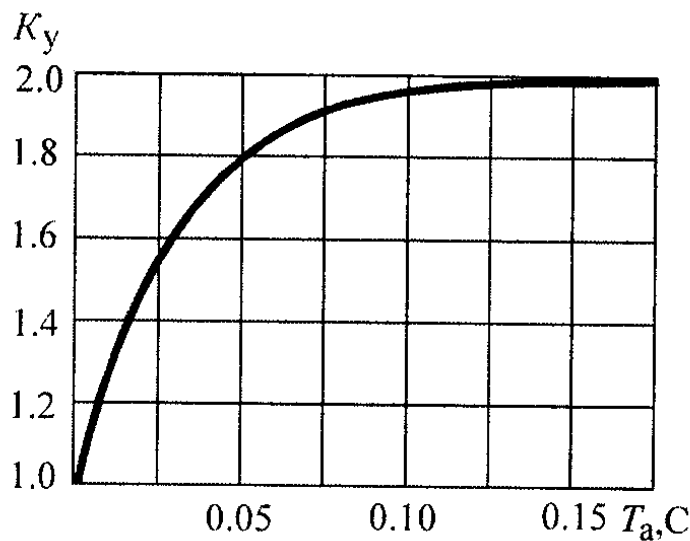


Рисунок 1. 8 – Залежність ударного коефіцієнту від постійної часу T_a .

Для практичних розрахунків нас цікавить найбільше діюче значення струму к.з. I_y .

$$I_y = I_n \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2},$$

де I_n – діюче значення періодичної складової струму к. з.

Якщо ударний коефіцієнт змінюється в межах $1 < \kappa_y < 2$, то

$$1 < \frac{I_y}{I_n} < \sqrt{3} \epsilon$$

Враховуючи, що $I_{n \max} = \sqrt{2}I_n$,

де I_n – діюче значення струму в початковий момент к. з., величину ударного струму можна визначити як:

$$i_{y.} = \sqrt{2}I_n K_y.$$

K_y може змінюватись в межах 1...2 експоненціально.

Всі розрахунки приведені вище відносились до випадку, коли напруга U живлення в процесі к. з. незмінна.

Це справедливо для сільських мереж.

Якщо ж к. з. відбулось недалеко від електростанції, то в наслідок впливів струму к. з. на синхронний генератор і реакції його обмоток напруга U на його затисках в процесі к. з. буде змінюватись.

Питання для самоперевірки.

1. Як змінюються електричних параметри при к. з. (струм, напруга, опір)?
2. Що таке металеве к. з. ?
3. Назвати види к. з.
4. Схеми к. з. і діаграми струмів та напруги в трифазній мережі.
5. Основні причини виникнення к. з.
6. Від чого залежить величина струму за к. з.?
7. Негативний вплив к. з. на електричну апаратуру
8. Які види к. з. можуть виникнути в мережах 35 кВ?
9. Визначення струму в колі i_k .
10. Складові струми к. з.
11. Визначення постійної K .
12. Постійна часу експоненціальної кривої аперіодичної складової струму к. з. T_a .
13. Кінцеве рівняння для миттєвого значення струму к. з.
14. Умови утворення найбільшого значення періодичної складової струму к. з. в початковий момент к. з.
15. Осцилограма повного струму к. з.
16. Від чого залежить ударний коефіцієнт?
17. Визначення діючого значення струму к. з. та ударного струму к. з.

ЛЕКЦІЯ № 2. Методи розрахунку процесу короткого замикання, схеми заміщення та визначення кола к. з.

- 1. Задачі, для рішення яких використовуються параметри процесу к.з.**
- 2. Мета розрахунку струмів к.з. і других електричних величин, точність розрахунку.**
- 3. Методи розрахунку, область використання.**
- 4. Припущення, які приймаються при рішенні задач, випадки в яких активним опором нехтують.**
- 5. Послідовність рішення задачі. Програма.**

Література:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.:Аграрна освіта,2011 – 448 с.
4. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Черемісін М. М. Перехідні процеси в системах електропостачання: Навч. посібник/ М. М. Черемісін – Х.: Факт, 2005. – 176 с.
6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Визначення струмів к. з. ведеться для вирішення таких задач:

- 1) вибір схем електричних з'єднань;
- 2) вибір електричних апаратів, шин, перерізу проводів, кабелів;
- 3) проектування і налагодження релейного захисту;
- 4) визначення впливу ЛЕП на лінії зв'язку;
- 5) проведення аналізу роботи споживачів в режимі к. з.

Електричні мережі існують складні, замкнуті і розгалужені. Розрахунок процесу к. з. є трудомістким, навіть при наявності ЕОМ і комп'ютерних програм. Для рішення задач використовують різні методи, які забезпечують різну точність та надійність розрахунку.

Розрахунки струмів к. з. здійснюються для вибору або перевірки параметрів електроустановки, а також для перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму к. з. для найважливішого режиму роботи мережі.

Облік аперіодичної складової проводиться приблизно, виходячи з припущення, що вона має максимальне значення в аналізованій фазі.

Розрахунок струмів к. з. як при проектуванні систем та елементів електропостачання, так і при аналізі роботи існуючих систем має дві цілі:

1. Визначення максимально можливих струмів к. з. для перевірки провідників та апаратів на термічну та динамічну стійкість до струмів к. з., для вибору заходів щодо обмеження струмів к. з. або часу їх дії. В цьому випадку визначають $I_{к.з.мах}$.

2. Визначення мінімально можливих струмів к. з. для перевірки чутливості захисту, правильного вибору систем та параметрів спрацьовування захисту та визначення максимально можливого часу спрацьовування захисту. В цьому випадку визначають $I_{к.з.мін}$.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к.з.мін}}{I_{\text{спр.зах}}} > K_{\text{ч}}(\text{ПУЕ})$$

Особливістю розрахунку струмів к. з. у сільських електричних мережах є:

- необхідність враховувати активні та індуктивні опори всіх елементів ланцюга к. з.;

- при живленні від енергосистеми не враховується згасання періодичної складової струму к. з. через велику електричну віддаленість генераторів;

- при живленні від малопотужних місцевих генераторів напругою вище 1000 В згасання періодичної складової струму к. з. не враховується, якщо потужність генератора перевищує потужність трансформатора, що живить, в п'ять і більше разів;

- при живленні від автономних або аварійних генераторів напругою 0,4 кВ згасання враховується незалежно від потужності генератора.

При рішенні задач приймається точність, яка б відповідала поставленій меті.

$$\pm \delta\% = \frac{I_{\text{роз}} - I_{\text{дійсне}}}{I_{\text{дійсне}}} \cdot 100\%$$

1%, 3%, 5%, 10% - оцінка

Надійність розрахунку: є ймовірність, що точність достовірна на :

97,7 % - коефіцієнт надійності $\beta = 2$;

99,8 % - коефіцієнт надійності $\beta = 3$.

При розрахунку струмів к.з. використовують методи :

1. Загальний універсальний метод відносних базисних одиниць.

r_* , x_* - розраховані відносно базисної потужності S (за базисну S приймають будь яку, для зручності розрахунків найчастіше приймають 100 МВА), базисної $U_{\text{сн}}$ на кожному ступені трансформації, після чого розраховується базисний струм $I_{\text{сн}}$, опори не мають одиниць вимірювання.

Найбільш доцільно цим методом користуватись в мережах 35 кВ.

2. Іменованих одиниць. Опори приводяться до базисної будь-якої $U_{\text{сн}}$, всі величини розрахунків мають одиниці вимірювання (А, В, Ом і т.д.). Найча-

стіше застосовується для визначення струмів к. з в мережах 0,4 кВ, як найточніший.

3. Розрахункових кривих (к. з. відбувається поблизу генераторів, опір $x < 3$).

Визначення періодичної складової струму на місці к. з. для довільного моменту часу t при відносно невеликій електричній віддаленості точки к. з. (коли наближений розрахунок дає значні похибки) може бути виконано за допомогою розрахункових кривих.

Для визначення користуються кривими для типових турбогенераторів номінальною потужністю до 150 МВт та гідрогенераторів номінальною потужністю до 50 МВт включно.

Для обох типів генераторів прийнята машинна система збудження з автоматичним регулюванням збудження та релейним форсуванням.

4. Кривих індивідуального змінювання струмів (в тих випадках, коли умови по відношенню до точки к. з. генераторів або джерела живлення різко відрізняються). При наявності декількох джерел живлення, останні об'єднуються в групи з приблизно однаковими умовами (замкнуті електричні мережі).

5. Графо – аналітичний метод, побудова $I_{к.з.} = f(z_k)$.

6. Фізичного моделювання – $U > 35$ кВ.

7. Комбіновані методи.

Щоб спростити процес рішення задачі приймають припущення спільні майже для всіх методів:

- симетричність трифазної системи перед к.з.;
- $S_{спожив} = const$ - тобто, навантаження постійне;
- I збудження - $const$;
- I ємності між фазами = 0, $I_{\phi 0} = 0$;
- I намагнічувальний силових трансформаторів $I_{\mu m} = 0$;
- якщо виконуються умови нижче вказані, то активним опором нехтують, тобто якщо:

S генераторів і трансформаторів більше 1000 кВА, але якщо розрахунок ведуть для РЗ, то активний опір R враховують;

для мереж 10 і 0,38 кВ R враховують завжди;

для кабельних ліній;

лінії електропередавання (ЛЕП) $U > 35$ кВ, якщо $R_{л} < 1/3X_{л}$.

Послідовність рішення задачі.

1. На розрахунковій схемі мережі намічають точки, у яких необхідно розрахувати струми к. з. Потім для вибраної точки к. з. складають еквівалентну електричну схему заміщення.

2. За розрахунковою схемою складається електрична схема заміщення.

Схемою заміщення називається схема, що відповідає за своїми параметрами розрахункової схемою, в якій всі електромагнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Складають однолінійну розрахункову схему, за нею – електричну схему заміщення і записують (вказують) вихідні дані.

3. Вибирають метод розрахунку.

В даному прикладі для точок:

$K1$ – розрахункових кривих;

$K2$ – кривих індивідуального змінювання (визначають величину струму від кожного генератора);

$K3, K4$ - відносних базисних одиниць;

$K5, K6$ - іменованих одиниць;

$K6, K7$ – розрахунок струмів к. з. методом іменованих одиниць в мережі 0,38 кВ.

4. Після складання схеми заміщення необхідно визначити параметри. Параметри схеми заміщення визначаються залежно від обраного методу розрахунку струмів к. з.

5. Приймають базисні величини в залежності від методу розрахунку.

Визначають середню номінальну напругу $U_{сн}$.

$$U_{сн} = 1,05 \cdot U_n$$

0,22(0,23); 0,38(0,4); 0,6(0,64); 3(3,15); 6(6,3); 10(10,5); 35(37); 110(115);
150(162); 220(230); 330(345)

і базисну напругу,

або базисну потужність до якої приводяться розрахунки.

4. Складені схеми заміщення, в якій всі елементи електропередавання зображують у вигляді індуктивних x або індуктивних x і активних r опорів, нумерують за порядком, починаючи від джерела живлення.

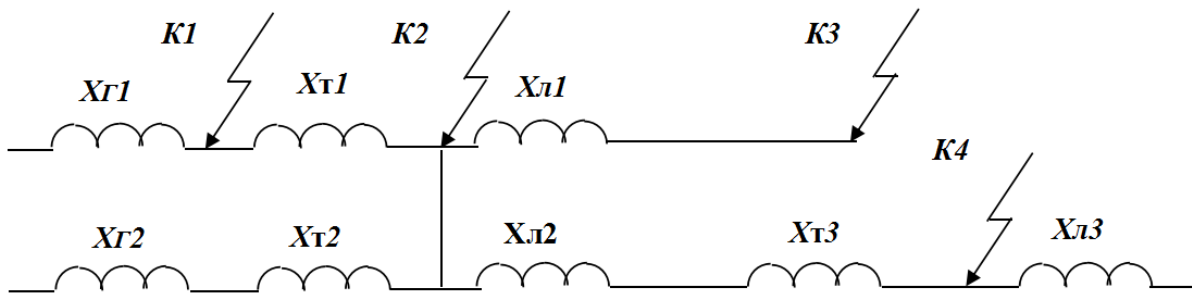
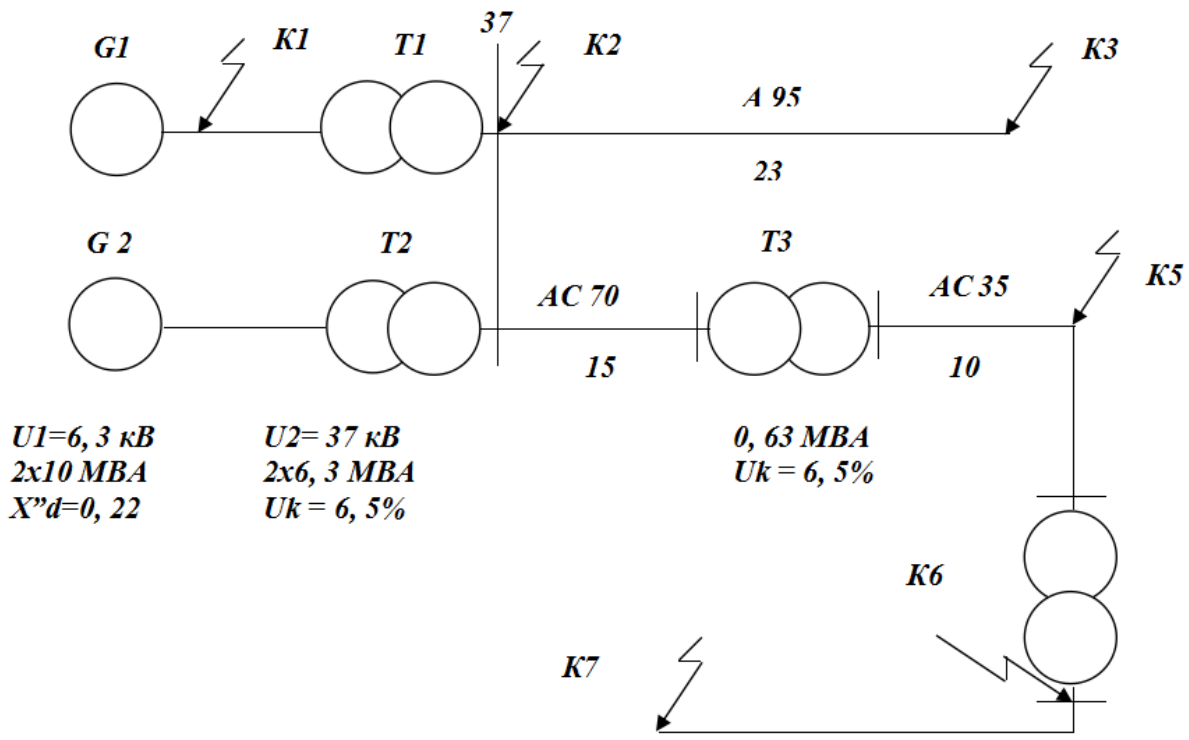
5. Ведуть розрахунки по визначенню опорів окремих елементів.

Формули визначення параметрів схеми заміщення наведені в табл. 3.1.

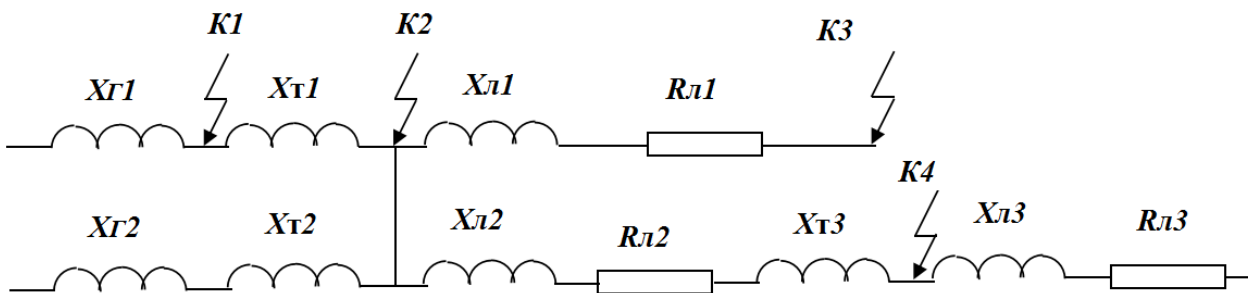
6. Згортають схему і визначають результуючий повний опір z (окремо активний r , окремо реактивний x опір) короткому замиканню (послідовне або паралельне додавання, перетворення трикутника в еквівалентну зірку та ін) необхідно привести до найпростішого виду таким чином, щоб джерело живлення був пов'язане з точкою к. з. одним результуючим опором $Z_{РЕЗ}$. (див. на прикладі перетворення схеми).

Перетворення схеми заміщення здійснюються до кожної точки к. з. окремо.

7. Схеми заміщення складають для вибору обладнання і окремо для релейного захисту.

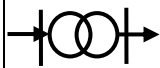


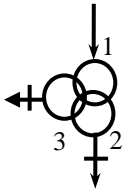
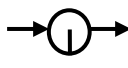
Або комбінована схема

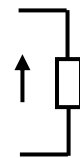


Таблиця 2. 1 - Визначення опорів елементів системи електропередавання при розрахунку струмів к. з.

Елемент мережі	Вихідні дані	Розрахункові формули	
		В іменованих одиницях, Ом	У відносних одиницях
Система необмеженої потужності	$S_C = \infty$; $\frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_K^{(3)}} \leq 3$	$X_C \cdot \frac{S_C}{U_{\bar{\sigma}}^2} \leq 3$; $X_C = \text{Ом/фазу}$; $U_{\bar{\sigma}} - \text{кВ}, S_C - \text{МВА}$	$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}}$ $S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВА}$;, Де $U_{\bar{\sigma}} = U_{\text{сн}} = 1,05U_n$ на кожному ступені трансформації
Система	S_C ; U_C ; X_{*C} ; $I_C^{(3)}$; $S_C^{(3)}$	$X_C = X_{*C} \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_C}$; $X_C \approx Z_C \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_C^{(3)}}$; $X_C = \frac{U_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}I^{(3)}}$; $X_C = \frac{U_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}I^{(3)}U_{\text{сн}}}$; $X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_K^{(3)}}$	$X_{*\bar{\sigma}} = X_C \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{C1}^2}$; $X_{*C} = \frac{1}{I^{(3)}}$; $X_{*\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_C^{(3)}}$; $X_{*\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_C}$; $X_{*\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}I^{(3)}U_{\text{срн}}}$.
Генератор	S_H ; U_H ; $X_{*d}^{//}$ (поводжнн вісь)	$X_{\Gamma} = X_{*d}^{//} \frac{U_{\text{срн}}^2}{S_H}$; $X_{*d}^{//} \cong 0,125$ - турбогенератор; $= 0,25 \dots 0,27$ – гідрогенераторів; $= 0,16 \dots 0,20$ – електродвигунів, синхронних компенсаторів	$X_{*\bar{\sigma}}^{//} = X_{*d}^{//} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}$.
Трансформатор (двообмотковий)	U_1 ; U_2 ; S_H ; $U_K \%$; $\Delta P_{\text{к.з.}(M)}$	$X_T \approx Z_T = \frac{U_K \% U^2}{100 S_H}$, $\frac{\text{кВ} \cdot \text{кВ} \cdot 10^3}{\text{кВ} \cdot \text{А}}$ або $X_T \approx Z_T = \frac{10U_K \% \cdot U_{\text{ор.м}}^2}{S_H}$; якщо потрібно визначити $R_T X_T$, то $R_T = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U^2}{S_H^2}$ $\frac{\text{Вт} \cdot \text{кВ}^2}{\text{кВ}^2 \cdot \text{А}^2}$;	$X_{*\bar{\sigma}} = \frac{U_K \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H}$; $R_{*\bar{\sigma}} = \frac{U_A \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H}$



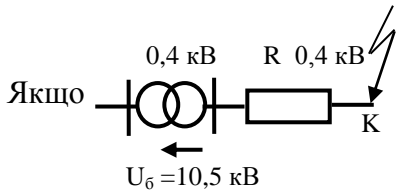
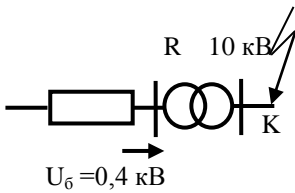
		$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}; R_T = \frac{U_A \% U^2}{100 S_H};$ $U_A \% = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_H} \cdot 100$	
Трансформатор триобмотковий 	$U_1; U_2;$ $U_3; S_H;$ $U_K \%;$ $\Delta P_{к.з.(м)};$ $U_{K(1-2)};$ $U_{K(1-3)};$ $U_{K(2-3)}$	$X1 = 0,5(U_{K(1-2)} + U_{K(1-3)} - U_{K(2-3)})$ $X2 = 0,5(U_{K(1-2)} + U_{K(2-3)} - U_{K(1-3)})$ $X3 = 0,5(U_{K(1-3)} + U_{K(2-3)} - U_{K(1-2)})$	$X_{*δ1} = \frac{X_1 S_δ}{100 S_H};$ $X_{*δ2} = \frac{X_2 S_δ}{100 S_H};$ $X_{*δ3} = \frac{X_3 S_δ}{100 S_H}.$
Лінія електропередавання (ЛЕП)	$L\text{-км};$ $X_0, R_0 \rightarrow$	$x = x_0 \cdot l; \quad r = r_0 \cdot l;$ $X_0 \approx 0,145 \cdot \delta \cdot d \cdot \frac{Dp}{r};$ $X_0 = \omega \cdot (4,61 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4};$ $r_0 = \frac{10^3}{\gamma F}; (\gamma = \frac{м}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}, F = \text{мм}^2).$	$X_{*δ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_δ}{U_{cp.H}^2};$ $r_{*δ} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_δ}{U_{cp.H}^2};$ $Z_* = \sqrt{x_*^2 + r_*^2}.$
Реактор 	$U_H; I_p;$ $X_p \%.$	$X_p = \frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}.$	$X_{*δp} = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{I_δ \cdot U_H}{I_H \cdot U_δ} = X_p \cdot \frac{S_δ}{U_{cp.H}^2}$

<p>Навантаження</p> 	<p>$P_{нав}, Q_{нав}, S_{нав};$ $U, S - \kappa ВА,$ $U - \kappa В.$</p>	$Z_{нав} = \frac{U^2 \cdot 10^3}{S_{нав}};$ $R_{нав} = \frac{U^2 \cdot 10^3}{S} \cos \varphi =$ $= \frac{U^2 \cdot 10^3}{P} \cos^2 \varphi;$ $X_{нав} = \frac{U^2 \cdot 10^3}{S} \sin \varphi =$ $= \frac{U^2 \cdot 10^3}{Q} \sin^2 \varphi$	$X_{нав*\delta} = X_{нав} \frac{S_{\delta}}{S_n}$ $R_{нав*\delta} = R_{нав} \frac{S_{\delta}}{S_n};$
---	--	--	--

Зведення активний та індуктивний опори

$$R_{зв} = R \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2; \quad X_{зв} = X \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2.$$

Якщо

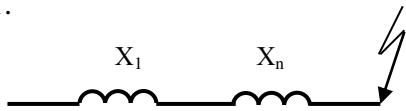


$$\text{от } R_{зв(10)} = R_{0,4} \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2.$$

Опір кола

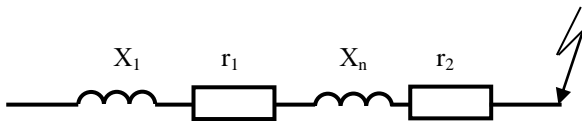
Послідовне з'єднання

1.



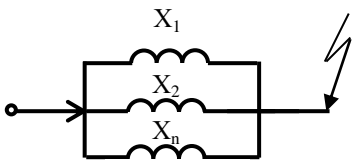
$$X_{рез} = \sum_1^n X_i$$

2.



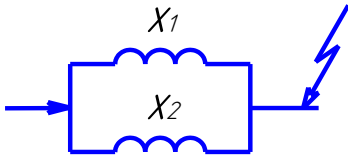
$$x_{рез} = \sum_1^n x_i, \quad r_{рез} = \sum_1^n r_i, \quad Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2}.$$

Паралельне з'єднання



$$\frac{1}{X_{\text{рез}}} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}, \quad X_{\text{рез}} = X_{\text{екв}},$$
$$\frac{1}{r_{\text{рез}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots + \frac{1}{r_n}.$$

Для двох паралельних елементів



$$X_{\text{рез}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad r_{\text{рез}} = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2};$$

якщо $X_1 = X_2, \quad R_1 = R_2,$

$$X_{\text{рез}} = \frac{X_1}{2}, \quad R_{\text{рез}} = \frac{R_1}{2}.$$

Визначення струмів короткого замикання в системах електропостачання при живленні від системи .

Вихідні дані:

Повітряна лінія Л1 :

Довжина $l_1=50$ км; провід АС 95/15($x_0=0,4$ Ом/км, $r_0=0,34$ Ом/км);

Повітряна лінія Л2 :

Довжина $l_2=30$ км; провід АС 70/11($x_0=0,4$ Ом/км, $r_0=0,46$ Ом/км);

Повітряна лінія Л3(складається з двох ділянок) :

Довжина $l_3=2$ км; провід АС 50/8,0($x_0=0,4$ Ом/км, $r_0=0,592$ Ом/км);

Довжина $l_4=50$ км; провід АС 35/6,2($x_0=0,4$ Ом/км, $r_0=0,773$ Ом/км);

Трансформатори Т1 і Т2:

$S_H=6,3$ МВА, $u_k=10,5$ %, 110/11 кВ;

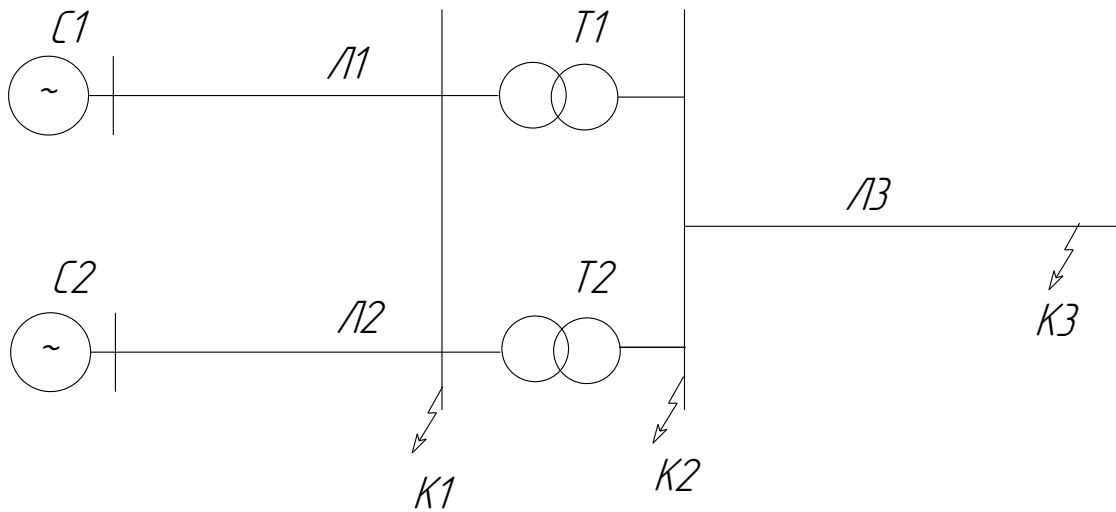
Система С1 :

$U_{\text{сн}}=115$ кВ, $S_c=800$ МВА;

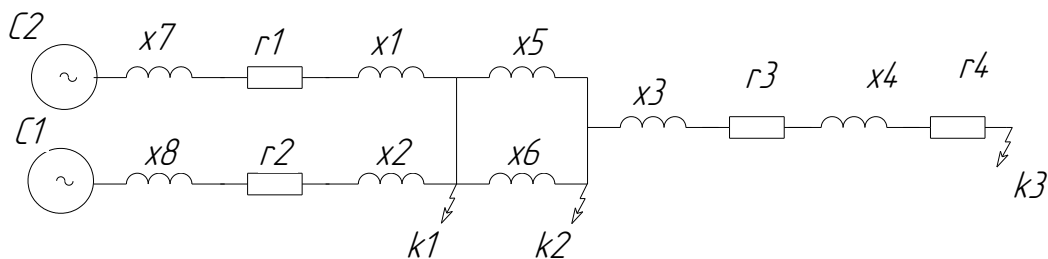
Система С2 :

$$I_k^{(3)} = 3,5 \text{ кА.}$$

Розрахунок в іменованих одиницях.



а- розрахункова схема



б - схема заміщення.

Прийmemo за базисну напругу $U_6=10,5$ кВ.

1. Визначаемо опори окремих елементів схеми, приведені до базисної напруги:

лінії Л1

$$x_1 = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_6}{U_{ср.н}} \right)^2 = 0,4 \cdot 50 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,167 \text{ Ом}$$

$$r_1 = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_6}{U_{ср.н}} \right)^2 = 0,34 \cdot 50 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,14 \text{ Ом}$$

лінії Л2

$$x_2 = 0,4 \cdot 30 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,10 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,46 \cdot 30 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,115 \text{ Ом}$$

ділянок лінії ЛЗ

$$x_3 = x_0 \cdot l = 0,4 \cdot 2 = 0,8 \text{ Ом}$$

$$r_3 = r_0 \cdot l = 0,592 \cdot 2 = 1,184 \text{ Ом}$$

$$x_4 = x_0 \cdot l = 0,4 \cdot 8 = 3,2 \text{ Ом}$$

$$r_4 = r_0 \cdot l = 0,592 \cdot 8 = 4,736 \text{ Ом}$$

трансформаторів Т1 та Т2

$$x_5 = x_6 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,84 \text{ Ом}$$

системи С1

$$x_7 = \frac{U_6^2}{S_c} = \frac{10,5^2}{800} = 0,138 \text{ Ом}$$

системи С2

$$x_1 = \frac{U_{cp.n}}{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{cp.n}}\right)^2 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 3,5} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,158 \text{ Ом}$$

2. Розраховуємо струми к. з. в точці К1.

Результуючий опір до точки К1:

$$z_1 = \sqrt{\left(\frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2}\right)^2 + \left(\frac{(x_1 + x_7)(x_2 + x_8)}{(x_1 + x_7) + (x_2 + x_8)}\right)^2}$$

$$z_1 = \sqrt{\left(\frac{0,14 \cdot 0,115}{0,14 + 0,115}\right)^2 + \left(\frac{(0,167 + 0,138)(0,1 + 0,158)}{(0,167 + 0,138 + 0,1 + 0,158)}\right)^2} = \sqrt{0,004 + 0,0195} = 0,153 \text{ Ом}$$

Періодичну складову струму трифазного к. з. знаходимо за умов постійності напруги на шинах системи за виразом :

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma},$$

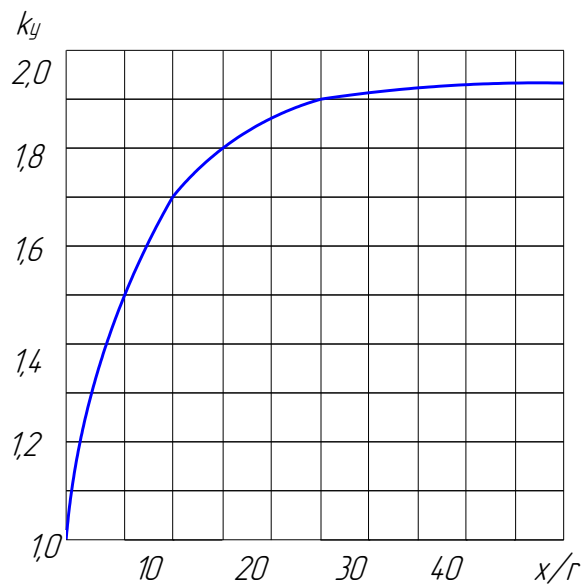
де Z_{Σ} - результуючий опір до точки к. з. від шин з незмінною напругою. При цьому струм к. з. на протязі часу не змінюється:

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,153} = 39,6 \text{ кА}$$

Струм в місці короткого замикання, тобто приведений до напруги 115 кВ:

$$i_k^{(3)} = I_k^{(3)} \cdot \frac{U_{\delta}}{U_{cp.n}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,153} = 39,6 \cdot \frac{10,5}{115} = 3,6 \text{ кА}$$

Ударний коефіцієнт, якщо не заданий, знаходимо за кривою $k_y = f(x/r)$.



$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,153} = 39,6 \text{ кА}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,061} = 6,04 \text{ кА}$$

Для цього визначимо результуючі активний і реактивний опори до точки к. з.:

$$r_{\Sigma 1} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{0,14 \cdot 0,115}{0,14 + 0,115} = 0,063 \text{ Ом}$$

$$x_{\Sigma 1} = \frac{(x_1 + x_7) \cdot (x_2 + x_8)}{x_1 + x_7 + x_2 + x_8} = \frac{0,305 \cdot 0,258}{0,305 + 0,258} = 0,139 \text{ Ом}$$

По відношенню $\frac{x_{\Sigma 1}}{r_{\Sigma 1}} = \frac{0,139}{0,063} = 2,2$ знаходимо $k_y = 1,22$.

Тоді ударний струм, приведений до напруги 115 кВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 6,04 = 15,49 \text{кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,22 \cdot 3,6 = 6,2 \text{кА}$$

3. Розраховуємо струми к. з. в точці к₂.

Результуючий опір до точки к₂:

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6} = 0,139 + 0,92 = 1,059 \text{Ом}$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,063 \text{Ом}$$

$$z_{\Sigma 2} = \sqrt{x_{\Sigma 2}^2 + r_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{1,059^2 + 0,063^2} = 1,061 \text{Ом}$$

Періодична складова струму трифазного к. з.:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,067} = 0,602 \text{кА}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,061} = 6,04 \text{кА}$$

Ударний коефіцієнт $k_y = 1,82$ при $\frac{x_{\Sigma 2}}{r_{\Sigma 2}} = \frac{1,059}{0,063} = 16,8$.

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 6,04 = 15,49 \text{кА}$$

4. Розраховуємо струми к. з. в точці к₃.

Результуючий опір до точки к₃:

$$x_{\Sigma 3} = x_{\Sigma 2} + x_3 + x_4 = 1,059 + 0,8 + 3,2 = 5,059 \text{Ом}$$

$$r_{\Sigma 3} = r_{\Sigma 2} + r_3 + r_4 = 0,063 + 1,28 + 7,36 = 8,703 \text{Ом}$$

$$z_{\Sigma 3} = \sqrt{x_{\Sigma 3}^2 + r_{\Sigma 3}^2} = \sqrt{5,059^2 + 8,703^2} = 10,067 \text{Ом}$$

Періодична складова струму трифазного к. з.:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,067} = 0,602 \text{кА}$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1 \cdot 0,602 = 0,849 \text{кА}$$

Ударний коефіцієнт буде дорівнювати $k_y \approx 1$, так як

$$\frac{x_{\Sigma 3}}{r_{\Sigma 3}} = \frac{x_{\Sigma 2} + x_3 + x_4}{r_{\Sigma 2} + r_3 + r_4} = \frac{1,059 + 0,8 + 3,2}{0,063 + 1,28 + 7,36} = \frac{5,059}{8,703} = 0,581.$$

Розрахунок у відносних базисних одиницях.

1. Прийmemo за базисну потужність $S_6=100$ МВА, а за базисну напругу на кожному ступені трансформації – середню номінальну напругу, тобто

$$U_{61}=115 \text{ кВ}; U_{62}=10,5 \text{ кВ}.$$

Знаходимо базисні струми:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,774 \text{ кА}$$

2. Визначаємо опори окремих елементів схеми:

для лінії Л1

$$x_{1*(6)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$r_{1*(6)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,34 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,13;$$

для лінії Л2

$$x_{2*(6)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,09;$$

$$r_{2*(6)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,46 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1;$$

для лінії Л3

$$x_{3*(6)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{611}^2} = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,726;$$

$$r_{3*(6)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{611}^2} = 0,64 \cdot 2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,16;$$

$$x_{4*(6)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{611}^2} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 2,9;$$

$$r_{4*(6)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{611}^2} = 0,92 \cdot 8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 6,68;$$

для трансформаторів Т1 та Т2

$$x_{5^{*(\bar{\sigma})}} = x_{6^{*(\bar{\sigma})}} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,67;$$

для системи С1

$$x_{7^{*(\bar{\sigma})}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_c} = \frac{100}{800} = 0,125;$$

для системи С2

$$x_{8^{*(\bar{\sigma})}} = \frac{I_{\bar{\sigma}I}}{I_k^{II(3)}} = \frac{0,5}{3,5} = 0,142.$$

3. Розрахуємо струми к. з. в точці k_1 (індекс $*(\bar{\sigma})$ не вказуємо).

Результуючий опір схеми до точки k_1 :

$$x_{k1} = \frac{(x_{1^{*(\bar{\sigma})}} + x_{7^{*(\bar{\sigma})}})(x_{2^{*(\bar{\sigma})}} + x_{8^{*(\bar{\sigma})}})}{(x_{1^{*(\bar{\sigma})}} + x_{7^{*(\bar{\sigma})}}) + (x_{2^{*(\bar{\sigma})}} + x_{8^{*(\bar{\sigma})}})} = \frac{(0,15 + 0,125)(0,09 + 0,142)}{0,15 + 0,125 + 0,09 + 0,142} = \frac{0,0638}{0,507} = 0,126$$

$$r_{k1} = \frac{r_{1^{*(\bar{\sigma})}} \cdot r_{2^{*(\bar{\sigma})}}}{r_{1^{*(\bar{\sigma})}} + r_{2^{*(\bar{\sigma})}}} = \frac{0,13 \cdot 0,1}{0,13 + 0,1} = \frac{0,013}{0,24} = 0,054$$

$$z_{k1} = \sqrt{x_{k1}^2 + r_{k1}^2} = \sqrt{0,126^2 + 0,054^2} = 0,137$$

Струм короткого замикання в точці k_1 :

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}I}}{z_{\Sigma 1}} = \frac{0,5}{0,137} = 3,6$$

Ударний коефіцієнт знайдемо, як і раніше, по відношенню x_{Σ} / r_{Σ} :

$$x_{k1} = \frac{0,0638}{0,507} = 0,126; r_{k1} = \frac{0,013}{0,24} = 0,054, \text{ що відповідає } k_{yI} = 1,22.$$

Тоді ударний струм в місці к. з.:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 1,22 \cdot 3,6 = 6,2 \text{ кА.}$$

Результати розрахунків в іменованих і відносних одиницях повністю співпали. Струми к. з. в точках k_2 та k_3 розраховують аналогічно. Струм короткого замикання в точці k_2 :

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}II}}{z_{\Sigma 2}} = \frac{I_{\bar{\sigma}II}}{\sqrt{(x_{\Sigma 1} + x_5 / 2)^2 + (r_{\Sigma 1})^2}} = \frac{5,5}{\sqrt{(0,126 + 1,67 / 2)^2 + (0,054)^2}} = \frac{5,5}{0,976} = 5,64.$$

в точці k_3 :

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}II}}{z_{\Sigma 3}} = \frac{I_{\bar{\sigma}II}}{\sqrt{(x_{\Sigma 2} + x_3 + x_4)^2 + (r_{\Sigma 2} + r_3 + r_4)^2}} = \frac{5,5}{\sqrt{(4,587)^2 + (7,894)^2}} = \frac{5,5}{9,1299} = 0,602.$$

Струм двофазного к. з. в точці k_1 :

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = 0,865 \cdot 3,6 = 3,1 \text{кА};$$

в точці k_2 :

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = 0,865 \cdot 5,64 = 4,88 \text{кА};$$

в точці k_3 :

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = 0,865 \cdot 0,602 = 0,52 \text{кА}.$$

Потужність короткого замикання визначають по наступним виразам:

для точки k_1 :

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi 1} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,602 = 119,9 \text{МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi 1} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,6 = 717 \text{МВ} \cdot \text{А}.$$

для точки k_2 :

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi 1} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,64 = 1123,4 \text{МВ} \cdot \text{А}.$$

для точки k_3 :

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi 1} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,602 = 119,9 \text{МВ} \cdot \text{А}.$$

Питання для самоперевірки.

1. Для чого визначаються струми к. з.?
2. Методи розрахунку струмів к. з..
3. Припущення спільні майже для всіх методів.
4. Послідовність розрахунку струмів к. з.
5. З якою метою задаються базисною величиною?
6. Базисні величини для методів розрахунку струмів к. з.

ЛЕКЦІЯ № 3: Визначення струмів короткого замикання за розрахунковими кривими, методам розрахунку по загальному та індивідуальному змінюванню.

- 1. Положення побудови розрахункових кривих.**
- 2. Схеми і розрахункові криві .**
- 3. Порядок розрахунку методом розрахункових кривих**
- 4. Метод розрахунку по загальному змінюванню**
- 5. Порядок розрахунку по методу індивідуального змінювання**

ЛІТЕРАТУРА.

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
4. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Черемісін М. М. Перехідні процеси в системах електропостачання: Навч. посібник/ М. М. Черемісін – Х.: Факт, 2005. – 176 с.
6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Аналітичне визначення проміжних значень струму неусталеного режиму к. з. складні для розрахунку.

Для розрахунку цієї задачі на практиці широке застосування отримав **метод розрахункових кривих**, який дозволяє дуже просто визначити величину струму в місці пошкодження для довільного моменту часу процесу короткого замикання.

Точність результатів являється достатньою для цілей вибору електричної апаратури і струмоведучих елементів за умовами к. з. і для приблизного визначення основних параметрів релейного захисту.

Слід відмітити, що раніш цей метод розрахунку називався **методом кривих затухання**.

З введенням АРН ця назва перестала відображувати дійсний характер процесу к. з., тому назву було змінено.

В основу побудови розрахункових кривих прийняті наступні положення:

- 1) **е. р. с. всіх генераторів рівні**, внаслідок чого всі генератори системи замінюються одним еквівалентним генератором, потужність якого рівна сумі номінальних потужностей ($S_{н\Sigma}$) окремих генераторів;

для еквівалентного генератора прийняті середні параметри відповідних типів синхронних генераторів;

2) **еквівалентний генератор, до виникнення к. з., працював з номінальним навантаженням при $\cos \varphi = 0,8$;**

3) **все навантаження системи враховується приблизно у вигляді незмінного опору, приєднаного до виводів еквівалентного генератора;**

4) **трифазне к. з. передбачається на ділянці, яка відходить від зажимів генератора — за деяким індуктивним опором x_k , ця ділянка представляє лінію, яка до к. з. не була навантажена (див. рис. 3. 1).**

В розрахунковій практиці широко застосовуються розрахункові криві, які побудовані для типових турбогенераторів і гідрогенераторів.

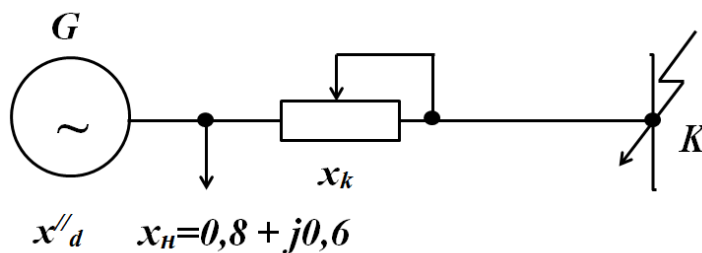


Рисунок 3. 1 – Схема для побудови розрахункових кривих.

На графіках з розрахунковими кривими по осі абсцис відкладені значення відносного розрахункового опору $x_{*розр} = x''_{*d} + x_{*k}$, віднесені до потужності еквівалентного генератора (тобто до сумарної потужності всіх генеруючих джерел розрахункової схеми).

По осі ординат — кратність періодичної складової струму трифазного к. з. по відношенню до сумарного номінального струму всіх генеруючих джерел, тобто

$$I_{*nt}^{(3)} = \frac{I_{nt}}{I_{n\Sigma}}. \quad (3.1)$$

Загальний вид розрахункових кривих для різних моментів часу процесу трифазного к. з. представлено на рис. 3. 2.

Криві починаються при значенні $x_{*розр} = x''_{*d}$ (відповідає випадку к. з. на затисках генератора) і закінчуються при $x_{*розр} = 3$ для потужних генераторів і при $x_{*розр} = 2$ для дизель-генераторів.

При більших значеннях $x_{*розр}$ періодична складова струму к. з. змінюється настільки незначно, що її величину практично можна вважати постійною на протязі всього процесу к. з.

Таким чином, **розрахункові криві, враховуючи приблизно попереднє навантаження, дають для різних моментів часу процесу трифазного к. з. відносну величину періодичної складової струму $I_{*nt}^{(3)} = f(x_{*розр})$ в функції**

розрахункового опору, знайденого для початкового періоду к. з. без урахування опорів приєднаних навантажень.

Це являється одним із основних переваг методу розрахункових кривих.

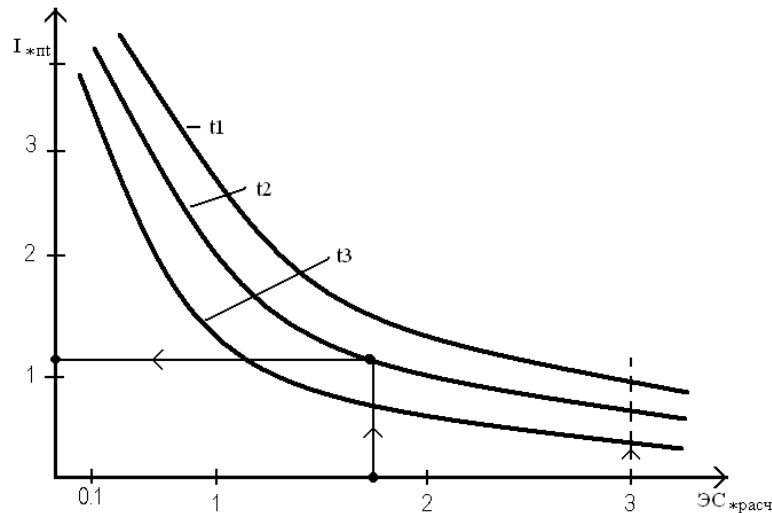


Рисунок 3. 2 –Загальний вид розрахункових кривих

Обчислення струмів трифазного к. з.я за методом розрахункових кривих зводиться до наступних основних дій:

- 1. Складання розрахункової схеми** для надперехідного режиму, де навантаження відсутні, а всі генеруючі джерела представлені своїми x''_d .
- 2. Складання схеми заміщення**, в якій опори окремих елементів повинні бути виражені у відносних одиницях і приведені до базисної потужності $S_{\bar{\sigma}}$.
- 3. Перетворення схеми заміщення і знаходження результуючого опору $x^*_{\bar{\sigma}\cdot\text{розр}}$** відносно розглядаємої точки к. з.
- 4. Визначення розрахункового опору** схеми заміщення шляхом приведення результуючого базисного опору до сумарної номінальної потужності $S_{n\Sigma}$ всіх генераторів розрахункової схеми, яке виконується за формулою

(В тому випадку, коли $S_{\bar{\sigma}} = S_{n\Sigma}$ п. 4 відпадає):

$$x^*_{расч} = x^*_{\bar{\sigma}\cdot\text{рез}} \frac{S_{n\Sigma}}{S_{\bar{\sigma}}} . \quad (3.2)$$

(В тому випадку, коли $S_{\bar{\sigma}} = S_{n\Sigma}$ п. 4 відпадає).

- 5. Знаходження для даного розрахункового опору величини відносного струму трифазного короткого замикання** по розрахунковій кривій, яка вибрана для моменту часу t , який розглядаємо.

- 6. Обчислення періодичної складової струму трифазного короткого замикання за формулою**

$$I_{nt}^{(3)} = I_{*n\Sigma}^{(3)} \dot{I}_{n\Sigma} . \quad (3.3)$$

де $I_{n\Sigma}^{\circ} = \frac{S_{n\Sigma}}{\sqrt{3}U_n}$ — сумарний номінальний струм всіх генераторів, відне-

сений до напруги $U_n = U_{cp}$ того ступеню, де знаходиться розрахункова точка к.з.

За розрахунковими кривими може бути визначено також значення періодичної складової струму к.з. I'' в початковий момент часу $t=0$.

Якщо розрахунковий опір $x_{*розр} > 3$ для потужних генераторів і $x_{*розр} > 2$ для дизель-генераторів, то струм в процесі к.з. (його періодичну складову) слід вважати незмінним і визначати у відповідності з (7) за формулою:

$$I_n^{(3)} = \frac{I_{n\Sigma}^{\circ}}{x_{*расч}} \quad (3.4)$$

Розглянутий розрахунок струмів к.з. по загальному розрахунковому опорі кола к. з. (тобто без урахування різної віддаленості генеруючих джерел від місця к.з.

Таким чином передбачається, що амплітуди генеруємих величин енергії періодичних складових струму к. з. змінюються однаково в часі. Такий розрахунок струму к. з. називається **розрахунком по загальному змінюванню**.

Розрахунок по загальному змінюванню дає результати з достатньою степенню точності тільки для мереж відносно простої конфігурації з однотипними генераторами, електрично рівновіддаленими і симетрично розміщеними відносно місця к. з.

Коли в схемі є **різномісцеві генератори** і з різною електричною віддаленістю відносно точки к. з., то **амплітуди струмів, посилаємих цими генераторами до місця к. з., змінюються в часі неодинаково.**

Найбільш характерним в цьому відношенні являється випадок одночасного живлення точки к. з. від віддаленої електричної системи і від місцевої станції.

Струм к.з., який підтікає від генераторів наближеної станції, змінюється в часі в значно більшій степені, ніж струм, який посилається системою до місця пошкодження.

Тому в тих випадках, коли джерела живлення знаходяться в умовах, які різко відрізняються і визваних :

а) різною електричною віддаленістю станцій,

б) різномісцевістю генераторів (турбо- гідро- або дизель-генератори)

рекомендується виконувати розрахунок з урахуванням індивідуального змінювання струму к.з. від окремих джерел живлення або однорідних їх груп, в яких є генератори, і котрі знаходяться приблизно в однакових умовах.

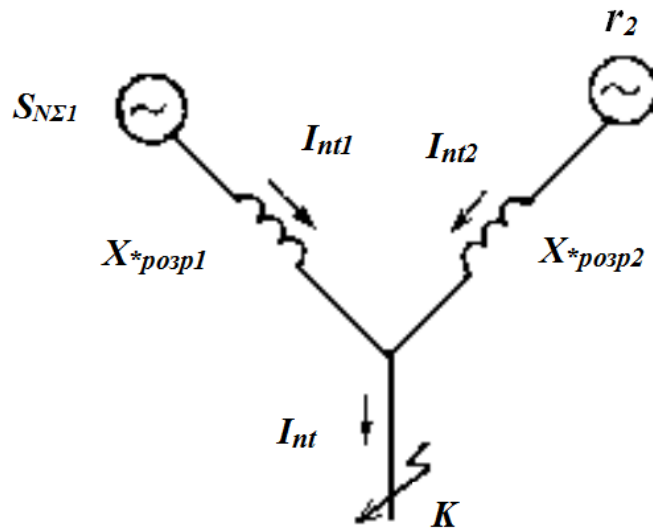


Рисунок 3. 3 - Радіальна схема до розрахунку струмів к.з. по індивідуальному змінюванню.

Такий розрахунок називається **розрахунком по індивідуальному змінюванню**.

Коли окремо враховуємо групи джерел утворюють радіальну (променевою) схему (рис. 3. 3), тобто вони пов'язані з точкою к. з. незалежними один від одного ланцюгами, то облік індивідуального змінювання виконується відносно просто.

Для кожної такої групи окремо визначається розрахунковий опір загальновідомим способом, а потім по ньому знаходиться за допомогою розрахункових кривих значення струму к. з.

Слід пам'ятати, що при користуванні розрахунковими кривими **опір кожного променя повинен бути віднесений до сумарної номінальної потужності генераторів, які підключені до відповідного променя**. Результуючий струм в місці к. з. являється сумою струмів, які підтікають від груп генераторів, які окремо враховуються:

$$I_{nt} = I_{nt1} + I_{nt2} + \dots$$

При більш складній конфігурації мережі замінюють дійсну розрахункову схему (рис. 3. 4,а) умовною схемою (рис. 3. 4), яка складається з n гілок, які сходяться в точці к. з. (n - число груп генераторів, які окремо враховуються)

Розрахунковий опір кожної гілки визначають базуючись на тому, що в початковий момент к. з. ($t = 0$) струми в окремих гілках відповідали б струморозподіленню в дійсній розрахунковій схемі.

Початкове струморозподілення береться за основу тому, що по розрахунковим кривим струми для будь-якого моменту часу визначаються на базі схеми, яка складена для надперехідного режиму.

Порядок розрахунку по індивідуальному змінюванню:

1. По розрахунковій схемі складається схема заміщення і визначається результуючий опір $x^*_{б-розр}$ при вибраних базисних умовах.

2. Джерела, які генерують, розбиваються на окремо враховуємі однорідні групи.

3. Знаходиться відносне струморозподілення для початкового режиму к. з. і визначається участь виділених груп генераторів в живленні місця к. з..

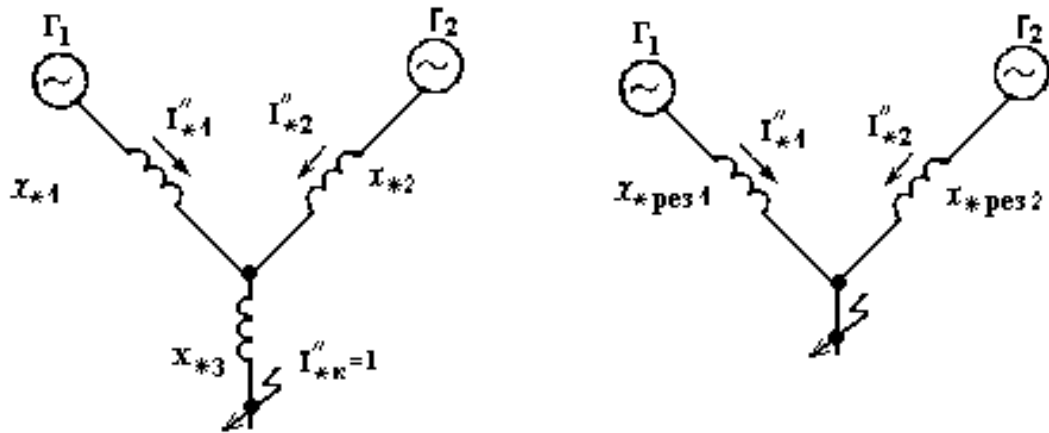


Рисунок 3. 4 - Схема з загальним опором в колі живлення к. з. від різних джерел до розрахунку струмів к. з. по індивідуальному змінюванню.

Для цього приймають відносне значення періодичної складової струму в місці к. з. $I''_{*к}$ умовно за одиницю і знаходять коефіцієнти розподілення, тобто долю участі в загальному струмі к. з. кожної із груп джерел.

Стосовно до схеми рис. 3. 4, тобто при двох групах джерел живлення, отримуємо

$$I''_{*1} + I''_{*2} = I''_{*к} = 1; \quad \frac{I''_{*1}}{I''_{*2}} = \frac{x_{*2}}{x_{*1}},$$

так як е. р. с. генераторів Γ_1 і Γ_2 в початковий момент к. з. можна вважати рівними. Звідси знаходимо коефіцієнти розподілення для генераторів Γ_1 і Γ_2 :

$$C_1 = I''_{*1} = \frac{x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}} = \frac{x_{*э}}{x_{*1}},$$

$$C_2 = I''_{*2} = \frac{x_{*1}}{x_{*1} + x_{*2}} = \frac{x_{*э}}{x_{*2}},$$

або в загальному випадку при α групах джерел:

$$C_\alpha = \frac{x_{*э}}{x_{*\alpha}}, \quad (3.5)$$

де $x_{*э} = \frac{x_{*1} \cdot x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}}$

4. Визначаються розрахункові опори окремих генеруючих гілок з від-

ношення : $\frac{1}{C_\alpha} = \frac{x_{*б.рез\alpha}}{x_{*б.рез}}$,

звідки
$$x_{*розр\alpha} = \frac{x_{*б.рез}}{C_{\alpha}} \cdot \frac{S_{н\alpha}}{S_{б}}, \quad (3.6)$$

де C_{α} - коефіцієнт розподілення;

$S_{б}$ - базисна потужність, при якій визначався результуючий опір;

$S_{н\alpha}$ – сумарна номінальна потужність генераторів, віднесених до даної групи.

Відношення $\frac{S_{н\alpha}}{S_{б}}$ введено в формулу (6) з метою приведення опору до номінальної потужності генераторів даної групи.

Наведена формула базується на тому, що еквівалентний опір кожної генеруючої гілки $x_{*розр\alpha}$ повинно бути в стільки разів більше результуючого опору всієї схеми, в скільки сумарний струм в місці к. з., який протікає по опору $x_{*б.рез}$, більше струму у відповідній гілці.

5. Для отриманих розрахункових опорів гілок за допомогою стандартних розрахункових кривих визначаються відповідні значення відносних струмів к. з. ($I_{*нт1}^{(3)}$, $I_{*нт2}^{(3)}$ і т. д.), а потім знаходиться сумарна величина періодичної складової струму в місці трифазного струму к. з.:

$$I_{нт\Sigma}^{(3)} = I_{*нт1}^{(3)} I_{н1}^{\circ} + I_{*нт2}^{(3)} I_{н2}^{\circ} + \dots, \quad (3.7)$$

де $I_{н1}^{\circ} = \frac{S_{н1}}{\sqrt{3}U_{cp}}$; $I_{н2}^{\circ} = \frac{S_{н2}}{\sqrt{3}U_{cp}}$ - номінальні струми окремих груп, приведені до напруги U_{cp} того ступеню, де знаходиться розрахункова точка к. з.

Питання для самоперевірки

1. За якого опору для потужних генераторів і дизель-генераторів можна користуватись методом кривих?
2. Послідовність обчислення струмів трифазного короткого замикання за методом розрахункових.
3. Розрахунок по загальному змінюванню
4. Розрахунок з урахуванням індивідуального змінювання струму к. з.
5. Порядок розрахунку по індивідуальному змінюванню

ЛЕКЦІЯ № 4: Визначення струмів короткого замикання в сільських мережах напругою 0,38/0,22 кВ.

1. Загальні положення

2. Область застосування розрахункових струмів короткого замикання.

3. Формули визначення струмів к. з.

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

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

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

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

5. Черемісін М. М. Перехідні процеси в системах електропостачання: Навч. посібник/ М. М. Черемісін – Х.: Факт, 2005. – 176 с.

6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Електричні мережі напругою 380/220 В виконують завжди з **глухозаземленою** нейтраллю.

В цих мережах можливі $I^{(1)}, I^{(1,1)}, I^{(2)}, I^{(3)}$ струми короткого замикання.

При визначенні струмів к.з в мережах низької напруги необхідно завжди враховувати активні і індуктивні опори елементів мережі.

Розрахунки к.з. в установках низької напруги 380/220 В виконують в основному в **іменованих одиницях**.

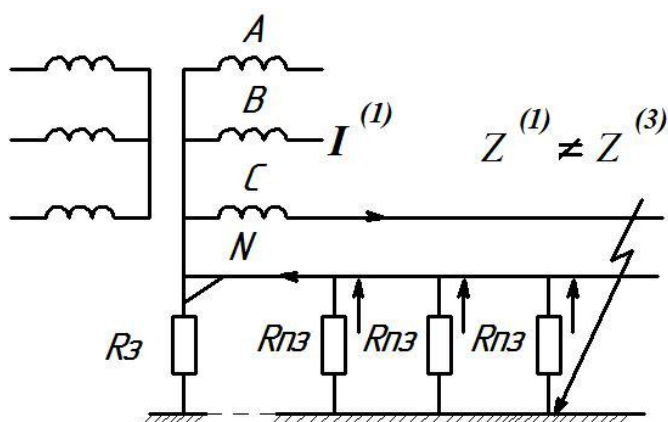


Рисунок 4. 1- Схема однофазного струму к. з.

$R_{пз}$ – опір повторного заземлення, $R_{пз} < 30$ Ом.

$$R_{\Sigma_{п.з.}} < 10 \text{ Ом}; R_3 < 4 \text{ Ом}.$$

Їх здійснюють за умови, що на шинах вищої напруги знижувального трансформатора **напруга незмінна і дорівнює номінальній U_n** .

Для сільських електричних мереж, де запаси міцності апаратури звичайно великі, **струми к. з. здебільшого визначають не для перевірки апаратури на термічну і електричну стійкість, а для перевірки надійності релейного захисту, вимикаючих котушок автоматів і плавких вставок запобіжників.**

При цьому треба знати найменші значення струмів короткого замикання.

Визначення трифазного струму короткого замикання $I^{(3)}$ необхідне для перевірки стійкості апаратури і узгодження дій захисту трансформатора і ліній 0,38 кВ.

За струмом однофазного короткого замикання $I^{(1)}$ перевіряють ефективність системи занулення і надійність спрацювання релейного захисту, коли він існує, котушок відключення автоматів і плавких запобіжників.

Необхідно знаходити найменше значення струму к. з. ($I^{(1)}$) в найбільш віддаленій точці ПЛ, яку вибирають в якості розрахункової.

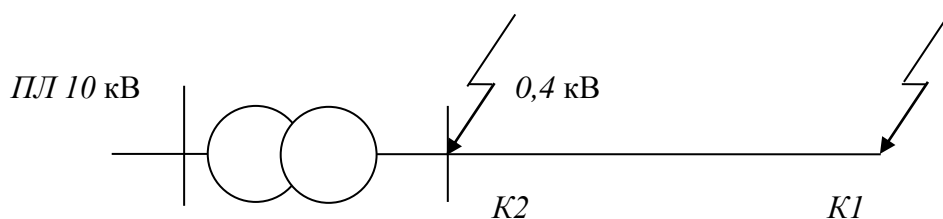


Рисунок 4. 2 - Електрична розрахункова схема сільської мережі.

При розрахунках струмів к. з. в мережі 0,38 кВ складаються окремо схеми заміщення для $I^{(1)}$ і окремо для $I^{(3)}$.

Як уже було зазначено, для визначення струмів к. з. в сільських мережах напругою 0,38 кВ ми **використовуємо метод іменованих одиниць**, як найбільш точний.

Трифазні і двофазні струми к. з. методом іменованих одиниць визначаються за такими формулами:

$$I^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{к.з.}};$$

$$I^{(2)} = \frac{U}{2Z_{к.з.}};$$

$$Z_{к.з.} = \sqrt{x_{к.з.}^2 + r_{к.з.}^2}$$

Ударний струм визначається за формулою:

$$i_y = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{пер.}$$

Ударний коефіцієнт в установках низької напруги беруть не більшим за 1.3.

Так як не можна складати опори елементів різних напруг без приведення до якоїсь однієї базової величини, **то за базисну величину приймаємо середньо номінальну напругу** будь якого ступеню трансформації, але доцільніше 0,4 кВ.

$$U_{сн} = 1,05 U_n$$

Формули приведення опорів лінії 10 кВ до 0,4 кВ :

$$r_{np.} = r_{10} \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ср.н}} \right)^2 ; \quad x_{np.} = x_{10} \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ср.н}} \right)^2$$

$$r_{np.} = r_{10} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 ; \quad x_{np.} = x_{10} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2$$

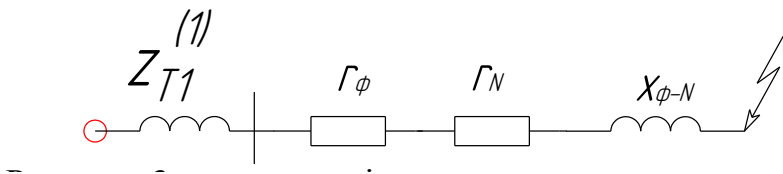


Рисунок 4. 3 - Схема заміщення для визначення струмів к. з.

Однофазний струм к. з. визначається за формулою:

$$I^{(1)} = \frac{U}{\frac{Z^{(1)}}{3} + Z_n}, \quad (\text{для схеми з'єднання «зірка – зірка з нулем»})$$

$$I^{(1)} = \frac{U}{Z^{(1)} + Z_n}, \quad (\text{для схеми з'єднання «зірка – зигзаг з нулем»})$$

де $Z_{тр}^{(1)}$ - повний опір силового трансформатора в режимі однофазного замикання (опір струму замикання на корпус);

Z_n - повний опір петлі;

$$Z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + x_{\phi-N}^2},$$

r_ϕ - активний опір фазного проводу;

r_N - активний опір нульового проводу;

$x_{\phi-N}$ - індуктивний опір фазний – нульовий провід.

$$r_\phi = r_{0\phi} \cdot l; \quad x_{\phi-N} = x_{\phi-N} \cdot l, \quad r_N = r_{0N} \cdot l.$$

Індуктивний опір петлі «фазний – нульовий провід лінії» для проводів із **кольорових** матеріалів приймають рівним $x_{\phi-N} = 0,6$ Ом/км,

а для **стальних** проводів (марки ПС, ПСО, Ж) активний і внутрішній індуктивні опори визначають в залежності від струмів к. з., а зовнішній індуктивний опір беруть рівним 0,6 Ом/км.

Слід зазначити, що у разі к. з. на шинах трансформаторної підстанції або в точках, віддалених від неї незначним опором лінії (у разі близьких коротких замикань), крім опору обмоток силового трансформатора, проводів і кабелів, ураховують також опір обмоток трансформаторів струму і струмових обмоток розщеплювачів автоматів, а в деяких випадках – також перехідні опори контактних поверхонь комутаційних апаратів (рубильників, перемикачів, автоматів тощо).

Розрахунковий опір, зведений до напруги 400 В, при однофазному замиканні приймають залежно від потужності трансформатора (трансформатор типу ТМ) .

Таблиця 4. 1 - Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус.

Потужність трансформатора S, кВА	16	25	40	63	100	160	250	400	30
Розрахунковий опір $Z^{(1)}_T$, Ом	4,6	3,6	2,58	1,63	1,07	0,7	0,43	0,318	0,246

Значення Z_{mp} залежить і від схеми з'єднання обмоток :

„зірка – зірка з нулем”, „зірка – зигзаг з нулем”.

Для надійного автоматичного відключення аварійної ділянки $I_{к.з}^{(1)}$ повинен не менше ніж **в 3 рази перевищувати I_n плавкої вставки запобіжника або розчіплювача повітряного автоматичного вимикача:**

$$I_{к.з}^{(1)} \geq 3I_{уст}$$

Для автоматів тільки з електромагнітним розчіплювачем:

$$I_{к.з}^{(1)} \geq 1,4I_{уст}.$$

Опори стальних проводів слід брати для цих значень струмів.

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

x_0^{\cdot} - зовнішній індуктивний опір, залежить від магнітного поля зовні проводу, від його діаметру і відстані між проводами ;

$x_0^{\ddot{}}$ - внутрішній індуктивний опір, визначається магнітним полем всередині проводу.

Залежність опору сталених багатодровових проводів від струму, який протікає по ним, показано на рисунку 4.20 [1].

Якщо при такому приблизному розрахунку $I_{к.з}^{(1)}$ буде більше необхідно-го за умовою, то уточнювати це значення не слід, так як необхідна кратність струму забезпечується.

Якщо ж $I_{к.з}^{(1)}$ буде меншим, то необхідно передбачити засоби по збільшенню струму (заміна трансформатора, збільшення перерізу проводів, секціонування лінії і т.д.).

Питання для самоперевірки

1. Основний метод розрахунку струмів к. з.
2. Область використання розрахунку струмів к. з.
3. Основні формули визначення струмів к. з.
4. Формули приведення опорів лінії 10 кВ до 0,4 кВ.
5. Визначення однофазних струмів к. з. в мережах 0,38 кВ.
6. Опори сталених проводів.

ЛЕКЦІЯ № 5. Несиметричні струми короткого замикання. Визначення несиметричних струмів к. з. в мережі з глухозаземленою нейтраллю, з ізольованою нейтраллю.

1. Загальні положення несиметричних струмів к. з.

2. Основні положення методу симетричних складових.

3. Векторні діаграми.

Література:

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

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

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

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

5. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Струми короткого замикання звичайно перевищують в багато разів нормальні струми навантаження, в потужних енергосистемах вони досягають дуже значних величин в десятки і навіть сотні тисяч ампер. Достатньо вказати, що максимальне миттєве значення струму при к. з. на виводах генераторів може досягати 15 кратної амплітуди його номінального струму.

В електричних мережах частіше всього відбуваються несиметричні короткі замикання.

В трифазних системах можливі наступні основні види несиметричних коротких замикань:

1. Двофазне коротке замикання $K^{(2)}$ – к. з. між двома фазами в трифазній мережі (рис. 6. 1).

2. Однофазне коротке замикання $K^{(1)}$ – к. з. на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраллями силових елементів, при якому з землею з'єднується тільки одна фаза (рис. 6. 2).

3. Двофазне (подвійне) коротке замикання на землю $K^{(1,1)}$ – к. з. на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраллями силових елементів, при якому з землею з'єднуються дві фази (рис. 6. 3)

В кількісному співвідношенні в мережах в середньому розподіляються по видам таким чином: $K^{(3)} = 5 \%$; $K^{(2)} = 10 \%$; $K^{(1)} = 65 \%$; $K^{(1,1)}$ і $K^{(1+1)} = 20 \%$.

Але статистичні дослідження, проведені в останні роки, показали, що відносна частота виникнення різних видів к. з. суттєво залежить і від напруги мережі (таблиця 5. 1). Як видно із цих даних, найбільша кількість коротких замикань є однофазними.

Таблиця 5. 1 – Залежність відносної частоти виникнення різних видів к. з. від напруги мережі

Вид і умовне позначення $K^{(n)}$ короткого замикання	Відносна частота коротких замикань(%) в мережах напругою, кВ			
	До 1	6-20	35	110
Двофазні $-K^{(2)}$		17-19	18	5
Однофазні $-K^{(1)}$	71	60-61	67	83
Двофазні на землю $-K^{(1,1)}$		11-12	7	8

На відміну від трифазних (симетричних) к. з., **при несиметричному замиканні створюються різні умови для різних фаз.**

Струми у фазах при цьому різняться значенням і кути зсуву між ними також різні.

Несиметричне к. з. можна розглядати як симетричне (трифазне) к. з. в точці, віддаленій від місця несиметричного к. з. на додатковий опір Z_d .

Струм несиметричного к. з. можна визначити методом симетричних складових.

Основні положення цього методу такі:

Будь - яка несиметрична система величин (струмів, напруг, магнітних потоків і ін.) може бути розкладена однозначно на три незалежні трифазні системи, кожна із яких являється симетричною.

Ці три симетричні системи, які відрізняються одна від одної послідовністю фаз, мають назву **прямої (позитивної), зворотної (негативної) і нульової послідовностей.**

Система прямої послідовності - фази чергуються А, В, С.

Система зворотної послідовності - фази чергуються А, С, В.

Система нульової послідовності - складається з трьох однакових її величин, які співпадають по фазі.

Величини систем прямої, зворотної і нульової послідовностей позначаються індексами відповідно 1, 2, 0. Користуючись цими індексами для будь-якої несиметричної системи векторів А, В, С, можна написати наступні співвідношення:

$$\left. \begin{aligned} A &= A_0 + A_1 + A_2; \\ B &= B_0 + B_1 + B_2; \\ C &= C_0 + C_1 + C_2. \end{aligned} \right\}$$

На рис. 5.1, а, б, в показані векторні діаграми указаних симетричних систем (наприклад, струмів або напруг).

На тому ж рис. 5. 1, г графічно показано, що в результаті підсумовування трьох симетричних систем векторів ми отримуємо їх несиметричну систему.

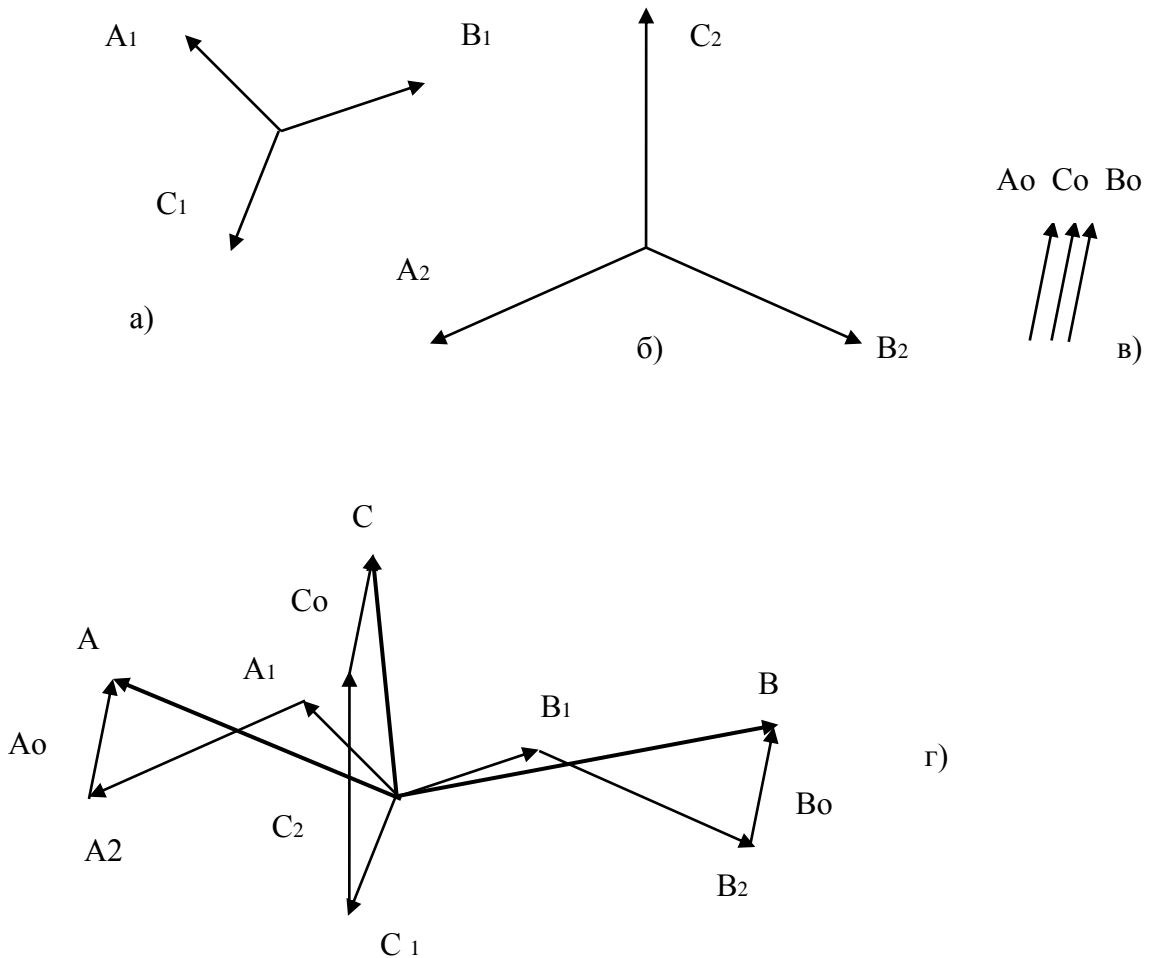


Рисунок 5.1 - Векторні діаграми трьох симетричних систем: прямої(а), зворотної (б), нульової(в) послідовностей і графічне їх підсумовування (г).

В розрахунках за методом симетричних складових широко застосовується комплексне число:

$$a = e^{j120} = e^{-j240} = \cos 120 + j \sin 120 = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} . ,$$

Це число називається **оператором фази** (або фазним множником). Комплексне число a може бути представлено вектором, довжина якого дорівнює одиниці і який з позитивною віссю речовинних величин складає кут 120° .

Множення вектора на число a або a^2 відповідає повороту його відповідно на кут 120° або 240° в позитивному напрямку (навпроти обертання часової стрілки) або повороту в протилежному напрямку відповідно на кут 240° або 120° .

Ділення вектора на число a або a^2 означає поворот його на кут 120° або 240° по напрямку обертання часової стрілки.

$$1 = e^{j0} = 1 + j0; \quad a^2 = e^{j240} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad 1 + a + a^2 = 0.$$

Система рівнянь параметрів прямої і зворотної послідовностей утворює суму векторів цих параметрів.

Геометрична сума векторів прямої послідовності = 0.

Геометрична сума векторів зворотної послідовності = 0.

Геометрична сума векторів нульової послідовності $\neq 0$.

Припустимо, що для мережі відомі опори прямої $Z_{пр}$, зворотної $Z_{зв}$ і нульової Z_0 послідовностей.

Тоді **спади напруги в мережі різних послідовностей** будуть такими:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{пр} &= \dot{I}_{пр} Z_{пр}; \\ \Delta \dot{U}_{зв} &= \dot{I}_{зв} Z_{зв}; \\ \Delta \dot{U}_0 &= \dot{I}_0 Z_0. \end{aligned} \right\}$$

Симетричні складові напруги в місці к. з.:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{к.пр} &= E_{\Sigma} - \dot{I}_{пр} Z_{пр.\Sigma}; \\ \dot{U}_{к.зв} &= 0 - \dot{I}_{к.зв} Z_{зв.\Sigma}; \\ \dot{U}_{к.0} &= 0 - \dot{I}_{к.0} Z_{0\Sigma}. \end{aligned} \right\}$$

де E_{Σ} - е. р. с. генераторів;

$\dot{I}_{пр}, \dot{I}_{к.зв}, \dot{I}_{к.0}$ - симетричні складові струму к.з.;

$Z_{пр.\Sigma}, Z_{зв.\Sigma}, Z_{0\Sigma}$ - сумарні опори схем різних послідовностей.

Опір прямої послідовності дорівнює опорам окремих елементів мережі симетричного к. з.

$Z_{пр.} = Z_{зв.}$ - для ліній електропередавання і трансформаторів, але не для генераторів.

$Z_{пр.} \neq Z_{зв.}$ - для асинхронних двигунів.

Для асинхронних двигунів $Z_{зв.} = (0,05 \dots 0,07) Z_{пр.}$

Опір 0-ї послідовності набагато більший опору прямої і зворотної послідовностей.

У двообмоткових трансформаторів ці опори залежать від схеми з'єднання обмоток, для схем з'єднання "зірка – зірка з нулем" і „зірка – трикутник,,

схеми заміщення нульової послідовності для однієї фази наведені на рис.5. 2.

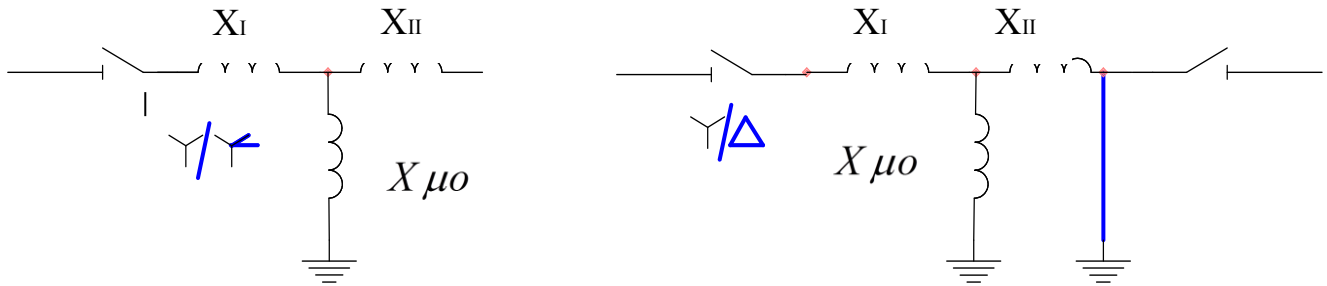


Рисунок 5. 2 - Схеми заміщення для струмів нульової послідовності двообмоткових трансформаторів .

Таблиця 5. 2 – Опір нульової послідовності 1 км повітряних ліній

Повітряна лінія	Опір , Ом/км	
	Без тросу	Зі стальним тросом
Одноколова	3,5 X _{пр}	3X _{пр}
Двоколова	5,5X _{пр}	4,7X _{пр}

При з'єднанні „зірка – зірка з нулем” опір нульової послідовності

$$x_0 = x_{II} + x_{\mu 0} = \frac{x_{np}}{2} + x_{\mu 0} . ,$$

x_{II} - опір вторинної обмотки;

$x_{\mu 0}$ - опір намагнічування нульової послідовності трансформатора.

При з'єднанні «зірка – трикутник» $x=0$.

Для трьохжильних кабелів $x_0 = (3,5 \div 4,6)x_{np}$.

Для мереж 0,38 кВ $x_0 = (0,6 \div 0,65), Ом / км$.

Загальна формула для визначення будь-якого струму к. з.:

$$I^{(n)} = m^{(n)} \frac{E}{Z_{np} + Z_{\Delta}^{(n)}} , \quad (5. 1)$$

де $m^{(n)}, Z_{\Delta}^{(n)}$ - коефіцієнти, які залежать від виду к. з.;

E - е. р. с., яка прирівнюється до лінійної або фазної напруги в залежності від виду к. з. , $E \approx U_{\phi}$.

Тоді відношення струму двофазного к. з. до струму трифазного к.з. становить:

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{\kappa}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3}E_{\Sigma}}{Z_{np\Sigma} + Z_{36\Sigma}} : \frac{E_{\Sigma}}{Z_{np\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}Z_{np\Sigma}}{Z_{np\Sigma} + Z_{36\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,87. \quad (5.2)$$

Таблиця 5.3 – Значення розрахункових коефіцієнтів к. з.

Вид короткого замикання	Коефіцієнти	
	$m^{(n)}$	$Z_{\Delta}^{(n)}$
Трифазне	1	0
Двофазне	$\sqrt{3}$	$Z_{36.\Sigma}$
Однофазне	3	$Z_{36.\Sigma} + Z_{0\Sigma}$

Кінцева формула для визначення двофазного струму к. з. :

$$I_{\kappa}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa}^{(3)} = 0,87 I_{\kappa}^{(3)}. \quad (5.3)$$

При тих же умовах відношення струму однофазного к. з. до струму трифазного к. з. становить:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\kappa}^{(3)}} = \frac{3E_{\Sigma}}{Z_{np\Sigma} + Z_{36\Sigma} + Z_{0\Sigma}} : \frac{E_{\Sigma}}{Z_{np\Sigma}} = \frac{3}{2 + \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{np.\Sigma}}}.$$

Величина $I_{\kappa.з.}^{(1)}$ залежить від величини опору нульової послідовності ,

При

- $Z_{0\Sigma} \rightarrow \infty$ $I_{\kappa}^{(1)} \rightarrow 0$, „зірка-трикутник”, система з ізолюваною нейтраллю.
- $Z_{0\Sigma} \rightarrow 0$. $I_{\kappa}^{(1)} \rightarrow 1,5 I_{\kappa}^{(3)}$, „зірка-зірка”, система з глухозаземленою нейтраллю
- $Z_{0\Sigma} > Z_{np.\Sigma}$ $I_{\kappa}^{(1)} < I_{\kappa}^{(3)}$, „зірка-зигзаг з нулем”, 0,38 кВ
- $Z_{0\Sigma} = Z_{np.\Sigma}$ $I_{\kappa}^{(1)} = I_{\kappa}^{(3)}$, к.з. наближене до шин генератора.

Питання для самоперевірки

1. Основні види несиметричних коротких замикань.
2. Основні положення методу симетричних складових.
3. Векторні діаграми трьох симетричних систем.
4. Загальна формула для визначення будь-якого струму к. з.
5. Значення розрахункових коефіцієнтів короткого замикання.
6. Визначення двофазного струму к. з.

ЛЕКЦІЯ № 6. Електричні апарати. Загальні відомості про вибір та перевірку електричних апаратів.

1. Загальні критерії.

2. Порядок рішення задачі по вибору та перевірці.

3. Електрична схема для вибору обладнання КТП. Табличний спосіб запису вибраних апаратів.

ЛІТЕРАТУРА:

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

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

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

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

5. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

При виборі та перевірці різного типу електричних апаратів керуються загальними вимогами, нормами, каталожними даними і правилами улаштування електричних установок.

Рішення задач по визначенню мінімальних і максимальних струмів к. з. здійснюється з метою:

1. Вибору електричної апаратури, конструювання електричної апаратури і створення нових видів станцій та підстанцій.

2. Перевірки електричної апаратури для діючих електричних установок або введення в дію за типовими схемами.

Загальні критерії вибору та перевірки:

1. За напругою

$$U_{an} \geq U_n$$

(за винятком трансформатора U , запобіжника, розрядників, для яких $U_a = U_{нмер}$). До всіх напруг без винятку, до лінійної і фазної ізоляції.

Примітка: електричні апарати промисловість випускає на довгостроковий допустимий режим роботи $U_{адоп} = (1,1 \dots 1,15)U_H$, для кабелів $U_{адоп.каб} = 1,1 \cdot U_H$.

Примітка: $U_{ізол} > U_{пробою}$ (напрузі випробування), $t_{випр} < t_{проб}$.

2. За струмом

$$I_a \geq I_{p\max}, \quad \text{при} \quad t_{роб} \leq 0,5 \text{ год.}$$

$$I_{p\max} = \frac{\pi}{2} \sqrt{cd^3 \gamma (Q_d^0 - Q_{НС}^0)},$$

де c - коефіцієнт тепловіддачі з поверхні струмопроводу, $Вт/м^2 \cdot ^\circ C$;

d - діаметр струмопроводу, м;

γ - питома провідність, м/Ом*мм²;

$Q_0, Q_{нс}$ - температури струмопроводу допустима і навколишнього середовища;

$Q_{отнс}$ - температура навколишня таблична.

Якщо температура навколишнього середовища Q_0^0 і температура допустима Q_0^0 не співпадають з табличною, то вносяться поправки:

$$I_a \geq I_{p \max} \sqrt{\frac{Q_0^0 - Q_{нс}^0}{Q_0^0 - Q_{отнс}^0}}.$$

3. Термічна стійкість при протіканні аварійних струмів

$$\left[I_{к.з. \max} \right]^2 \cdot t_{станд} \geq \left[I_{роз}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{р.з.}, \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\text{або } I_{к.з.} \cdot t_{станд} > I_{к.з.}^{(3)} t_{р.з.}, \text{кАс}.$$

1, 3, 5, 10 с – t металоємність буде більше, чим більше час.

4. Електродинамічна стійкість

$$i_{\max an} \geq i_y^{(3)} \text{ (розрах. величина), кА}$$

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{\max}^{(3)}, \text{кА}$$

Для шин, ізоляторів і інших подібних елементів

$$F_{\max} \geq \pm 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \text{ Н},$$

де a – відстань, м;

l – довжина прогону.

Примітка: для сільських електричних мереж можна рекомендувати i_y за такими формулами:

- при живленні від потужних систем 110 кВ і вище

$$i_y = 2,55 \cdot I''_{\Sigma} \text{ де } I''_{\Sigma} \text{ - періодична складова струму при трифазному к. з.};$$

- при к. з. на шинах 35 кВ і 10 кВ РТП 35/10 кВ

$$i_y = 2,1 \cdot I''_{\Sigma}, \text{ струм термічної стійкості } I_y = 1,2 \cdot I''_{\Sigma};$$

- при к. з. на шинах 10 і 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ

$$i_y = 1,41 I''_{\Sigma}, \quad k_y \approx 1.$$

Спеціальні критерії

5. Для комутаційних апаратів, вимикачів, роз'єднувачів

$$I_{вим.ан} \geq I_{\max}^{(3)} \text{ або } S_{вим.ан} \geq S_{\max}^{(3)},$$

$$\text{при } t_{вим} < t_{дон}, \text{с} \quad S^{(3)} = \sqrt{3} UI^{(3)}.$$

6. Для трансформаторів струму, навантаження

$$S_{нав.д} > S_{розр} \text{ або } Z_{дон} > Z_{рез}$$

в класі точності для трансформаторів струму

0,5 – вимірювання; 3,0 – релейний захист.

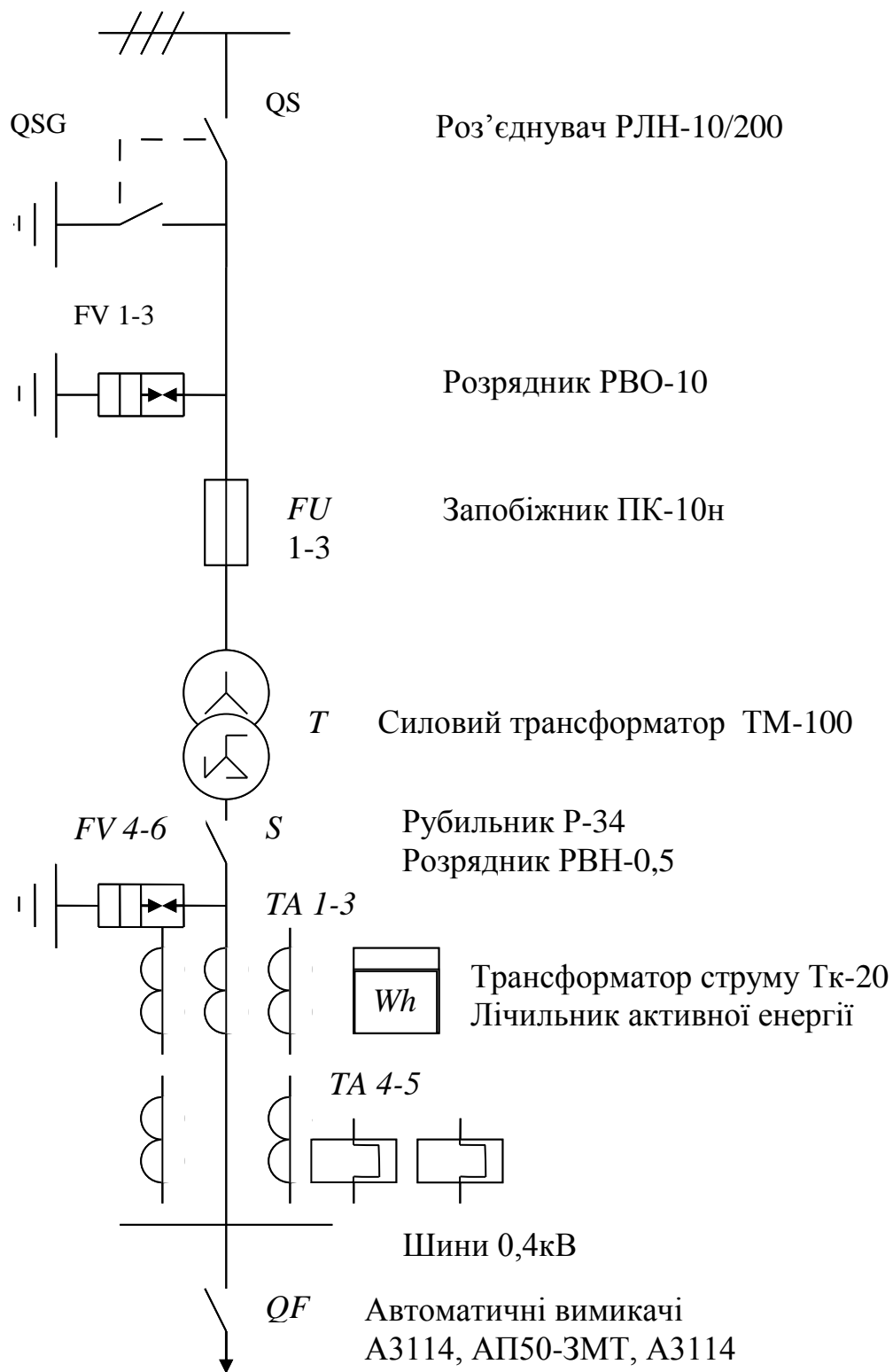


Рисунок 6. 1 – Схема електричних з'єднань КТП 10/0,4 кВ з вибраним обладнанням.

Таблиця 6. 1 – Розрахункові і каталожні дані вибору роз'єднувача і запобіжника.

Розрахунок	Паспортні (каталожні) дані
Роз'єднувач типу РЛНД-10/200	
$U_{ср.н} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{на} = 1,15U_{нм}$
$I_{рmax} = 40 \text{ А}$	$I_{на} = 200 \text{ А}$
$I_{max} = 2 \text{ кА}$	$I_{max} = 10 \text{ кА}$
$i_y = 3 \text{ кА}$	$i_{max} = 50 \text{ кА}$
$[I_{роз}^{(3)}]^2 \cdot t_{р.з.} = 2^2 \cdot 1,4 = 5,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$[I_{роз}^{(3)}]^2 \cdot t = 10^2 \cdot 5 = 500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad t_n = 5 \text{ с},$ тобто ел. апарат витримає струм величиною 10 кА на протязі 5с
Високовольтний запобіжник	
$U_{ср.н} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{на} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{рmax} = 5 \text{ А}$	$I_{н.нат} = 100 \text{ А}$
$I_{р.max} < I_{н.нат}$	$I_{max} = 1 \text{ кА}$
$I_{н.в} \leq I_{н.нат}$	
$I_{н.в.розр} = K_n I_{н.тр}, K_n = 2.$	
$I_{н.нат} = 2 \frac{S}{\sqrt{3}U_{сн}}$	

Питання для самоперевірки

1. Загальні критерії вибору та перевірки високовольтних апаратів.
2. Спеціальні критерії вибору.
3. З якою метою апарати перевіряють на динамічну і термічну стійкість?
4. Послідовність оформлення вибору обладнання для КТП.

ЛЕКЦІЯ № 7. Електричні контакти, режими роботи контактів.

1. Загальні відомості. Види контактів.

2. Критерії оцінки роботи контактів.

3. Перехідний опір контактів. Залежність зміни опору контактів від температури.

4. Електродинамічна стійкість контактів.

5. Електрична міцність повітряних ізоляційних відстаней між контактами.

ЛІТЕРАТУРА:

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

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

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

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

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

6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Електричним контактом називають зіткнення двох тіл, що забезпечують безперервність електричного кола.

Електричний контакт, призначений тільки для проведення електричного струму, називають **контактним з'єднанням**, а призначений, крім того, і для комутації - **контактом електричного кола або контактом**.

Деталі дотичні одна до одної при утворенні електричного контакту, називають **контакт-деталіми**. Частина поверхні контакт-деталі, призначеної для здійснення електричного контакту, називають **робочою поверхнею**, а не призначеною для електричного контакту - **неробочою або закріплювальною**.

Оскільки неможливо отримати абсолютно гладеньку поверхню ні при яких методах обробки, робочі поверхні контакт-деталі стикаються тільки в окремих точках, через які проходить електричний струм.

Завдяки натисненню однієї контакт-деталі на іншу вершини дотичних виступів мнуться і утворюють площини, при цьому поперечний переріз площин у багато разів менше поперечного перерізу провідника, що різко збільшує опір контакту електричному струму.

Опір в зоні переходу струму з однієї контакт-деталі в іншу називають перехідним.

За своєю природою це звичайний активний опір металевого провідника.

Зростання перехідного опору контакту електричного кола призводить до збільшення втрат і, отже, підвищенню температури контакт-деталей.

Перехідний опір - один з основних параметрів якості контактів, так як він характеризує кількість електроенергії, яка поглинається в контактному з'єднанні, переходить в теплоту і нагріває контакт.

Перехідний опір залежить від сили, стискаючої контакт-деталі, матеріалу і форми її робочої поверхні, способу обробки і переваг робочих поверхонь, числа точок зіткнення.

При збільшенні сили, стискаючої контакт-деталі перехідний опір зменшується тільки до певного значення. Подальше збільшення сили натиснення не приводить до помітного зменшення його.

При постійному натисненні перехідний опір одного і того ж контакту при кожному замиканні може бути різним. Цей опір дуже чутливий до окислення поверхні, оскільки оксиди більшості металів є поганими провідниками. У мідних відкритих контактів внаслідок окислення перехідний опір з часом може зрости в тисячу разів.

При тривалому перебуванні під струмом на поверхні замкнених контактів також виникають оксидні плівки, які погано проводять струм. Підвищення температури прискорює процес їх утворення, підвищення контактного натиснення ускладнює їх проникнення до площин контакту-вання, збільшуючи тим самим термін служби контактів.

Для мідних контактів необхідно застосовувати заходи боротьби з окисленням робочих поверхонь.

Для зменшення перехідного опору контакти іноді покривають оловом або сріблом. Ці метали менше схильні до окислення, а оксиди срібла мають електропровідність, близьку до електропровідності чистого срібла.

Залежно від форми зіткнення контакт-деталей в електричних апаратах розрізняють точковий, лінійний і поверхневий(плаский) контакти.

У точковому контакті (рис. 7.1.а, б, в) зіткнення робочих поверхонь контакт-деталей і проходження електричного струму **відбувається в точці**. Цей вид контакту утворюється при зіткненні поверхонь куля - куля, куля - площина, конус - площина. В точках досягається високий питомий тиск, що забезпечує стабільність перехідного опору.

У лінійному контакті (рис.7.1 г, д, е) зіткнення робочих поверхонь контакт-деталей відбувається по лінії, а проходження електричного струму - **через дві точки**.

Таке зіткнення утворюють поверхні циліндр - циліндр, циліндр - площина. Перевага – сталий перехідний опір, висока електродинамічна стійкість, просте і надійне регулювання.

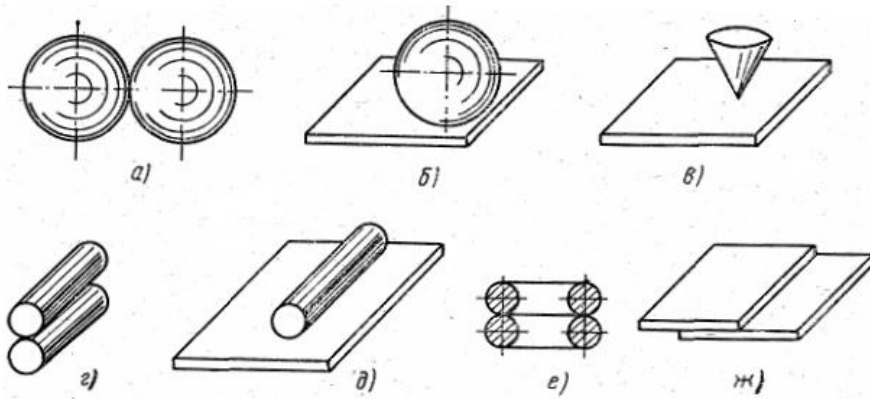
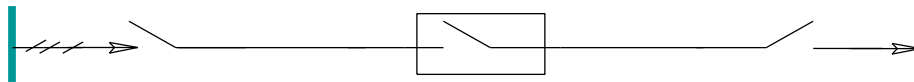


Рисунок 7. 1 -Типи контактів:

а, б, в - точкові, *г, д, е* - лінійні, *ж* – поверхневі або пласкі.

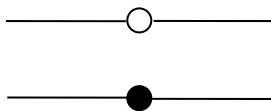
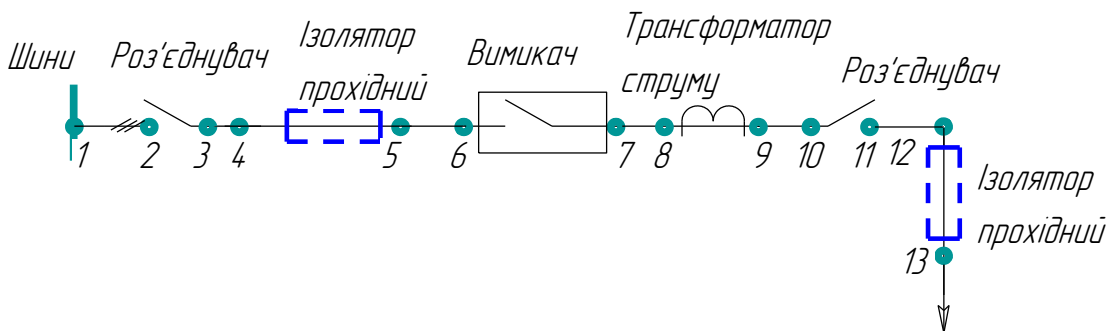
КРП 10 кВ



Графічне зображення



Технічне рішення



Роз'ємний контакт
Нероз'ємний контакт

У поверхневому(пласкому) контакті (рис.7.1. ж) зіткнення робочих поверхонь контакт-деталей відбувається по поверхні, а проходження електричного струму - **через три точки**.

Недоліки – несталый перехідний опір, недостатня електродинамічна міцність.

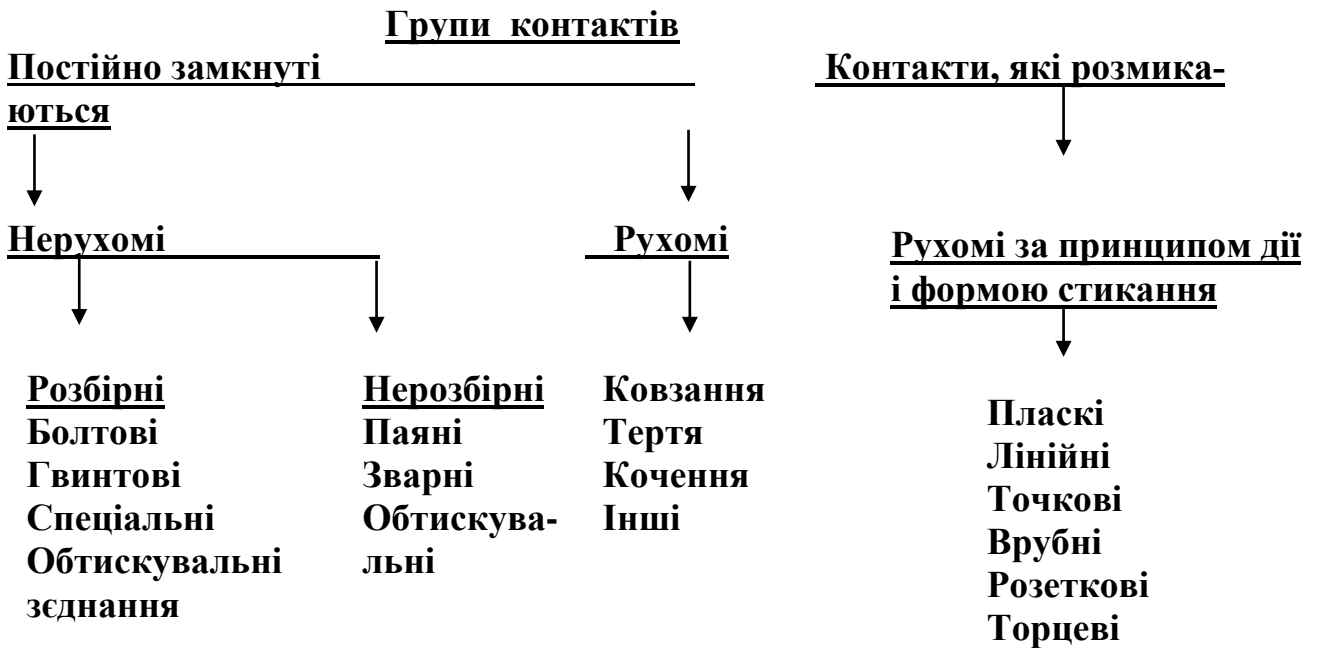
Розрізняють три види контактних з'єднань:

1. Нерозбірні - які не можуть бути роз'єднані без руйнування;

2. Розбірні - які можуть бути роз'єднані розбиранням без їх руйнування;
3. Роз'ємні – можуть бути розімкнені або замкнені без розбирання або складання.

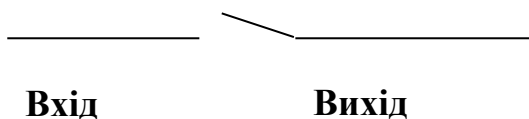
За призначенням і умовам роботи контакти поділяються на дві групи:

1. Які не розмикаються (рухомі або нерухомі)
2. Які розмикаються



Критерії оцінки роботи контактів:

- 1) $R_{\text{конт}} \leq R_{\text{конт. доп}}$ (ПУЕ)
- 2) $P_{\text{ежим}} \leq P_{\text{ежим. доп}}$
- 3) $Q_{\text{конт.}} \leq Q_{\text{к. допуст.}}^0, Q_{\text{допуст.}}^0 \leq 200^\circ\text{C}$.
- 4) $E \rightarrow \text{const}$, кВ/мм.



Площа контактних поверхонь визначається за формулою:

$$S = \frac{F}{\sigma}$$

де F – сила натискання контакту, H ;
 σ - тимчасовий опір зміни форми матеріалу, $H / \text{мм}^2$.

Перехідний опір контактів визначається за наближеною формулою:

$$R_k = \frac{C}{F^m}, (Om)$$

де C – коефіцієнт, який залежить від матеріалу контактів (постійна матеріалу), мідь – мідь $= (0,3...1,4)10^{-3}$;

сталь – сталь $= (25...80)10^{-3}$;

сталь – мідь $= (10...30) 10^{-3}$;

F – сила тиску, H ;

m – коефіцієнт, який залежить від типу контактів ($0,5 \div 1$).

Величина перехідного опору являється функцією натиску контактних поверхонь однієї на одну, а також функцією питомого опору матеріалу зібгання.

Вимоги до матеріалів контактів:

1. Висока електро- і теплопровідність;
2. Висока корозійна стійкість;
3. Стійкість до утворення оксидних плівок;
4. Мала твердість (для зменшення сили натискання);
5. Висока міцність (для зменшення зносу);
6. Мала ерозія;
7. Висока дугостійкість (t плавлення);
8. Стійкість до утворення дуги;
9. Технологічність обробки і низька собівартість.

Вплив форми контакту на перехідний опір.

Форма дотичних контактів впливає лише на площу дотику, від якої залежить число точок дотику контактів, від числа останніх залежить коефіцієнт m .

Найбільший перехідний опір у точкового контакту, середній у лінійного, найменший - у поверхневого.

Величина контактної поверхні, котра залежить від форми контактів, впливає на величину тепловіддачі:

чим більше контактна поверхня, тим вище тепловіддача з неї і тим нижче температура контактного з'єднання.

Вплив температури нагріву на контактні з'єднання.

При підвищенні температури контактного з'єднання збільшується перехідний опір, це пояснюється збільшенням питомого електричного опору матеріалу контакту, але при цьому також збільшується величина контактних площин за рахунок розігріву матеріалу.

Вплив окислів металів на контактні поверхні.

Покриття окислами контактних поверхонь мають більш високий перехідний опір, т. я. в деяких точках нема безпосереднього електричного контакту металів із-за того, що окисли більшості металів являються поганими провідниками.

Вплив сили натиску контакту.

Перехідний опір контакту тим менше, чим більше контактний тиск, так як від нього залежить дійсна площа дотику.

Призначення робочих і дугогасних контактів.

При наявності робочих і дугогасних контактів у апаратів, які вимикають рухому систему виконують так, щоб при вимиканні спочатку **розходились робочі контакти, а дугогасні деякий час залишались замкнутими**, а потім розривали коло, утворюючи дугу, зберігаючи при цьому дорожогоштууючі масивні робочі контакти.

Процес вмикання проходить у зворотному порядку, першими замикаються дугогасні контакти, потім — робочі.

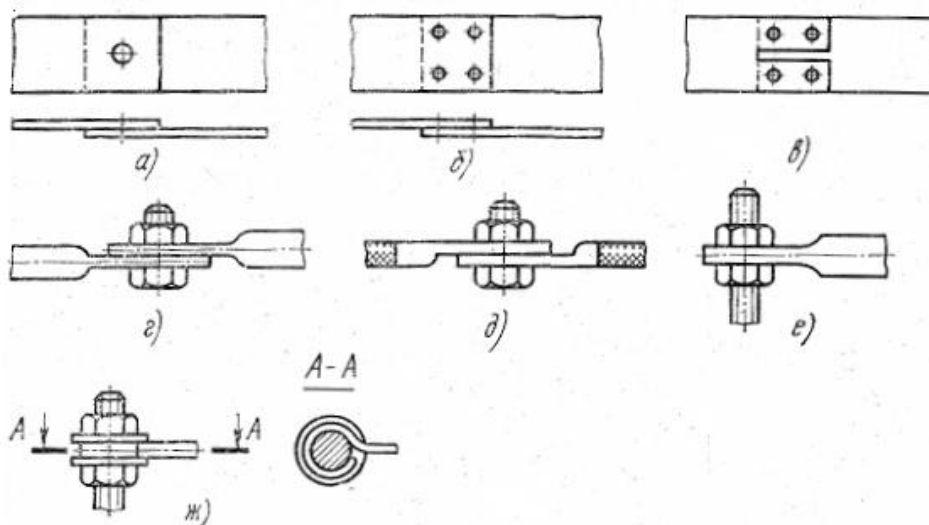


Рисунок 7. 2 - Види з'єднань пласких шин (а, б, в) і круглих провідників (г, д, е, ж)

Розбірні контактні з'єднання мають бути міцні і надійні і не слабшати при вібраціях, змінах температури і часу. З цією метою під гайки чи голівки болтів встановлюють пружинні шайби, стопорні гвинти, контргайки і так далі. Роз'ємні контактні з'єднання здійснюються рухомими контакт-деталлями і допускають багаторазове з'єднання і роз'єднання електричного кола. Вони є основним елементом комутаційних апаратів. У контактах на малі струми (до декількох ампер) прагнуть мати одне точкове контактування, щоб при малих натисках отримати відносно високий питомий тиск в контактній точці. При значних струмах контактування повинно бути багатоточкове.

Контакти на середні і великі струми можуть бути: важельними, містковими, врубними, дотиковими і виконуватися одно- і багатоступеневими.

У **одноступеневому контакті** контакт-деталі 1 і 2 служать для тривалого проведення струму при включеному стані і розриву дуги при розмиканні (рис. 7. 3. а).

У **багатоступеневій контактній системі** застосовуються основні контакт-деталі 5 і 6 (рис. 7. 3. б) для тривалого проведення струму і дугогасильні 3 і 4 для гасіння електричної дуги при розмиканні.

Основні контакт-деталі виготовляють зі срібла (матеріал з малим електричним опором), а дугогасильні — з міді (матеріал, стійкий до дії електричної дуги).

При замиканні контакт-деталей спочатку замикаються дугогасильні, а потім основні, при розмиканні навпаки — спочатку розмикаються основні, а потім дугогасильні.

При розмиканні основних контакт-деталей розриву кола не відбувається, оскільки весь струм переходить в дугогасильні, а при розмиканні

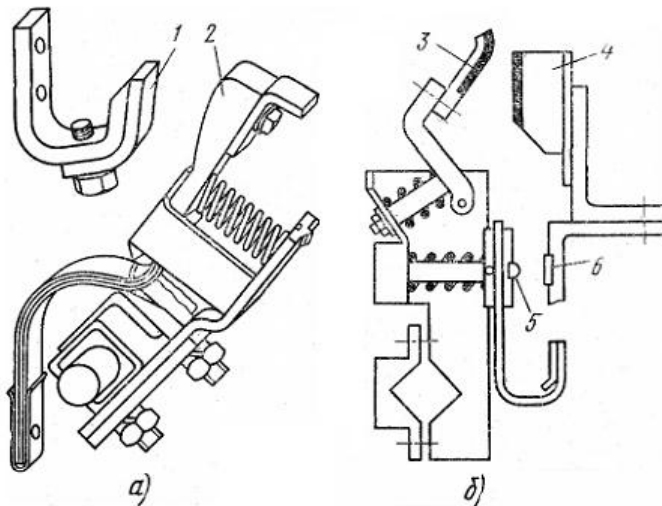


Рисунок 7. 3 - Комутаційні контакти:
а — одноступеневий, б — двоступеневий.

Важельні контакти утворюються нерухомою і рухомою контакт-деталлю, причому остання має форму важеля і здійснює кутове переміщення. Їх застосовують в апаратах з поворотною рухомою системою.

При замиканні контактної системи її поворот починається докола вісі O_2 (рис. 7. 4.а) до моменту дотику контакт-деталей в точці 1 (рис. 7. 4. б). При подальшому русі поворот відбувається докола вісі O_2 і O_1 , точка дотику контакт-деталей перекочується з точки 1 в точку 2 (рис. 7. 4. в).

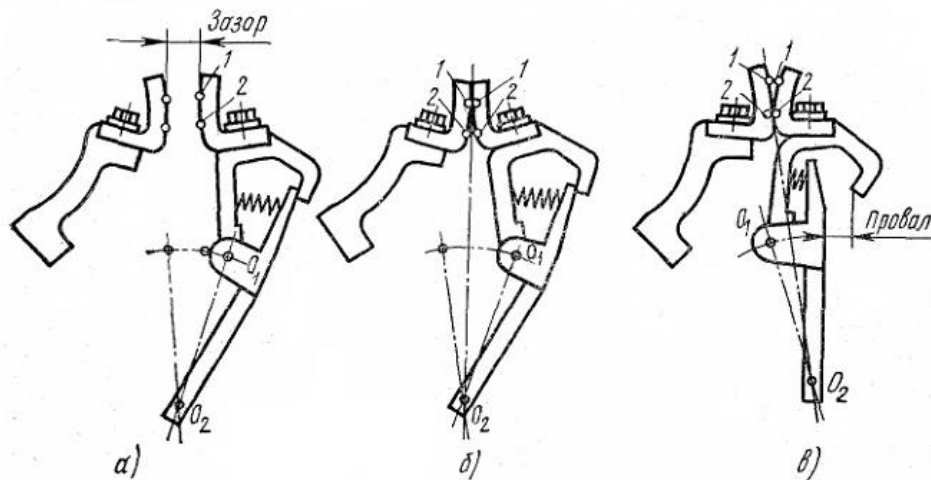


Рисунок 7. 4 - Кінематика руху контактів:
а — розімкнуті контакти, б — початковий дотик контактів,
в — кінцеве положення контактів

При розмиканні контактної системи точка дотику контакт-деталей спочатку перекочується з точки 2 в точку 1, а потім відбувається їх розрив.

Таким чином, поверхні, які забезпечують тривале проведення струмів і визначають перехідний опір контакту, віддалені від місця виникнення дуги. Прослизання контакт-деталей приводить до стирання оксидної плівки і бруду з поверхні контакт-деталей, тобто до самоочищення, що дозволяє застосовувати мідь як контактний матеріал.

Робочі поверхні важільних контакт-деталей виконують у вигляді площина — циліндр і циліндр — циліндр. Важільні контакти потребують гнучкого зв'язку для приєднання до струмопроводу, але в ряді випадків він являється слабким місцем контактної системи.

Місткові контакти утворюються з рухомої контакт-деталі — містка 1 (рис. 7. 5 а, б) і нерухомих контакт-деталей 3 і 4, до яких пайкою або зваркою прикріплені робочі поверхні 2. Струм проходить від нерухомої контакт-деталі 3 через рухомий місток 1 до іншої нерухомої контакт-деталі 4. При розімкнутих контакт-деталях створюється подвійний розрив між ними, що являється перевагою в порівнянні з контактами інших типів.

Інша перевага — відсутність гнучких зв'язків між рухомими і нерухомими струмоведучими частинами.

У **місткових контактах** відсутні перекочування і прослизання контакт-деталей, забезпечуючи їх самоочищення. Тому робочі поверхні контакт-деталей виготовляють не з міді, а з срібла або металокераміки на базі срібла і виконують у виді площина - площина, площина - циліндр, площина - сфера і сфера - сфера.

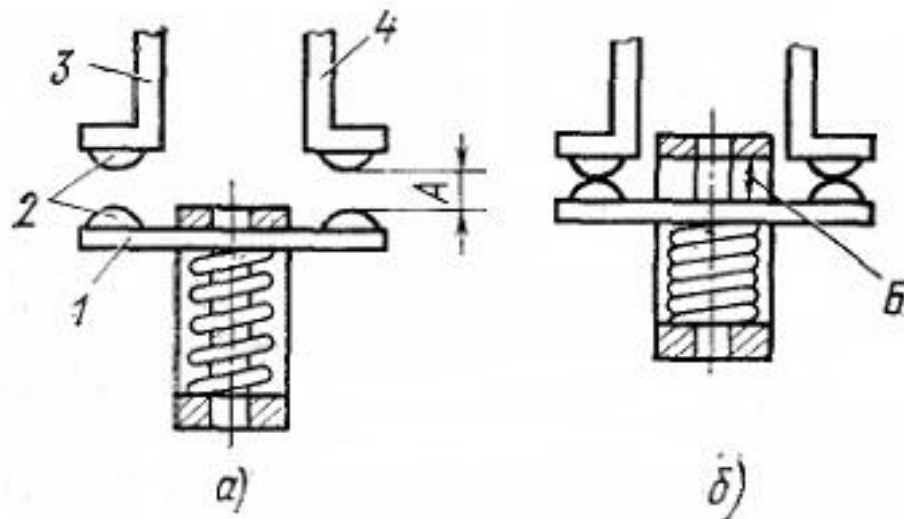


Рисунок 7. 5 - Містковий контакт:

а — розімкнений, б — замкнений; А — розкриття, Б — провал

Врубні контакти утворюються введенням плоскої контакт-деталі між двома що пружинять і застосовуються в рубильниках, роз'єднувачах, запобіжниках і інших апаратах. Електричний контакт здійснюється між нерухомою 1 і рухомою 2 контакт-деталлями (рис. 7. 6. а).

Контактний натиск здійснюється за рахунок пружних властивостей матеріалів контакт-деталей (твердо-тянута мідь, спеціальна бронза).

Для збільшення зусилля натиснення у врубних контактів на великі струми встановлюють сталеві пружини 3 (рис. 7. б. б, в).

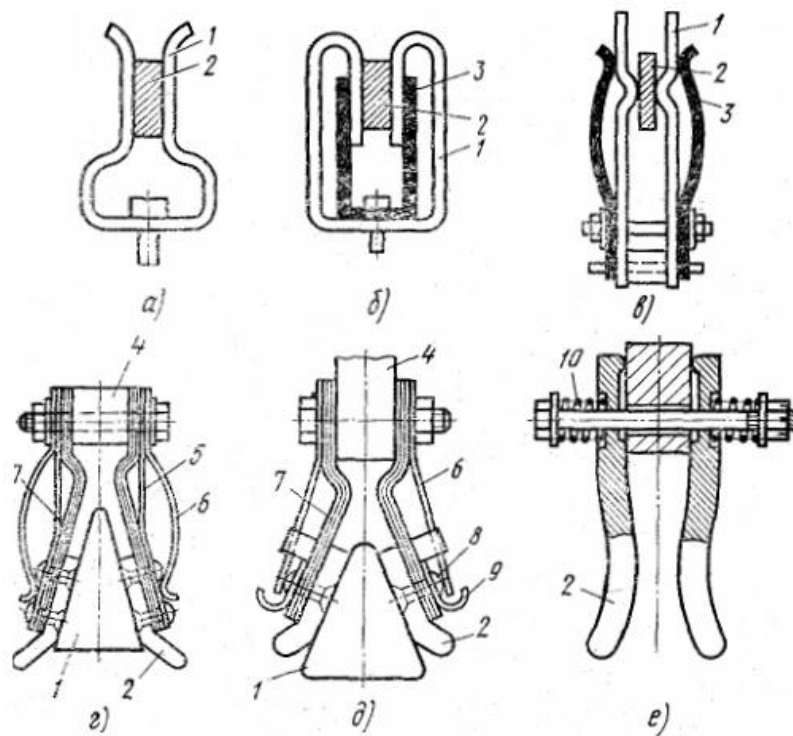


Рисунок 7. 6 - Врубні контакти з контактним натиском за рахунок пружних властивостей матеріалу (а), сталевій плоскій пружини (б, в), набору мідних пластин (г, д) і зкрученої пружини (е).

У високовольтних апаратах на великі струми використовують **врубні контакти клиноподібної форми**. Рухливі контакт-деталі 2 (рис 7. б. г, д) виконують у вигляді окремих ламелей, сполучених з струмоведучою деталлю 4 гнучким зв'язком 7, що складається з набору тонких мідних пластин. Контактне натиснення створюється пружиною 6. У несамовстановлюючихся контактах (рис. 7. б. г) плоска пружина 5 не дає ламелям вільно встановлюватися на нерухомій контакт-деталі. У зв'язку з цим площа контактування в контакті невелика.

В самовстановлюючихся контактах (рис. 7. б. д) зусилля контактної пружини передається на заклепку 8 (пласка пружина відсутня), і ламелі вільно встановлюються на нерухомій контакт-деталі, забезпечуючи кращий контакт. Положення ламелей від переміщення фіксується скобою 9. Врубний контакт, в якому контактне натиснення створюється пружинами 10, показаний на рис. 8. б. е.

Кільцеві контакти (рис. 7. 7) застосовують при великих ходах рухомого контакту і великих номінальних струмах.

Вони складаються з рухомого контакт-стрижня 2, двох нерухомих контакт-стержнів 1, роликів 5, пов'язаних з віссю 4, і контактних пружин 3. При замиканні електричного кола рухомий контакт переміщується.

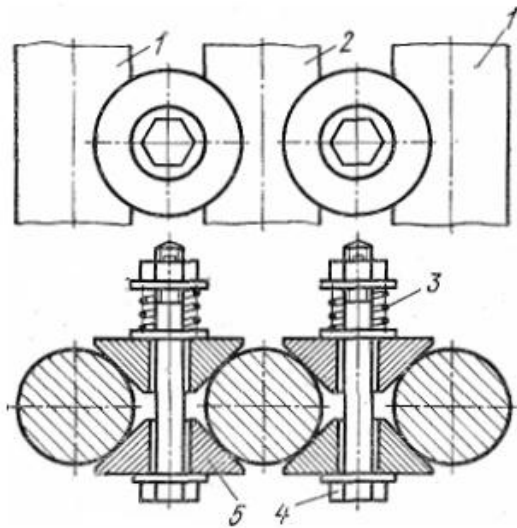


Рисунок 7. 7 - Кільцевий контакт.

Стикові контакти (рис. 7. 8) утворюються переміщенням однієї контакт-деталі в напрямі, перпендикулярному поверхні іншої контакт-деталі до першого зіткнення. Їх виготовляють з порожнистих труб, суцільних металевих стержнів і використовують в основному у високовольних вимикачах. *Поверхні контакт-деталей виконують плоскими або сферичними.* Стиковий контакт складається з нерухокої 1 і рухоєї 2 контакт-деталі, гнучких зв'язків 4 і контактних пружин 3

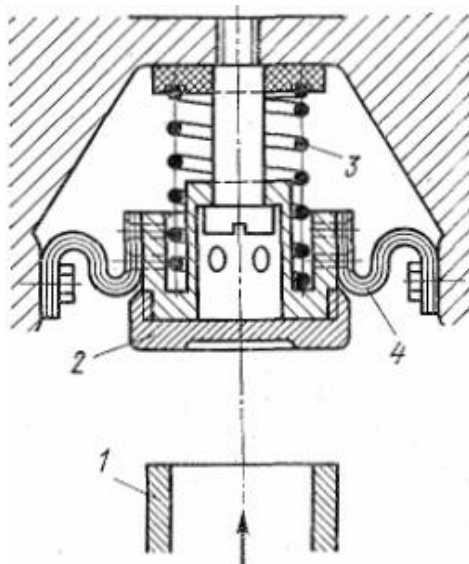


Рисунок 7. 8 - Стиковий контакт

Ковзаючі контакти здійснюють електричний контакт при ковзанні однієї контакт-деталі по іншій, при цьому обриву електричного кола не відбувається.

Вони можуть виконуватися з важільним, містковим, роликівим і другими контактами. У апаратах низької напруги ковзаючі контакти широко застосовують в реостатах і контролерах.

Герметичні контакти здійснюють розмикання і замикання кола в умовах інертного газу або вакууму.

Контакти в електричних апаратах відрізняються великою різноманітністю.

У запобіжниках зазвичай використовують *плаский* (рис. 7. 9. а) або *циліндричний* (рис. 7. 9. б) поверхневий контакт між пінцетом і вставкою, в рубильниках і перемикачах - *лінійний контакт* між ножем і губкою (рис. 7. 9. в),

в повітряних автоматичних вимикачах і контакторах - також *лінійний* контакт між рухомим і нерухомим контактами (рис. 7. 9. г),

в контактних реле - лінійні (рис. 7. 9. д) і точкові контакти (рис. 7. 9. е і ж).

Вибір матеріалу для контактів визначається режимними параметрами електричного кола, в якому знаходяться контакти.

Для кіл з великими струмами важливим чинником є нагрів контактів в процесі роботи, що викликає збільшення перехідного опору і приварювання. Тому матеріал для контактів підбирають з хорошою провідністю, стійкий по відношенню до електричної дуги і не схильний до зварювання при роботі апарату в межах його комутаційної здатності.

Для деяких силових комутуючих апаратів застосовують контакти, виготовлені методом металокераміки із спеціальної композиції на основі срібла і графіту, срібла, нікелю і графіту та ін.

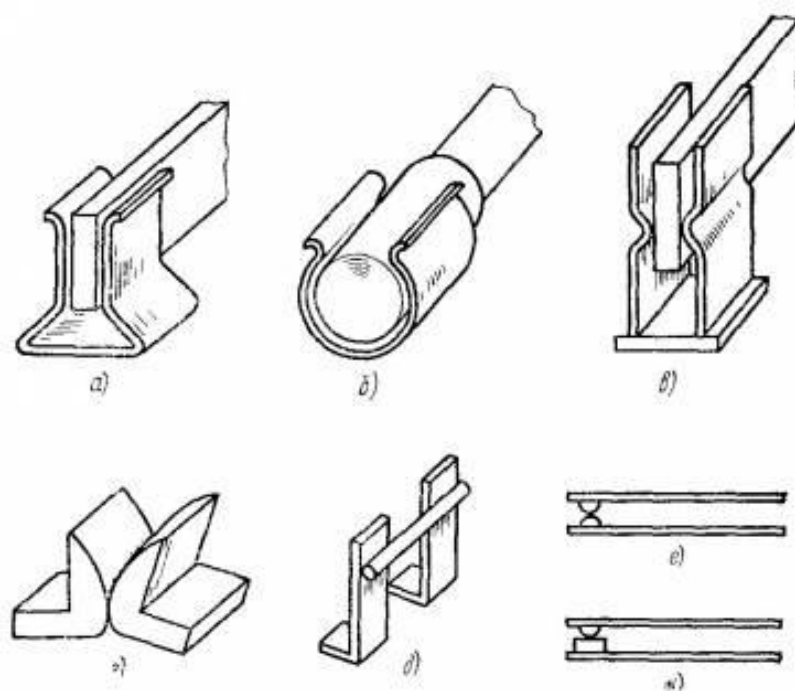


Рисунок 7.8 - Види контактів електричних апаратів:
а — плаский, б — циліндричний, в—д — лінійний, е, ж — точкові

Для контактів, працюючих в колах з дуже малими струмами і напругою (у слабкострумівих колах), основним чинником являється вплив на них поверхневих плівок, що значно збільшують перехідний опір.

Тому такі контакти повинні мати покриття з дуже інертних матеріалів (наприклад, золото для контактів в колах з мікрострумами і мікронапругами).

Умови зменшення нагріву контакту:

Зменшити активний опір \Rightarrow збільшити площу S , зачистити контакти \Rightarrow збільшити масу металу, або збільшити охолодження поверхні біля контактів .

Питання для самоперевірки

1. Електричний контакт і контактне з'єднання.
2. Що таке перехідний опір та від чого він залежить?
3. Типи контактів та види контактних з'єднань.
4. Групи контактів та критерії оцінки роботи контактів.
5. За якою формулою визначається перехідний опір контактів?
6. Вимоги до матеріалів контактів.
7. Призначення робочих і дугогасних контактів
8. Умови зменшення нагріву контакту.

ЛЕКЦІЯ № 8. Електрична дуга. Способи гасіння дуги.

1. Процес комутації електричних кіл. I та II закон комутації.

2. Загальна характеристика дуги.

3. Способи гасіння електричної дуги в комутаційних електричних апаратах. Технічні рішення.

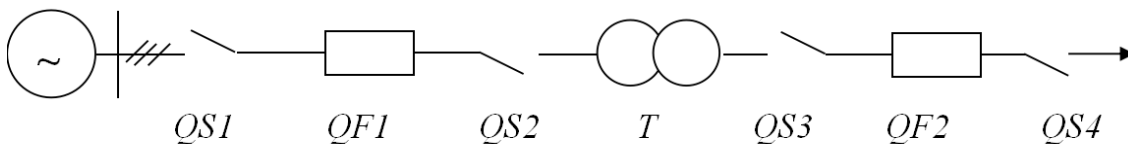
ЛІТЕРАТУРА:

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

2. Васи́лега П. О. Електропостачання/ П. О. Васи́лега– Суми: ВТД „Університетська книга”, 2008. – 415 с.

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

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



Комутацією електричних кіл називається процес замикання або розмикання електричного кола при якому змінюється величина опору електричного кола майже миттєво стрибкоподібно (від „0” до „1”).

Контактами називаються місця з’єднання окремих елементів, з яких складається електричне коло.

Перехідний опір - один із основних параметрів якості контактів, так як він характеризує кількість енергії, яка поглинається в контактному з’єднанні, переходить в теплоту та нагріває контакт.

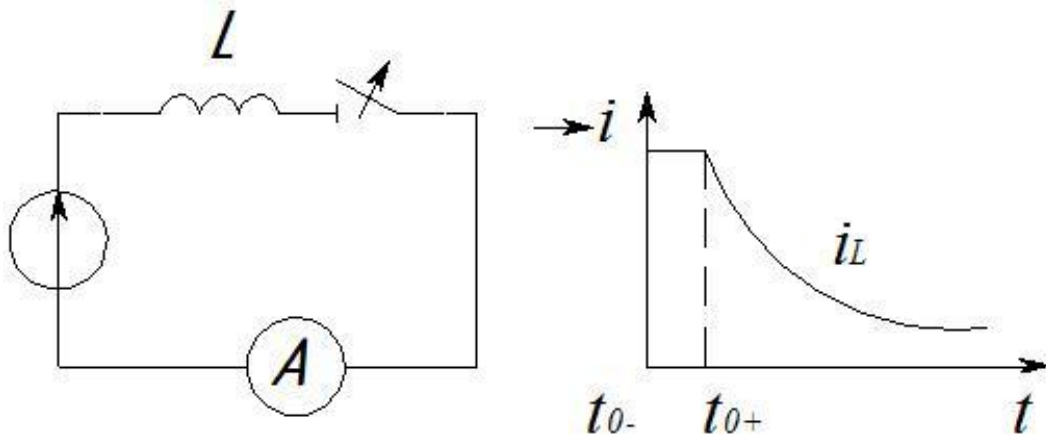
Перехід із одного становища в інше відбувається за час $t \approx 0$. Енергія переходу від одного виду в інший відбувається за певними законами комутації.

I закон комутації:

В початковий момент комутації струм I_L в індуктивному колі залишається таким за величиною, яким він був перед комутацією, а потім поступово зменшується.

Струм і енергія електромагнітна миттєво не зникає.

$$\underline{i_{L(0-)} = i_{L(0+)}}$$



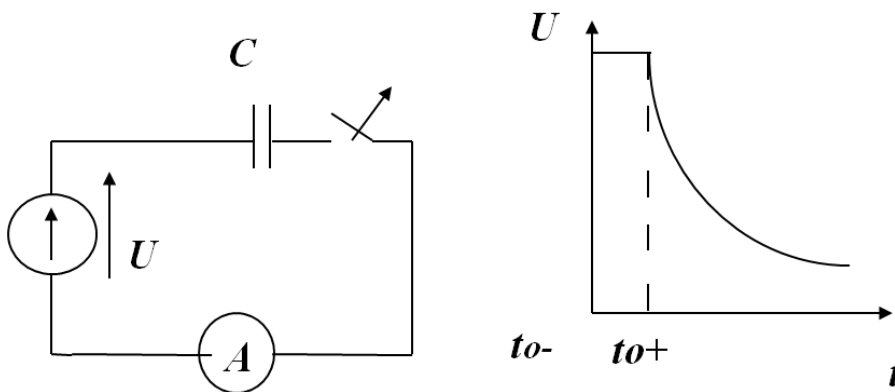
t_{0-} - час перед комутацією; t_{0+} - час після комутації. i_L

II закон комутації:

В початковий момент часу після комутації ємнісного кола U залишається такою по величині, як і до комутації, а потім поступово зменшується.

Струм через ємність може змінюватись стрибкоподібно.

Розрив електричного кола за допомогою контактів електричних апаратів супроводжується процесом виникнення спочатку іскри, а потім іскрої дугою. Тобто повітря, газова суміш або рідина, які знаходяться між контактами із непровідника становляться провідником.



$$U_{c(0-)} = U_{c(0-)}$$

Умовно прийняли **струм комутації I менше 0,5 А, а напругу U від 10 до 20 В**, то при комутації маємо тільки іскровий розряд, якщо навпаки, то іскровий розряд може перерости в електричну дугу.

В електричній дузі одночасно проходять два процеси:

- 1) **іонізація;**
- 2) **деіонізація атомів і молекул.**

Тобто, під дією високої температури молекули і атоми середовища, в якому горить дуга, розпадаються на електрони і позитивні іони. Іонізоване

середовище характеризується високою провідністю, завдяки чому підтримується горіння дуги.

Після чого відбувається деіонізація - теплота відводиться в навколишнє середовище, а електрони і позитивні іони з'єднуються в нейтральні за зарядом молекули і атоми.

Процеси іонізації і деіонізації проходять одночасно.

Якщо процес деіонізації проходить повільніше, то дуга при сталій відстані між контактами горить надзвичайно довго, t горіння дуги $\rightarrow \infty$.

Якщо процес деіонізації проходить інтенсивніше від іонізації, то дуга гаситься за певний час.

$W_0 = C \cdot U_0 \cdot I_0 \cdot t$ - енергія дуги.

W_0 (постійного струму) - *const* при l - *const*.

W_0 (змінного струму) - *var*.

Розрізняють три стадії горіння дуги:

1) **запалювання дуги** (внаслідок ударної іонізації запалюється дуга, інтенсивність іонізації перевищує інтенсивність деіонізації);

2) **стійке горіння дуги** (інтенсивність іонізації і деіонізації рівні);

3) **згасання дуги** (інтенсивність деіонізації вища ніж іонізації). **Електрична дуга характеризується вольт - струмовою характеристикою:**

а) статичною, яка може бути тільки при постійному струмі ;

б) динамічною, виникає при швидкій зміні струму.

Розрізняють три значення напруги:

а) напруга початку горіння дуги;

б) напруга горіння дуги;

в) напруга затухання дуги.

Температура електричної дуги може досягати декількох тисяч градусів (до 10000...15000 °C).

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.

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.

Способи гасіння дуги

Поділяються на два напрямки:

I- гасіння відкритої дуги в навколишньому середовищі;

II- гасіння в дугогасних пристроях.

1. Гасіння дуги за рахунок збільшення відстані між контактами, застосовується на U до 1 кВ;
2. Ділення дуги на ряд коротких (подрібнення дуги, $U < KU_{ka}$, де U – напруга мережі, KU_{ka} – сума катодного і анодного спаду напруги, 150 ÷ 250 В для дуги ~ струму);
3. Затягування дуги у вузьку щілину;
4. Гасіння дуги охолодженням середовища між контактами;
5. Великим тиском, який створюється штучно (100- 150 атм);
6. Гасіння дуги в вакуумі (глибоким вакуумом) $10^{-4} - 10^{-6}$ Па;
7. За допомогою газогенеруючих матеріалів (фібра, вініпласт і т. д.);
8. Гасіння дуги в маслі;
9. В газовій суміші (елегаз), шестифториста сірка F_6S ;
10. В комбінованих умовах.

Питання для самоперевірки

1. Визначення комутації електричних кіл
2. Що таке контакт і перехідний опір?
3. I та II закон комутації.
4. Процеси та стадії дугогасіння.
5. Способи гасіння дуги.

ЛЕКЦІЯ № 9. Роз'єднувачі, короткозамикачі, віддільники, вимикачі навантаження, їх вибір.

- 1.Визначення, класифікація роз'єднувачів за різними параметрами.
- 2.Умови вибору роз'єднувачів.
- 3.Короткозамикачі і віддільники.
- 4.Вимикачі навантаження. Умови вибору.

ЛІТЕРАТУРА:

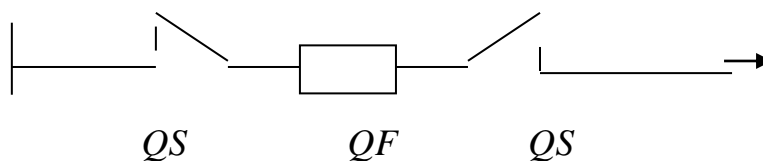
1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. Василега П. О. Електропостачання/ П. О. Василега– Суми: ВТД „Університетська книга”, 2008. – 415 с.
3. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.:Аграрна освіта,2011 – 448 с.
5. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

Роз'єднувачі – це комутаційні апарати, які призначені для включення і відключення електричних кіл напругою вище 1 кВ **без струму** і забезпечення безпеки при проведенні робіт шляхом утворення видимого розриву цих кіл при їх відключенні.

Роз'єднувач не має дугогасних пристроїв, тому ним не можна відключати струми навантаження, і тим більше струми к. з.

Якщо відбудеться помилкове відключення цих струмів, може виникнути стійка дуга, а потім міжфазне перекриття (к. з.), пошкодження апаратури і можливі нещасні випадки з персоналом.

В схемах, де приєднання ділянки здійснюється через високовольтні вимикачі, послідовно з ними включаються роз'єднувачі. В цьому випадку вони служать для утворення видимого розриву між розподільним пристроєм.



Позначення: QS - роз'єднувач, QF - вимикач.

За місцем устанавлення поділяються:

- 1) для зовнішнього устанавлення;
- 2) для внутрішнього устанавлення.

За кількістю полюсів:

- 1) однополюсні;
- 2) двополюсні;
- 3) триполюсні.

Триполюсні над однополюсними мають ряд переваг:

- 1) більш просте і швидке управління;
- 2) підвищена надійність роботи апарата і безпечність обслуговуючого персоналу, тому що можна застосувати механічне блокування;
- 3) можна застосувати спільний привід при дистанційному управлінні.

За напрямком руху рухомих контактів :

- 1) горизонтально – поворотні;
- 2) вертикально – поворотні.

Роз'єднувачі для внутрішньої устанавки виконують, в основному, вертикально – поворотними.

Переваги – незначна відстань між полюсами та мала довжина роз'єднувача.

Недоліки – значні габарити по висоті.

Горизонтально – поворотні:

Переваги – менші габарити по висоті.

Недоліки – велика відстань між полюсами .

За конструкцією:

- 1) рубаного типу – пристрій магнітного замка;
- 2) поворотного типу;
- 3) підвісного типу;
- 4) кочення (з поступовим рухом ножа, для КРП з візками, які виконують).

Пристрій магнітного замка застосовують з метою зменшення небезпеки самовільного відключення роз'єднувача під дією електродинамічних зусиль при проходженні струмів к. з., які хочуть відштовхнути ніж від нерухомого контакту.

Він складається з двох сталевих пластин, закріплених назовні на кінцях ножа, які при намагнічуванні струмами к. з. взаємно притягуються і створюють допоміжний тиск в контактах.

Роз'єднувачі можуть бути з ножами для заземлення і без них.

РЛН – 10/630, РЛНД – 10/400, РЛНДЗ -10/630, РЛВ – 10/400.

Ножі заземлення можуть бути приєднані до будь-якого типу роз'єднувача.

Призначення ножів - замкнути фазу на землю при вимкненому роз'єднувачі.

Використовують переносне заземлення.

Заземлюючі ножі повинні бути заблоковані з головними ножами, щоб запобігти їх включенню при включеному роз'єднувачі.



Рисунок 9.1 - Роз'єднувач РЛНД.

Однополюсні використовують дуже рідко. Відключають штангою типу ШО.

Триполюсні – відключають за допомогою приводу:

- ручного (важільний);
- пневматичного;
- електричного для дистанційного управління.

Привод роз'єднувачів забезпечений фіксатором, який замикається після операцій включення і відключення.

Умови вибору роз'єднувачів:

1. За номінальною напругою

$$U_{an} \geq U_n ;$$

2. За номінальним струмом

$$I_a \geq I_{p \max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_n} ;$$

3. Електродинамічна стійкість

$$i_{\max an} \geq i_y^{(3)} \text{ (розрах. величина), кА}$$

$$i_y = \kappa_y \sqrt{2} I_{\max}^{(3)}, \text{кА}$$

4. Термічна стійкість при протіканні аварійних струмів

$$[I_{к.з. \max}]^2 \cdot t_{\text{фік}} \geq [I_{роз}^{(3)}]^2 \cdot t_{\text{прив.}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{або } I_{к.з.} \cdot t_{\text{станд}} > I_{к.з.}^{(3)} t_{р. зах}, \text{кАс.}$$

Для часу термічної стійкості 1, 3, 5, 10 с – t металоємність буде більше, чим більше час.

$t_{\text{прив.}}$ - приведений час дії к.з. , розраховується як час дії релейного захисту до моменту вимкнення , $t_{\text{прив}} = t_{\text{рел. зах.}} + t_{\text{вимкн. вим.}}$.

Наприклад, $1,2 + 0,3 = 1,5$.

$t_{фiк}$ - фіктивний час, протягом якого сталий струм к.з. виділить у струмоведучих частинах таку кількість тепла, як дійсний струм за дійсний час.

На шинах 10 кВ може бути встановлено декілька релейних захистів – **максимальний струмовий МСЗ, струмова відсічка СВ – час спрацювання 0,1 – 5 сек.**

При перевірці на термічну стійкість приводиться час дії основного захисту, який діє при даному к.з.

Так як $t > 1$ с, то дія аперіодичної складової струму к.з. при розрахунках не враховують.

Таблиця 9.1 – Вибір роз'єднувача.

Розрахункові дані		Параметри роз'єднувача РЛН-10/400	
$U_{н.уст}$	10 кВ	U_n	10 кВ
$I_{р max}$	350 А	$I_{ан}$	400 А
i_y	46 кА	$I_{max}(i_{дин})$	50 кА
$B_k = [I_{к.з. max}]^2 \cdot t_{фiк}$	$18^2 \cdot 2,5 = 810 A^2 \cdot c$	$B_k = [I_{роз}^{(3)}]^2 \cdot t_{прив.}$	$14^2 \cdot 5 = 989 A^2 \cdot c$

Короткозамикачі і віддільники.

Короткозамикачі укомплектовані пружиною включення, яку заводять вручну при її відключенні, призначені для створення штучного к. з. в електричному колі.

Віддільник укомплектований пружиною відключення, яку заводять вручну при її включенні, призначений для автоматичного відключення електричного кола без струму.

При спрацюванні реле включають короткозамикач,

який з'єднує фазу з землею(при 110 кВ)

або дві фази між собою (35 кВ).

Виникає к. з.. $I_{к.з.}$, який протікає через короткозамикач, проходить і через трансформатор струму(ТС), включений в його коло.

Вторинна обмотка цього ТС включена на блокувальний електромагніт в приводі віддільника. Цей електромагніт заводить пружину і утримує її до тих пір, поки протікає струм через реле, тобто поки не відключається вимикач на початку лінії, яка живить пошкоджену підстанцію. Тоді звільнена пружина розчіплює заціпку і віддільник вимикається, розірвавши коло без струму, так як лінія живляча відключена. Потім за допомогою АПВ лінія вмикається і всі непошкоджені підстанції в цій лінії знову отримують живлення.

Віддільники і короткозамикачі вибирають таким же чином, як і роз'єднувачі.

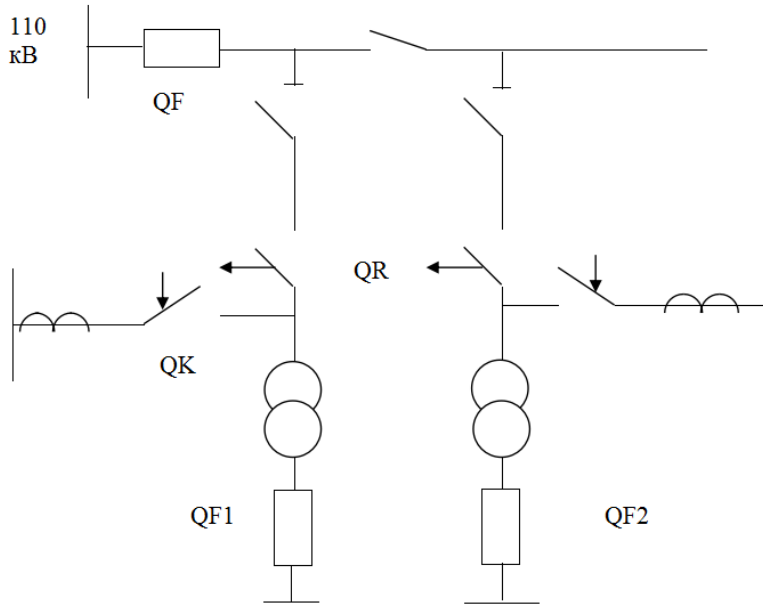


Рисунок 9. 2 – Схема трансформаторної підстанції 110/10 кВ з віддільником та короткозамикачем .

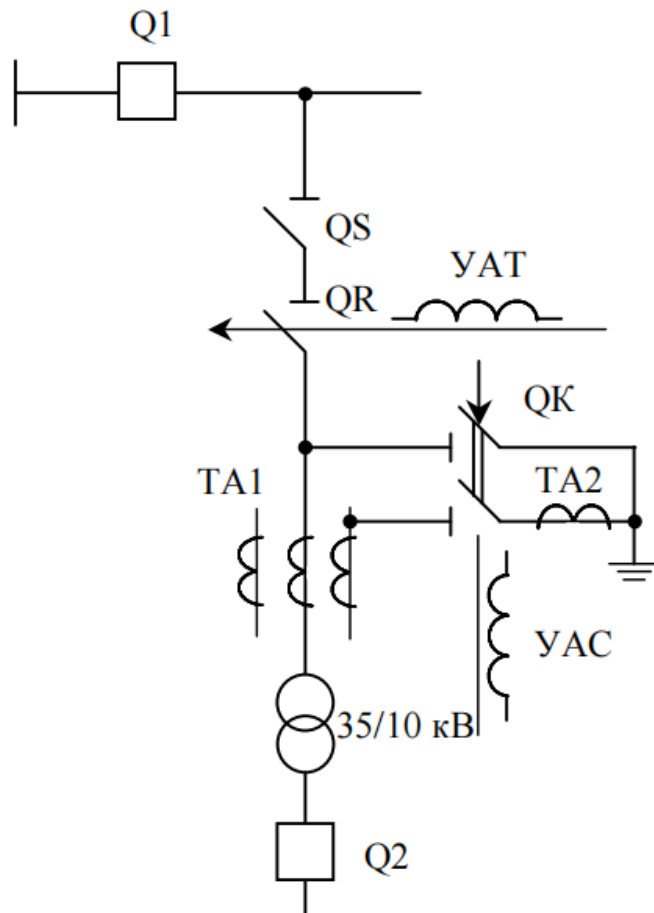


Рисунок 9. 3 – Схема трансформаторної підстанції 35/10 кВ з віддільником та короткозамикачем

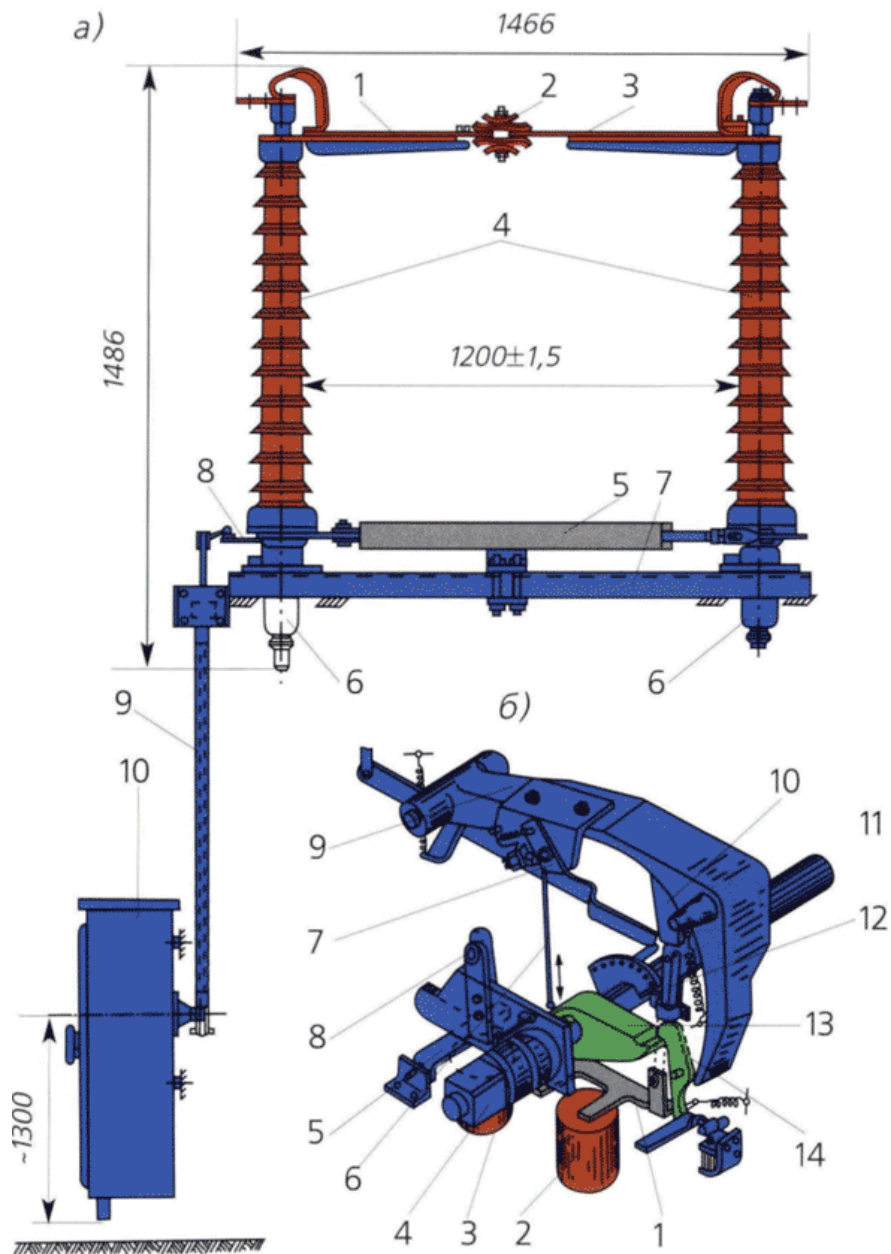


Рисунок 9.4 – Віддільник ОД-110 з приводом.

1 и 3 - ножі; 2 - контактне улаштування; 4 - ізоляційні колонки;
 5 - кожух відключаючої пружини; 6 - підшипники; 7 - рама;
 8 - важіль; 9 - тяга; 10 - привід віддільника

Привід віддільника (б):

1 - планка; 2 і 3 - електромагніти; 4 - кінець валу приводу;
 5 - важіль для підйому важеля 9; 6 - тяга; 7 - планка; 8 - важіль;
 9 - серповидний важіль; 10 - планка; 11 - вал приводу;
 12 - утримуюча стойка; 13 - важіль; 14 - защіпка.

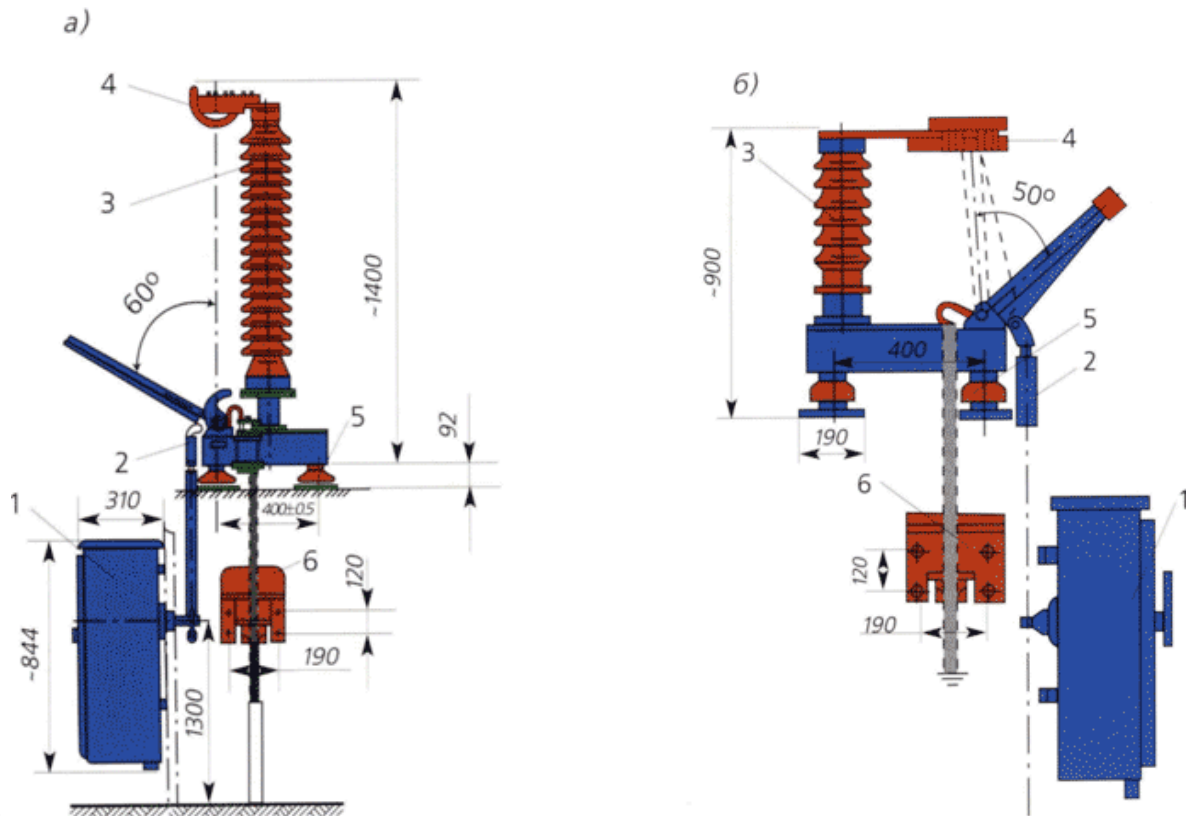


Рисунок 9.5 – Короткозамикач однополюсний КЗ-110 (а) та короткозамикач двополюсний КЗ-35(б):

(однополюсний):

- 1 - привід;
- 2 - тяга;
- 3 - колонка ізолятора;
- 4 - нерухомий контакт;
- 5 - ізолятор;
- 6 - трансформатор струму.

(двополюсний):

- 1 - привід;
- 2 - тяга;
- 3 - колонка ізолятора;
- 4 - нерухомий контакт;
- 5 - ізолятор;
- 6 - трансформатор струму.

Вимикачі навантаження представляють собою триполюсні роз'єднувачі з надстроєними на їх нерухомих контактах дугогасними камерами з твердою газогенеруючою речовиною, яка розрахована на гасіння дуги лише при відключенні струмів навантаження і перевантаження не більше ніж у 2 рази перевищуючий номінальний струм вимикача.

А для вимкнення $I_{к.з.}$ використовують запобіжники (ВНП-16 з ПК).

Гасіння дуги відбувається внаслідок дії газів, які виділяються із спеціальних пластин із органічного скла під дією високої температури (наприклад водень).

Вимикачі забезпечують не менше 35 відключень без зміни пластин в дугогасних камерах при I_n , при I до 50 А близько 300 відключень, а при подвійному I_n вимикача тільки 3 відключення.

ВН використовуються в сільських електричних мережах U 6...10 кВ типу ВН-16, ВН-17 для внутрішньої установки. Промисловість випускає ВНП-16,

ВНП- 17(на спільній рамі з запобіжниками), без запобіжників (ВН-16, ВН – 17), з запобіжниками і заземлюючими ножами(ВНПз-16, ВНПз-17).

Умови вибору вимикачів навантаження:

1.За номінальною напругою

$$U_{an} \geq U_n ;$$

2.За номінальним струмом

$$I_a \geq I_{p \max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_n} ;$$

3.Електродинамічна стійкість

$$i_{\max an} \geq i_y^{(3)} \text{ (розрах. величина), кА}$$

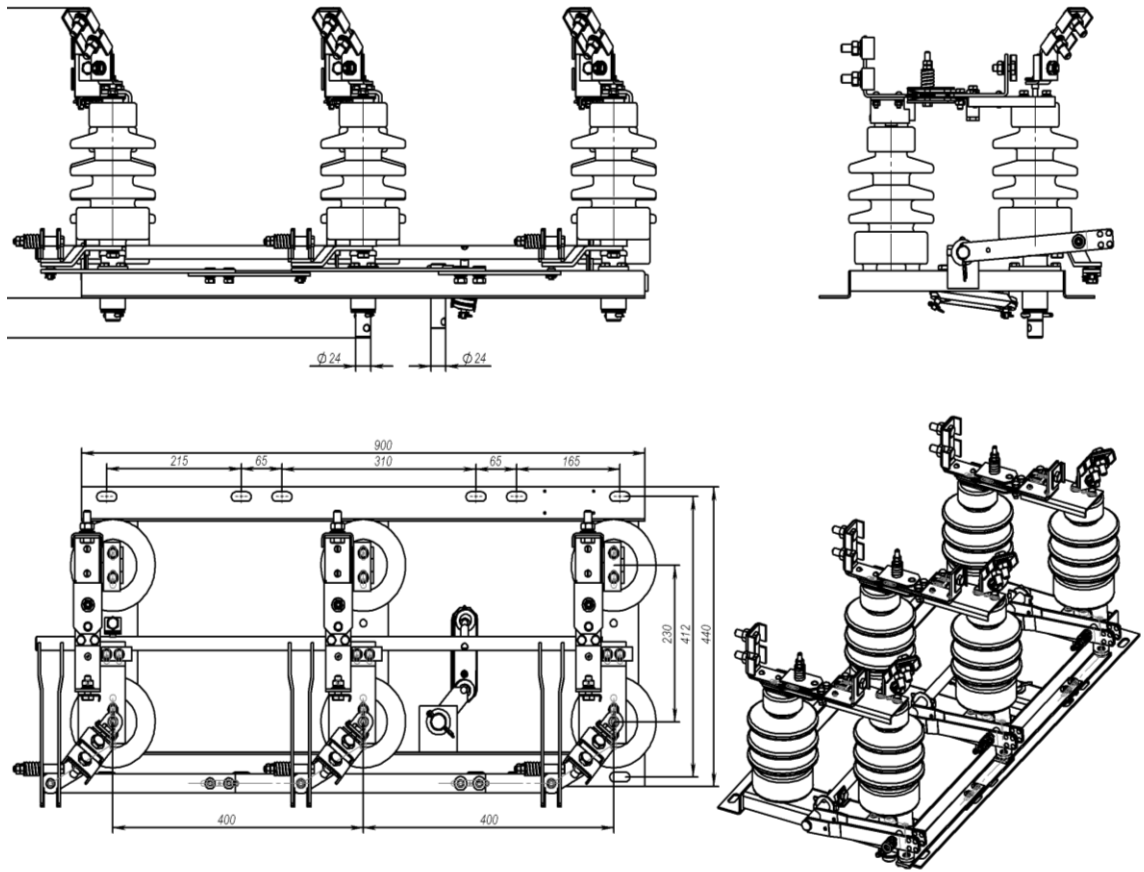
$$i_y = \kappa_y \sqrt{2}I_{\max}^{(3)}, \text{кА.}$$

4.Термічна стійкість при протіканні аварійних струмів

$$[I_{к.з. \max}]^2 \cdot t_{\text{фiк}} \geq [I_{\text{роз}}^{(3)}]^2 \cdot t_{\text{прив.}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$$



Рисунок 9. 6 - Вимикач навантаження ВНА 10/630-20зУ2 ВЭМЗ |.



Питання для самоперевірки

1. Призначення роз'єднувача.
2. Розподіл роз'єднувачів за конструкцією, за напрямком руху рухомих контактів, за місцем встановлення, за кількістю полюсів.
3. Умови вибору роз'єднувачів.
4. Короткозамикачі і віддільники – принцип дії.
5. Принцип дії та умови вибору вимикача навантаження.
6. Назвати апарати подібні роз'єднувачам та їх відмінності.

**ЛЕКЦІЯ № 10. Оливіві і безоливіві вимикачі напругою вище 1 кВ.
Вибір. Вимикачі напругою до 1 кВ.**

- 1. Розподілення вимикачів за принципом дії та місцем встановлення.**
- 2. Переваги, недоліки та характеристика кожного вимикача.**
- 3. Умови вибору .**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Мінергоугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства/ И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
3. Василега П. О. Електропостачання/ П. О. Василега– Суми: ВТД „Університетська книга”, 2008. – 415 с.
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
5. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

Високовольтні вимикачі служать для включення і відключення електричних мереж напругою вище 1 кВ під навантаженням і автоматичного їхнього відключення при аварійних режимах .

За принципом дії:

- 1) оливіві малооб’ємні та багатооб’ємні;
- 2) автогазові;
- 3) електромагнітні;
- 4) вакуумні;
- 5) повітряні;
- 6) елегазові (F_6S).

За місцем встановлення:

- 1) для зовнішнього встановлення;
- 2) для внутрішнього встановлення.

Багатооб’ємні оливіві (бакові) вимикачі.

Багатооб’ємний (баковий) оливівий вимикач без спеціального улаштування для гасіння дуги (рис. 10.1) виконують у вигляді сталюого баку 17, залитого трансформаторною оливою.

Оливу використовують як газогенеруюче середовище, яке забезпечує гасіння дуги і в якості ізоляції струмоведучих частин, **виготовлених на напругу 6 -10 кВ, S відключення = 100 ÷ 200 МВА**, не мають дугогасної камери.

Недоліки:

- нераціональне використання оливи,
- для гасіння електричної дуги потрібен великий хід контактів (виникає велика

довжина дуги, виділяється більше енергії, розкладається більше оливи, тому необхідно її частіше замінювати).

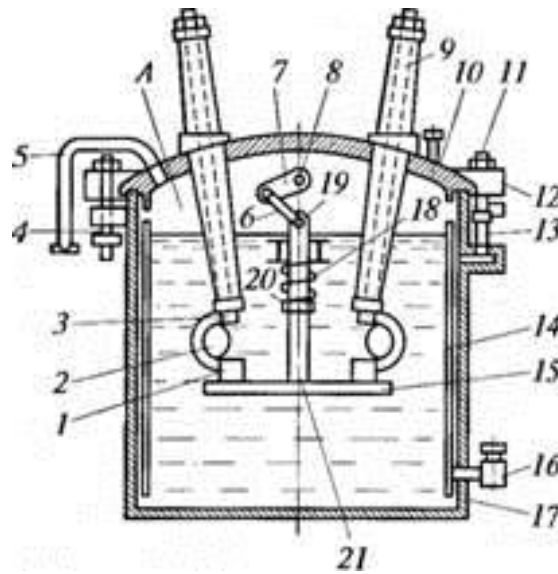


Рисунок 10. 1 – Багатооб’ємний оливний вимикач:

1 - рухомий контакт; 2 - газовий пузирь; 3 - нерухомий контакт; 4 - болт; 5 - газовідвідна труба; 6, 7, 19 - важелі кривошипно-шатунного механізму; 8 - вал; 9 - прохідний ізолятор; 10 - кришка; 11 - болт; 12 - фланець; 13 - оливовказівна трубка; 14 - фанера; 15 - траверса; 16 - оливоспускний кран; 17 - сталевий бак; 18 - відключаюча пружина; 20 - направляюча; 21 - штанга; А — буферний простір.

Багатооб’ємні оливні вимикачі на вищу напругу виконують так, що контакти кожної фази розміщують в свої дугогасні камери ($U=35 \div 220$ кВ з S відключення $=2500$ МВА).

При розриві контактів в камері загораються дві послідовні дуги, тиск різко збільшується і створюється поперечне дуття і гасне дуга. Для відключення малих струмів створюється поздовжнє дуття.

Недоліки:

- вибухо і пожежезабезпечні,
- необхідні окремі вибухозахищені камери,
- великий об’єм оливи,
- контроль за станом оливи,
- час на заміну оливи,
- незручність наладки та монтажу ,
- велика затрата металу.

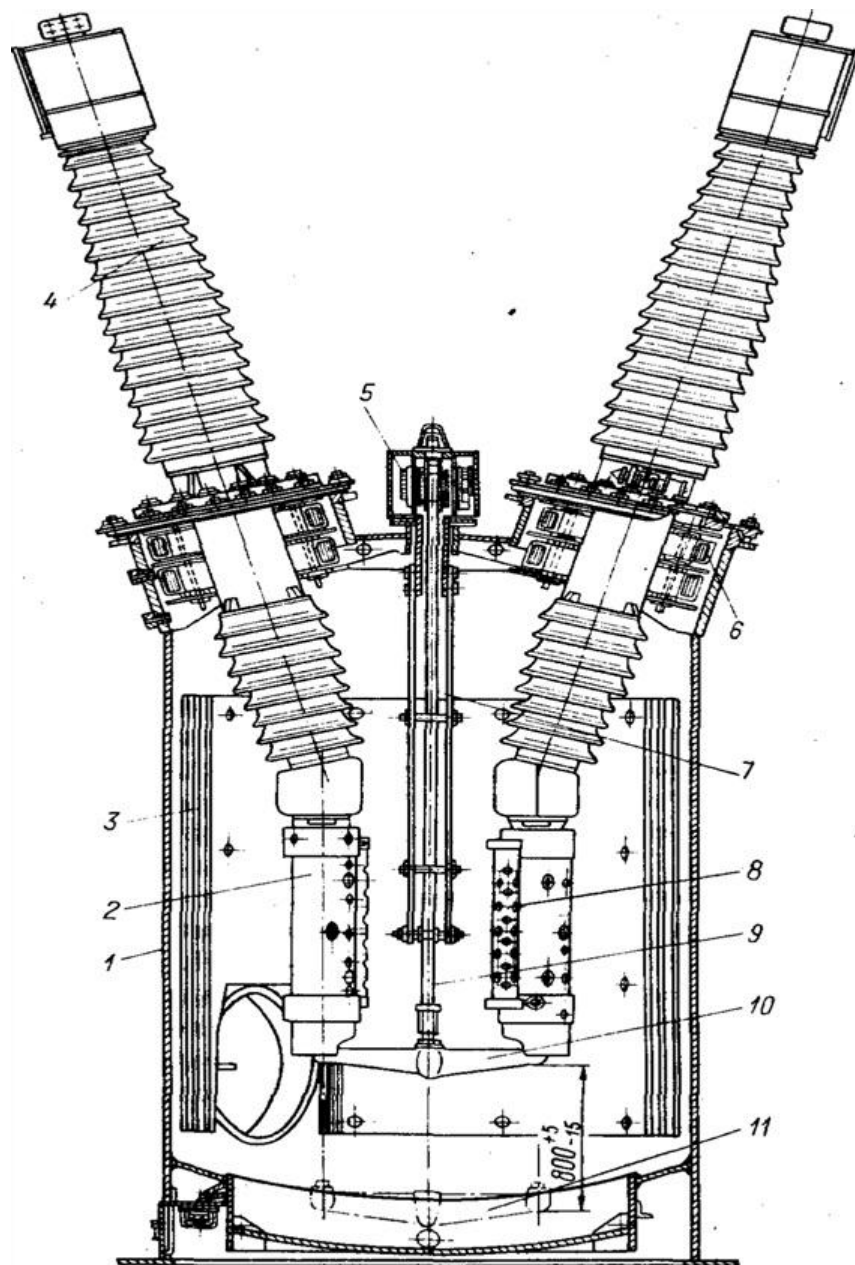


Рисунок 10. 2 - Полос оливого бакового вимикача на 220 кВ
 1 - бак; 2 - дугогасна камера з нерухомими контактами і шунтуючим резистором;
 3 - ізоляція баку; 4 - ввід; 5 - приводний механізм; 6 - трансформатор струму;
 7 - направляюче улаштування; 8 - шунтуючий резистор; 9 - ізоляційна тяга;
 10 - траверса з рухомими контактами; 11 - положення траверси після відключення.

Переваги:

- простота конструкції,
- встроєні трансформатори струму,
- висока здатність відключення.

Малооб'ємні оливкові вимикачі (горшкові).

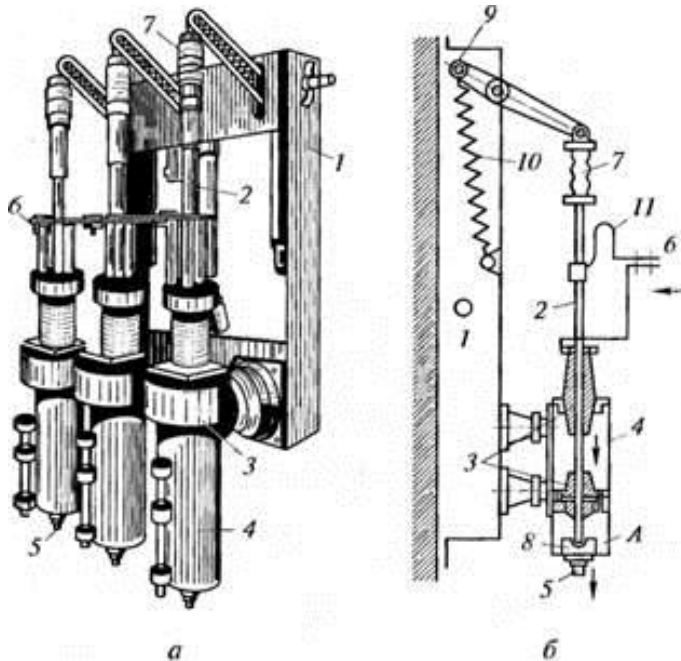


Рисунок 10. 3 - Загальний вид (а) і схема (б) горшкового оливкового вимикача типу ВМГ-10:

1 - рама; 2- контактний стержень; 3 - ізолятори; 4 - циліндр; 5- вихідний затиск; 6 - контактна колодка; 7 - порцелянова тяга; 8 - нерухомий контакт; 9 - валик, по'язаний з приводом; 10 - пружина; 11 - металева шина. А - простір циліндра, заповнений оливою (стрілками показано напрям струму)

Олива використовується тільки для гасіння дуги.

При відключенні стержень піднімається догори загоряється дуга. Тиск збільшується. Контактний стержень відкриває першу поперечну щілину, створюється газове дуття через дуговий стовп. Гази викидаються у верхню частину бачка. Також відкриваються інші щілини. При переході I через 0 тиск в газовому пазирі знижується і стисле повітря нагнітається в область дуги, після чого вона гасне.

А якщо відключаються великі струми, то дуга може погаснути внизу під час поперечного дуття.

Недоліки :

- важко встановити встроєні трансформатори струму,
- необхідність контролю оливи,
- пожеже- і вибухонебезпечність.

Переваги:

- невелика кількість оливи,
- невелика маса,
- зручний доступ до контактів.

Автогазові вимикачі.

Гасіння дуги здійснюється дуттям газів, які утворюються за рахунок розкладання твердого дугогасильного елемента самою дугою.
ВГ-10 на 400 А зі здатністю відключення 300- 400 МВА.

Ці вимикачі стійкі відносно кількості відключень (великий термін служби).

При автогазовому дутті гасіння дуги здійснюється газами, які виділяються під дією температури дуги із стінок камери газу. Вимикач навантаження з автопневматичним дуттям являється невеликим повітряним вимикачем. Для гасіння дуги у таких вимикачів утворення стислого повітря здійснюється за рахунок енергії відключаючої пружини.

Принцип його дії аналогічний принципу піддуву електромагнітного вимикача.



Рисунок 10. 4 - Автогазовий вимикач навантаження.

Переваги:

- відсутність оливи,
- невелика маса.

Недоліки:

- швидке зношення твердого дугогасника,
- швидке зношення контактів.

Вакуумні вимикачі.

Основний елемент вимикача – запаяний скляний (фарфоровий-порцеляновий) балон, всередині розміщені нерухомий і рухомий вольфрамові контакти. На рухомий контакт впливають через сільфон, герметично скріплений через скляний балон. В балоні утворюється вакуум, завдяки якому невеликий зазор між контактами (декілька міліметрів) витримує напругу з амплітудою до 100 кВ і вище.

Переваги:

- простота конструкції,
- пожежо- і вибухобезпечність,
- швидкодія із-за невеликого ходу контактів,
- великий строк служби і відсутність необхідності в обслуговуванні ,
- відключення I при першому проходженні через 0,
- можливість роботи при низьких температурах без підігріву.

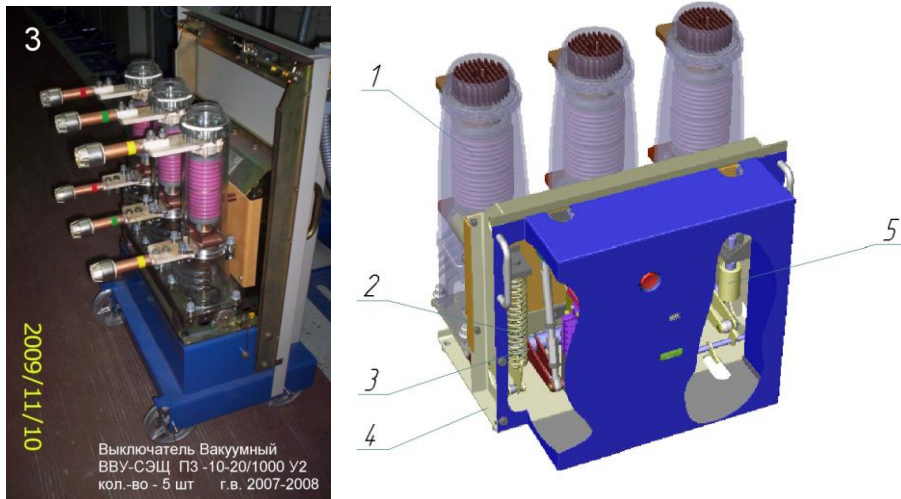


Рисунок 10. 5 - Вакуумний вимикач ВВУ-10-20/1600:

1 - полюс; 2 - вал вимикача; 3 - відключаюча пружина; 4 - рама; 5 - оливковий буфер.

Полюс вимикача складається з роз'ємного корпусу, який містить в собі вакуумну дугогасну камеру (ВДК), струмопровідну пластину, гнучкий струмопровід, ізоляційну тягу з механізмом додаткового підтискання контактів ВДК. Кінематичний зв'язок передачі руху рухомого контакту ВДК шарнірний.

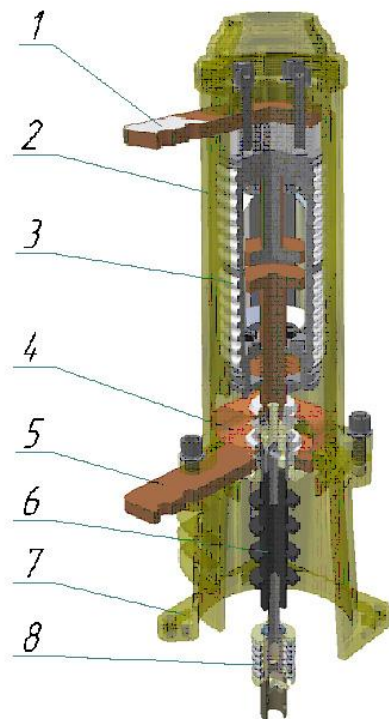


Рисунок 10.6. - Полюс вакуумного вимикача:

1, 5-пластина; 2, 7-корпус; 3 - ВДК; 4-гнучкий струмопровід; 6-ізоляційна тяга; 8-механізм піднатиску.

Елегазові вимикачі(F_6S).

Для гасіння дуги передбачається спеціальне улаштування, яке забезпечує обертання дуги (за рахунок взаємодії її струму з магнітним полем постійних

магнітів) в елегазі.

Елегаз має високі дугогасні властивості (велику електричну міцність) не горить і не підтримує горіння. Пожеже- і вибухобезпечні, мають високу здатність відключення і швидкодію.

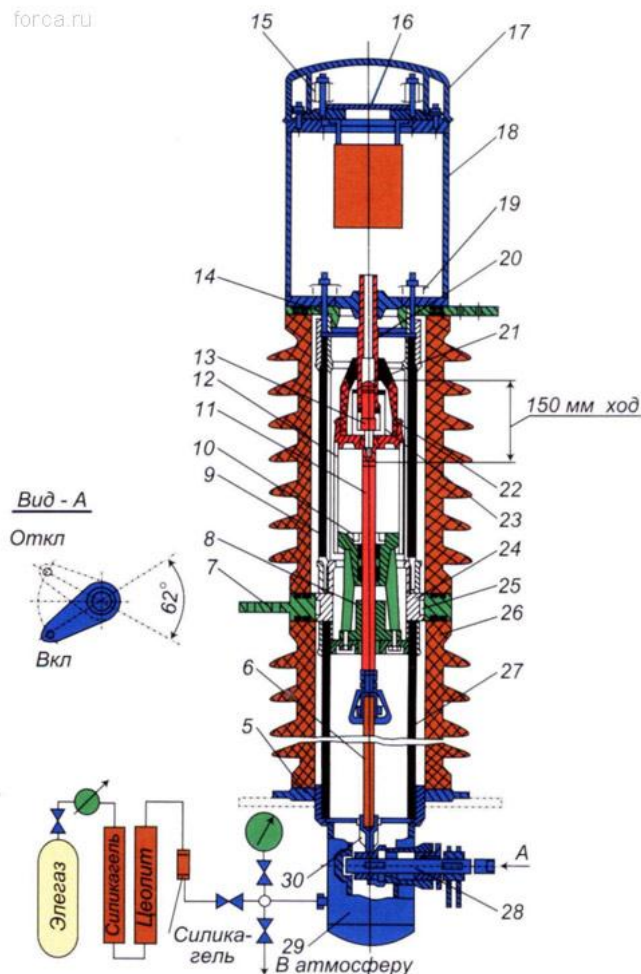


Рисунок 10.7 - Елегазовий вимикач ВЭ-27,5:

1- балон з елегазом; 2 - редуктор; 3 и 4 - фільтри; 5 - корпус; 6 - ізолюючий важіль; 7 - нижній контактний вивід; 8 і 23 - розетки рухомого контакту; 9 і 27 - епоксидні циліндри; 10 - поршень; 11 - рухомий контактний стержень; 12 - стакан; 13 - дугогасильний контакт; 14 - верхній контактний вивід; 15 - пружина; 16 - клапан; 17 - колпак; 18 - головка; 19 - пружина; 20 - нерухомий контакт вимикача; 21 - сопло; 22 - стакан; 24 - корпус; 25 - контактні ролики; 26 - порцелянова покришка; 28 - вал вимикача; 29 - герметизований піддон; 30 - важіль.

Електромагнітні вимикачі.

Для гасіння дуги використовуються електродинамічні сили, повітряний потік, який утворюється спеціальним поршневим улаштуванням і магнітне дуття, яке забезпечується у результаті взаємодії магнітного поля котушки магнітного дуття зі струмом дуги.

Переваги такі ж, але мають складну конструкцію дугогасної системи, обмежена межа U_n (до 20 кВ), обмежена придатність для зовнішньої установ-

КИ.

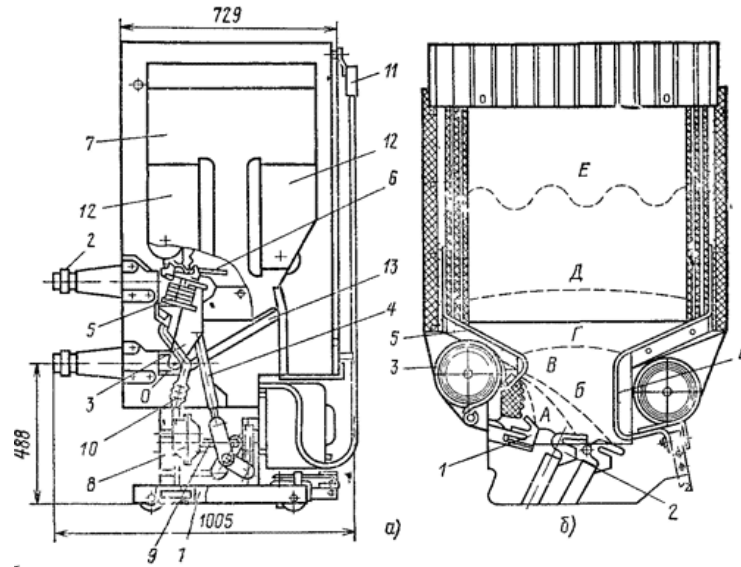


Рисунок 10. 8 - Электромагнитный выключатель:
а — общий вид выключателя ВЭ-10; б — дугогасительное устройство.

Повітряні вимикачі.

- Дуга гаситься стислим повітрям. Виготовляються на напругу від 35 кВ і вище. Придатні для зовнішньої і внутрішньої установки.

Переваги:

- вибухо і пожежобезпечні,
- висока швидкодія і здатність відключення,
- мале зношення контактів.

Недоліки:

- необхідність використання компресорної установки,
- складність конструкції ряду вузлів,
- висока ціна(в основному використовують на U_n 110 кВ і вище).

Вимикачі серії ВВБ випускаються на напругу 110...750 кВ. Контактна система полюсу разом з своїм механізмом і дугтєвим клапаном знаходиться всередині металевої камери, наповненої зтислим повітрям і ізолюваною від землі порцеляною опорною колонкою. Камера знаходиться під високим потенціалом. Полюс вимикача 220 кВ складається з двох металевих камер, розділених проміжним ізолятором. Всередині опорних колонок прокладено по два склопластикових повітряопроводи, один із яких служить для постійної подачі зтислого повітря в камери, другий — для імпульсної подачі зтислого повітря при відключенні і збросі повітря при включенні вимикача.

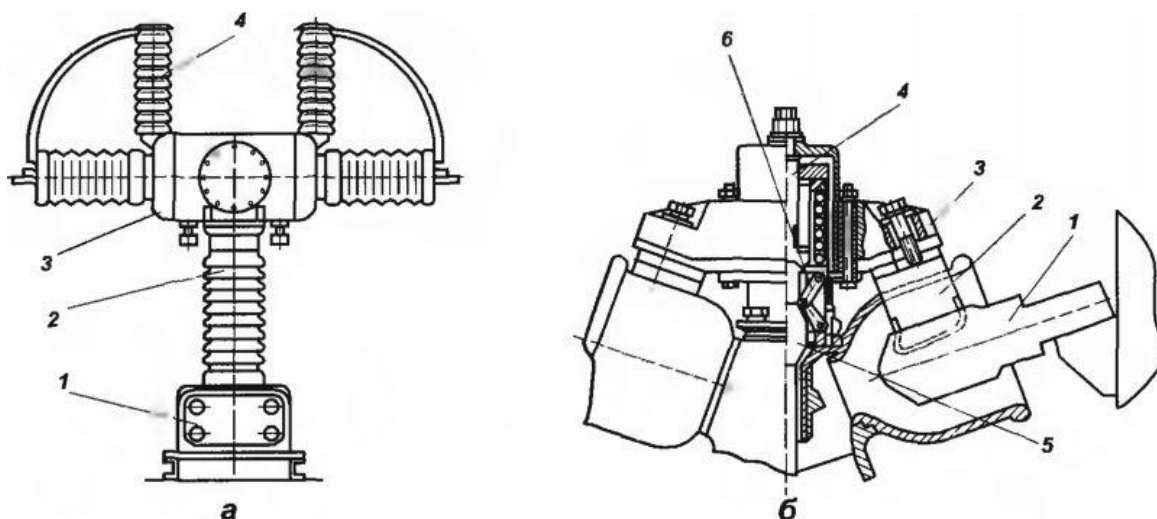


Рисунок 10. 9 – Повітряний вимикач серії ВВБ-110:

а - полюс вимикача; 7 - рама з цоколем (шафа управління); 2 - опорний ізолятор; 3 - дугогасна камера, 4 - шунтуючий конденсатор; 6 - дугогасна камера: 1 - нерухомий контакт; 2 – рухомий контакт; 3 - траверса; 4 - шток; 5 - виступ

Автоматичні повітряні вимикачі - захисно-комутаційні апарати призначені для відключення електричних кіл U_n до 1 кВ при аварійних і ненормальних режимах, а також для перемикання.

А3000, АЕ 20, АП 50 Б.

Виготовляють з встроєними розчіплювачами мінімальної напруги (вимикають при зниженні напруги в мережі), з тепловими розчіплювачами (біметалеві пластини) для відключення при перевантаженнях.

Для покращення захисту від однофазного к.з. застосовують автоматичні вимикачі з електромагнітним розчіплювачем, який вмикається в нульовий провід.

I спрацювання такого розчіплювача менше, ніж I в фазних проводах.

Для покращення умов і прискорення гасіння дуги використовують дугогасні камери зі стальними пластинами, розміщеними перпендикулярно дузі, забезпечують ділення дуги на короткі.

Втягування дуги в стальну решітку відбувається під дією магнітного поля, збудженого струмом самої дуги.

При великих I застосовують поздовжньо - щілинні і лабіринтно – щілинні камери, де дуга гасне у вузькій щілині.

Згідно з вимогами ПУЕ автоматичні вимикачі вибирають по конструкції, роду установки, кількості полюсів за наступних умов.

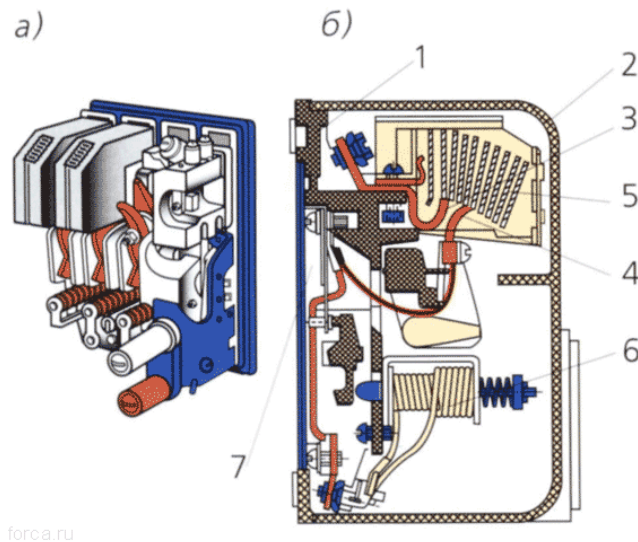


Рисунок 10.10 - Автоматичний повітряний вимикач АП-50
 а - загальний вид; б - поздовжній переріз.
 1 - основание; 2 - пластмасовий корпус; 3 - нерухомий контакт;
 4 - рухомий контакт; 5 - пластини дугогасні; 6 - електромагнітний розчіплювач; 7 - тепловий розчіплювач.

Умови вибору:

1. За напругою

$$U_a = U_{\text{мережі}}, B$$

2. За номінальним струмом

$$I_{an} \geq I_{pmax}, kA$$

3. За комутаційними можливостями відключення максимального струму та максимального навантаження

$$I_{a.max} \geq I_{к.мах}^{(3)}, kA$$

$$I_{a.max} \geq I_{к.мах}^{(3)}, kA$$

де $I_{к.мах}^{(3)}$ - струм трьохфазного к.з. в місці установки попереднього апарата захисту, відлік від споживача).

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(Z_m + Z_l)} \quad \text{або} \quad I_{к.мах}^{(3)} = \frac{I_n \cdot 100\%}{U_{к \%}}, A$$

- максимальна величина потужності при к.з. на шинах 0,4 кВ

$$S_{к.мах}^{(3)} = \frac{S_n \cdot 100\%}{U_{к \%}}, kVA$$

де Z_m - опір трансформатора, приведений до напруги 400 В,
 Z_l - опір лінії від шин 0,4 кВ до місця установки автомата;
 I_n - номінальний струм силового трансформатора, А;
 $U_{к \%}$ - напруга к.з трансформатора, паспортна величина, В;

U_a - номінальна напруга автоматичного вимикача, паспортна величина, В;
 $I_{ан}$ - номінальний струм автоматичного вимикача, паспортна величина, А;
 $I_{рmax}$ - робочий максимальний струм, А

4. За струмом теплового розчіплювача

$$I_{н-тепл.розчпл} = \kappa_{над} I_{рmax},$$

де $\kappa_{над}$ - коефіцієнт надійності, $\kappa_{над} = 1,0 \dots 1,1$ (запуск двигуна за 2...10 сек), $\kappa_{над} = 1,5$ (запуск більше 10 с).

5. За струмом електромагнітного розчіплювача

$$I_{н-ел.розчпл} \geq \kappa_{над} I_{кmin}^{(3)},$$

$\kappa_{над} = 1,25$ (без асинхронних двигунів АП-50, АЕ-2000, А 3700),

- для ліній з АД $P > 14$ кВт:

$$I_{н-ел.розчпл} \geq I_{н.max};$$

- для ліній з значною кількістю АД і один із них має найбільшу $P > 14$ кВт ,

$$I_{н-ел.розчпл} \geq I_{н.max} + \kappa_0 \cdot \sum_1^{n-1} I_{р.max};$$

де $I_{кmin}^{(3)}$ - струм трифазного к. з. в кінці зони захисту теплового розчіплювача, А;

$I_{н.max}$ - пусковий струм АД,

$$I_{н.max} = \kappa_1 I_{н.двиг};$$

κ_1 - кратність пускового струму АД, $= 5 \dots 7$;

$I_{н.двиг}$ - номінальний струм АД, А.

Згідно вимог ПУЕ , максимальний струмовий захист повинен забезпечувати надійність вмикання і перевіряється за допомогою коефіцієнта чутливості

$$\kappa_{чут} = \frac{I_{к.min}^{(1)}}{I_{н.тепл.розч.}} \geq \kappa_{чут} (ПУЕ) \geq 3.$$

Питання для самоперевірки

1. Розподіл високовольтних вимикачів за конфігурацією, принципом дії та місцем встановлення.
2. Призначення високовольтних вимикачів.
3. Багатооб'ємні та малооб'ємні оливкові вимикачі.
4. Автогазові вимикачі.
5. Вакуумні вимикачі та елегазові вимикачі (F6S).
6. Електромагнітні та повітряні вимикачі.
7. Умови вибору.

ЛЕКЦІЯ № 11. Трансформатори струму. Схеми їх з'єднання. Класи точності.

1. Загальні відомості, режими роботи трансформаторів струму, коефіцієнти трансформації . Особливості вибору ТС. Похибки ТС, класи точності.

2. Принципові схеми з'єднань ТС, області їх використання.

3. Коефіцієнти схеми з'єднань.

ЛІТЕРАТУРА.

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

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

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

4. Малиновський А. А. Основи електропостачання: навч. посібник/ Малиновський А.А., Хохулін Б.К.– Львів: Львівська політехніка, 2005.– 324 с

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

6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

В електричних установках виникає необхідність постійно контролювати струм (I), напругу (U), потужність (P і Q) і частоту (ω).

Трансформатори струму призначені для:

1) в установках напругою до 1000 В знизити вимірювальні струми до величини допустимої для підключення послідовних котушок вимірювальних приборів або апаратів захисту (реле);

2) в установках U понад 1000 В відокремити кола високої U від кіл вимірювальної і захисної апаратури, що дає можливість забезпечити безпечне обслуговування і виконання тих же функцій, що і в установках U до 1000 В.

Для правильного з'єднання ТС між собою і правильного підключення до них реле потужності, ватметрів і лічильників виводи обмоток трансформаторів позначають(маркуються) заводами таким чином:

Початок первинної обмотки – $L1$ початок вторинної обмотки - $u1$;

Кінець первинної обмотки – $L2$, кінець вторинної обмотки – $u2$.

При виконанні монтажу ТС початок первинних обмоток $L1$ обертають до шин, а кінці $L2$ – в сторону захищеного обладнання.

Трансформатор струму нормально працює при сталому навантаженні вторинного кола і змінному струмі первинної обмотки, тобто при змінному магнітному потоці.

Струм у первинній обмотці не залежить від навантаження вторинної обмотки, яка перебуває в режимі, близькому до режиму к. з.

На електричних станціях і підстанціях найчастіше застосовуються посередні вмикання електричних приладів за допомогою трансформаторів струму і напруги.

В посередньому вмиканні електричних приладів через ТС є наступні переваги:

- 1) можна виконувати в широкому діапазоні вимірювання величин;
- 2) вторинні U і I приводяться до безпечної $U_{2н} = 100В, I_{2н} = 5А(1А)$;
- 3) вимірювальні прилади відокремлені від високої U магнітним зв'язком, що забезпечує вимоги ТБ.

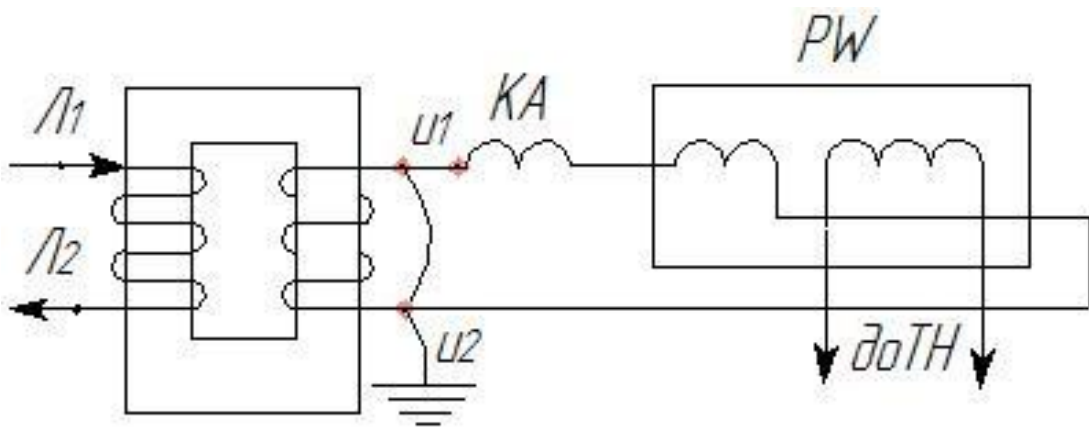


Рисунок 11.1 - Схема приєднання лічильника до мережі через трансформатор струму.

Перевантаження і к. з. в колі вторинної обмотки не створюють небезпеки для трансформатора, тому захищати його запобіжниками немає потреби.

Коефіцієнт трансформації ТС наближено дорівнює оберненому відношенню числа витків обмоток: $n_{mc} = \frac{I_1}{I_2} \approx \frac{w_2}{w_1}$.

На практиці $I_1 > \frac{I_2 w_2}{w_1}$.

Таким чином, для трансформаторів струму характерна **похибка за струмом** (за коефіцієнтом трансформації).

$$\delta I = \frac{I_2 \cdot n_{mc} - I_1}{I_1} \cdot 100\% .$$

Причиною виникнення похибок за струмом у ТС є проходження струму намагнічування, тобто того струму, який створює в осерді ТС робочий магнітний потік, який забезпечує трансформацію первинного струму у вторинну обмотку.

Чим менше струм намагнічування, тим менше похибки ТС.
Від значення цієї похибки залежить точність показів приладів, приєднаних до вторинної обмотки.

Крім похибки за струмом, у ТС виникає **кутова похибка**, що показує кут зсуву між вектором первинного струму і повернутим на 180° вектором вторинного струму.

Кутова похибка впливає на покази приладів (ватметри, фазометри, лічильники, реле потужності).

Результуюча намагнічуюча сила (н. с.) трансформатора струму визначається, як сума н. с. його первинної і вторинної обмоток:

$$I_0 w_1 = I_1 w_1 + (-I_2 w_2).$$

При розмиканні вторинної обмотки трансформатора ТС відсутня сила намагнічування вторинної обмотки ($I_2 w_2$) і тоді $I_0 w_1 = I_1 w_1$.

Більша величина $I_1 w_1$ значно збільшить магнітний потік і магнітну індукцію, зросте нагрів осердя і збільшиться е. р. с. вторинної обмотки.

Це може призвести до перегріву і пробією ізоляції вторинної обмотки ТС і може з'явитись небезпечна U на включеній апаратурі.

УВАГА!!! Розмикання вторинної обмотки ТС НЕДОПУСТИМО!!!

При від'єднанні приборів від ТС попередньо необхідно:

замкнути вторинну обмотку ТС накоротко або зашунтувати!!!

Ряд ТС (10/5 – первинний струм/вторинний струм):

5/5; 10/5; 25/5; 40/5; 50/5; 75/5; 100/5; 150/5; 200/5; 300/5; 400/5; 600/5; 800/5; 1000/5, 1500/5...

ТПОЛ-10-600/5 –0,5 - прохідний, одновитковий, клас точності - 0,5.

Класи точності:

для точних лабораторних вимірів – 0,2;

для приєднання лічильників для грошового обліку – 0,5;

для технічного обліку – 1,0;

для приєднання реле і сигналізації – 3,0 і 10.

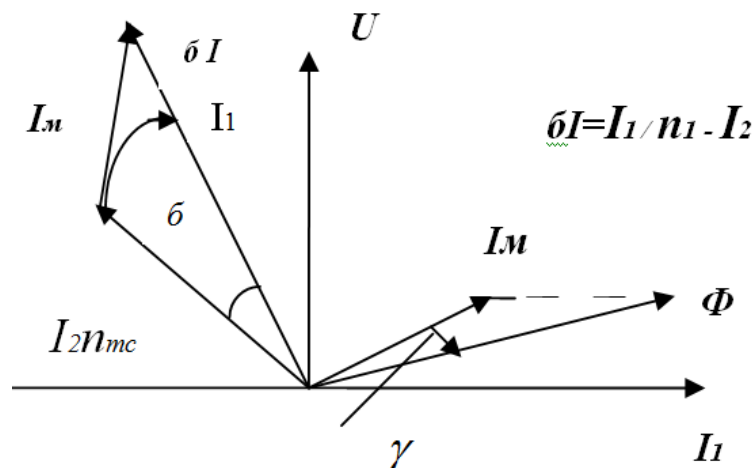


Рисунок 11. 2 - Векторна діаграма трансформатора струму

Умови вибору трансформаторів струму:

1. За напругою

$$U_a \geq U_{\text{мережі}}.$$

2. За струмом

$$I_{a(n)} = I_{\text{рmax}}, \text{ допускається } I_a = 1,1 I_{\text{рmax}}.$$

3. Термічна стійкість

$$(\kappa_m I_{1н})^2 t_p \geq [I_{\text{к.з.}}]^2 \cdot t_{\text{р.з.}}; \kappa_m = 90.$$

4. Динамічна стійкість

$$\kappa_\delta \sqrt{2} I_{1н} \geq i_y \text{ (розрахункова величина)}$$

$\kappa_\delta = 250; 175; 165$ – паспортна величина.

5. За потужністю

$$S_{2н} \leq S_{\text{дон}}, \text{ ВА або } Z_{2н} \leq Z_{\text{дон}}.$$

6. За допустимою напругою

$$U_{2\text{max}} \leq \sqrt{2} U_{2\text{роз}} < 1000 \text{ В}; \quad U_{2\text{роз}} = \frac{I_{\text{max}}^{(3)}}{n_{\text{мс}}} \cdot Z_{2\text{нав}}.$$

7. Для релейного захисту перевірка на 10% похибку

$$m_p = \frac{I_{\text{роз}}^{(3)} \cdot \kappa_a}{\alpha \cdot I_{1н}}; \quad Z_{\text{дон}} < Z_{\text{дон-н}},$$

де κ – коефіцієнт аперіодичної складової струму к. з. (1,2 ÷ 2)

α – коефіцієнт відхилення від дійсного значення кривої насичення (намагнічування) (0,8 ÷ 0,9).

Розрахунок номінального опору вторинного кола трансформатора визначається за формулою:

$$Z_{\text{нав}} = \sum Z_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}},$$

де $r_{\text{конт}}$ – активний опір контактів $\approx 0,1$ Ом

$r_{\text{пров}}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом

$$r_{\text{пров}} = \frac{l}{\gamma \cdot F} = \frac{\rho \cdot \ell}{F}, \quad \gamma_{\text{Cu}} = 57 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2; \gamma_{\text{Al}} = 29,5 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2;$$

$Z_{\text{приб}}$ – повний опір приборів приєднаних до ТС.

Величина l залежить від схеми вмикання приборів.

Якщо схема з'єднання “повна зірка” (рис. 11.4 а.), то розрахункову потужність вторинного кола визначають за формулою:

$$S_{\text{роз2}} = \sum S_{\text{приб}} + I_{\text{н2}}^2 r_{\text{пров}} + I_{\text{н2}}^2 r_{\text{конт}}, \text{ ВА}$$

Теоретично коефіцієнт схеми при різних схемах з'єднання може бути 1; $\sqrt{3}$; 2.

$$\kappa_{\text{сх}} = \frac{I_2 \cdot n_{\text{мс}}}{I_1} = 1.$$

В мережах з глухозаземленою нейтраллю, як правило, ТС встановлюють в кожну фазу, а в мережах з ізольованою нейтраллю – в фази А і С.

Основна схема з'єднання в “зірку” застосовується для вмикання захисту від всіх видів однофазних и міжфазних к. з. ,

$$\kappa_{cx}=1.$$

Схема з'єднання в “неповну зірку” (рис. 11.4.з.) застосовується для вмикання захисту від міжфазних к. з. в мережах з ізольованою нейтраллю, $\kappa_{cx}=1$.

Схема з'єднання в “трикутник” (рис. 11.4.б) застосовується для отримання різниці фазних струмів (наприклад, для вмикання диференційного захисту трансформаторів), $\kappa_{cx}=1, 2, \sqrt{3}$.

Схема з'єднання “на різницю струмів двох фаз” (рис. 11.4.д).

Ця схема використовується для вмикання захисту від міжфазних к. з., так як і схема в неповну зірку, $\kappa_{cx}=1, 2, \sqrt{3}$.

На рис. 11.4.в. показана схема з'єднання “на суму струмів всіх трьох фаз” (“фільтр нульової послідовності”) призначена для вмикання захисту від однофазних к. з. і замикань на землю, $\kappa_{cx}=1$.

На рис. 11.4.е. дана схема послідовного з'єднання двох трансформаторів струму, встановлених на одній фазі,

а на рис.11.4.ж.- паралельного з'єднання.

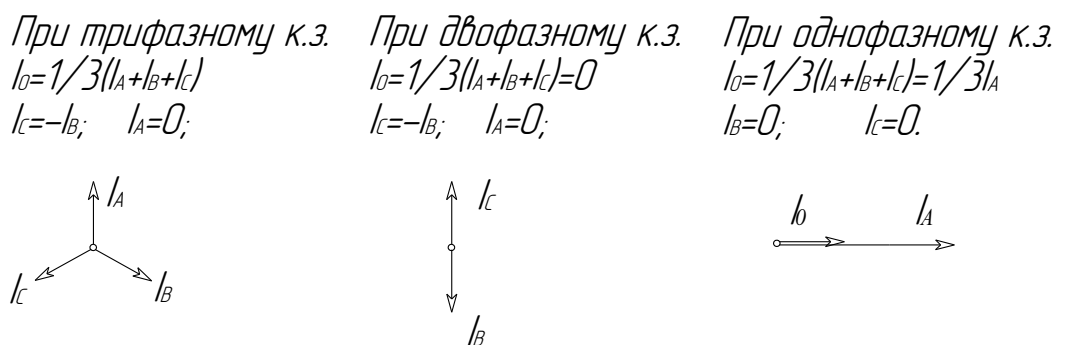


Рисунок 11.3.- Діаграми струмів при різних струмах к. з.

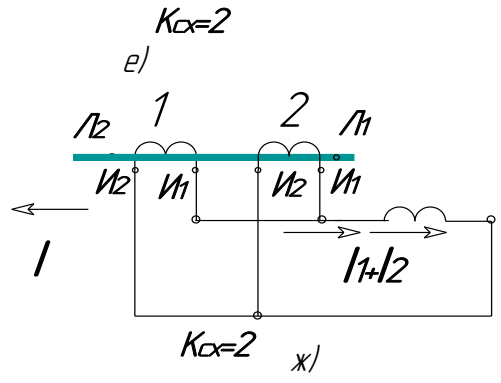
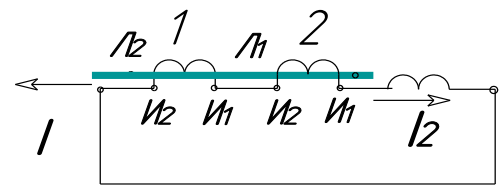
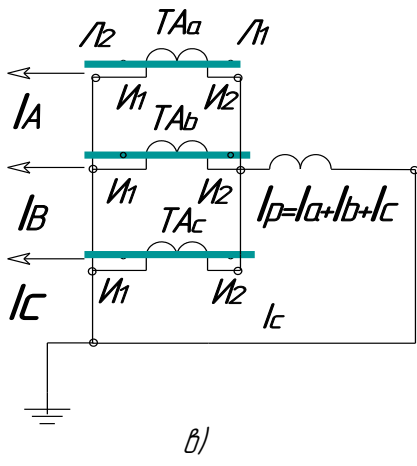
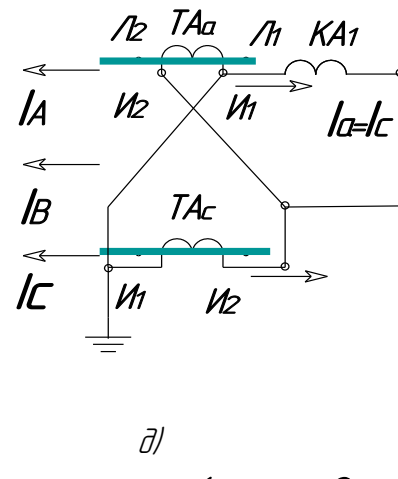
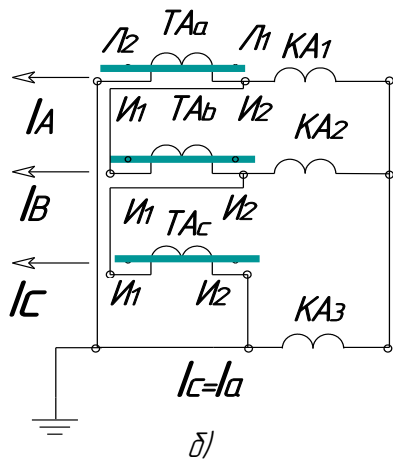
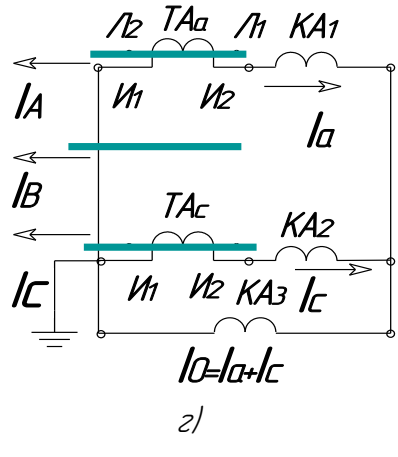
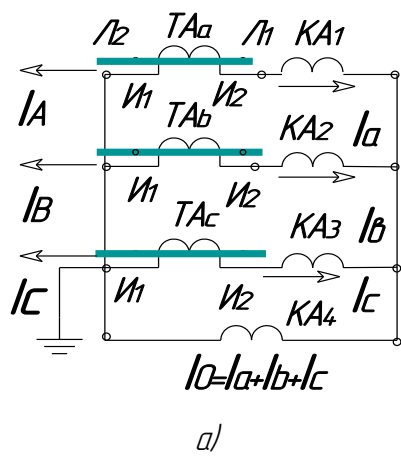


Рисунок 11.4.- схеми з'єднання трансформатор струму і реле.

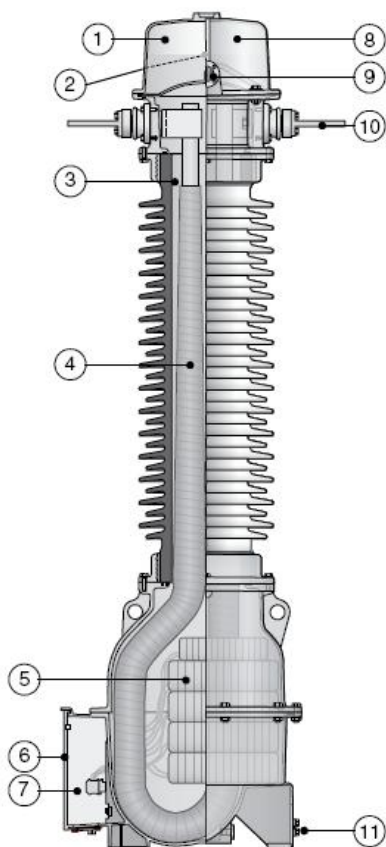


Рисунок 11.5.- Малооливові вимірювальні трансформатори струму типу *IMB* (*ABB*):

1 - газова подушка; 2 - кришка отвору для заливки оливи (не показано); 3 - кварцевий пісок; 4 - струмопровід з паперовою ізоляцією; 5 - осердя/вторинні обмотки; 6 - коробка вторинних виводів; 7 – ємнісний вивід; 8 - розширювальна система; 9 – вказівник рівня оливи; 10 - вивід первинної обмотки; 11 - заземлюючий вивід.

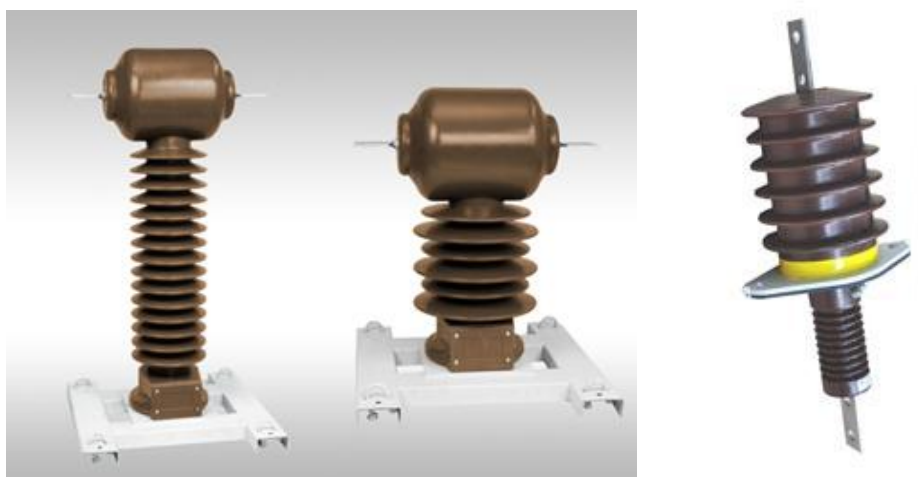


Рисунок 11. 6. - Опорний трансформатор струму ТОЛ-35 III-IV та прохідний трансформатор струму ТПОЛ-10 III зовнішньої установки



Рисунок 11. 7. - Трансформатори струму серії ТФЗМ однокаскадні на напругу 35-220кВ та Двокаскадні на напругу 500кВ з зовнішньою ізоляцією трансформаторів - порцеляною покрішкою та головною внутрішньою ізоляцією трансформаторів - паперово-масляною. Кількість вторинних обмоток від двох до п'яти.

Питання для самоперевірки:

1. Призначення трансформаторів струму.
2. В якому режимі працює трансформатор струму?
3. Переваги посереднього вмикання електричних приладів.
4. Схема приєднання лічильника до мережі через трансформатор струму.
5. Чому ТС не захищають запобіжниками?
6. Коефіцієнт трансформації ТС та похибка за струмом.
7. Чому розмикання вторинної обмотки ТС недопустимо?
8. Критерії вибору трансформаторів струму.
9. Схеми з'єднання трансформатор струму і реле.

ЛЕКЦІЯ № 12. Трансформатори напруги і схеми їх вмикання. Вибір трансформаторів напруги.

1. Загальні відомості про трансформатори напруги. Похибки трансформаторів напруги. Класи точності.

2. Схеми з'єднань обмоток трансформаторів U та схеми вмикання в первинне коло

3. Вибір трансформаторів U .

ЛІТЕРАТУРА.

1. Васи́лега П. О. Електропостачання/ П. О. Васи́лега– Суми: ВТД „Університетська книга”, 2008. – 415 с.

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

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

4. Малиновський А. А. Основи електропостачання: навч. посібник/ Малиновський А.А., Хохулін Б.К.– Львів: Львівська політехніка, 2005.– 324 с

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

6. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

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

7. Чернобровов Н. В. Релейная защита/ Н. В. Чернобровов – М.: «Энергия», 1980.

Вимірювальні трансформатори напруги ТН призначені для зниження високої напруги, яка подається в установках змінного струму на вимірювальні прилади, реле захисту і автоматики до номінальної (лінійної напруги). $U_{2н} = 100В$.

Застосування трансформаторів напруги дозволяє використовувати для вимірювання на високій напрузі стандартні вимірювальні прилади, розширюючи їх межі вимірювання; обмотки реле, які включаються через трансформатори напруги, також можуть мати стандарті виконання.

Також, трансформатор напруги ізолює (відокремлює) вимірювальні прилади і реле від високої напруги, завдяки чому забезпечується безпека їх обслуговування.

Від їх роботи залежить точність електричних вимірів та облік електроенергії, а також надійність дії релейного захисту.

Вимірювальний ТН за принципом виконання нічим не відрізняється від

силового знижувального трансформатора.

Він складається з сталюого осердя, набраного з пластин листової електротехнічної сталі, первинної обмотки і однієї або двох вторинних обмоток.

На рис. 12. 1, а показана схема ТН з однією вторинною обмоткою. На первинну обмотку подається висока напруга U_1 , а на напругу вторинної обмотки U_2 ввімкнено вимірювальний прибор. Початок первинної та вторинної обмоток позначені буквами А і а, кінці — Х і х. Такі позначення наносяться на корпус ТН поряд з затисками його обмоток.

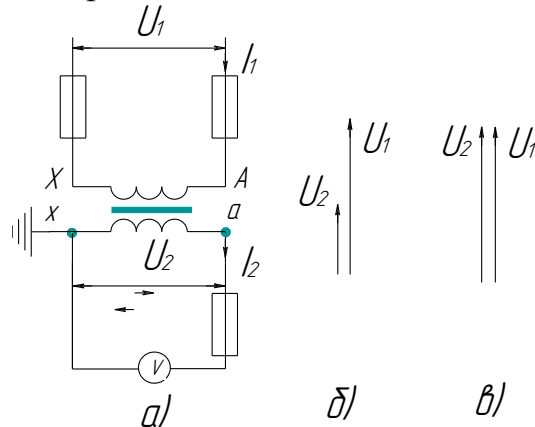


Рисунок 12.1- Схема і векторна діаграма трансформатора напруги:
а - схема, б - векторна діаграма напруги, в - векторна діаграма напруг $U_1 = U_2$.

Якщо коефіцієнт трансформації $K_H = 1$, напруга $U_1 = U_2$ (рис. 12. 1, в). При роботі ТН без похибок його первинна і вторинна напруга співпадають по фазі, як показано на рис. 13. 1, б, і відношення їх величин дорівнює K_H .

Для безпеки обслуговування вимірювальних приладів і реле **одну з точок вторинного кола ТН обов'язково заземлюють.**

Коефіцієнт трансформації ТН:

$$n_{mn} = \frac{U_1}{U_2} \cong \frac{w_1}{w_2}.$$

Коефіцієнт обліку:

$$k_0 = n_{mc} \cdot n_{mn}.$$

Трансформатори напруги мають похибки :

$$\pm \delta \% = \frac{U_2 - \frac{U_1}{n_{mn}}}{\frac{U_1}{n_{mn}}} \cdot 100\% .$$

Існують наступні класи точності ТН :

Таблиця 12. 1 - Класи точності ТН.

Клас точності	$\delta U\%$	δ' кутова
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10'$
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20'$
1	± 1	$\pm 40'$
3	± 3	Не нормується

ТН зберігає клас точності в межах відхилення напруги від номінального $(0,8...1,2) U_n$.

ТН ПРАЦЮЄ В РЕЖИМІ ХОЛОСТОГО ХОДУ.

Він може працювати в різному класі точності, в залежності від підключення до нього навантаження.

Класи точності ТН:

0,2 – для підключення лабораторних приладів;

0,5 – допускається робота лічильників;

1 та 3 – для апаратів релейного захисту і автоматики.

Від струмів к. з. ТН захищають запобіжниками з плавкою вставкою типу ПКТ та ПКТУ на напругу 3, 6, 10, 20 і 35 кВ.

ТН не перевіряються на динамічну і термічну стійкість (так як вони захищаються запобіжниками).

Також вони повинні бути захищені від атмосферних та комутаційних перенапруг, за допомогою вентилярних розрядників або обмежувачів перенапруг.

Схеми з'єднання ТН та схеми вмикання в первинне коло можуть бути використані для вимірювання лінійних і фазних напруг і різних величин вторинних напруг.

Умови вибору ТН :

1. За первинною напругою:

$$U_{1np} \leq U_{ном}$$

2. За потужністю вторинної обмотки:

$$S_2 \leq S_{2ном}$$

3. За класом точності в залежності від класу точності приєднувальних приладів;

4. За типом і схемою з'єднання обмоток залежно від призначення.

Розрахунок навантаження вторинних обмоток ТН визначають за формулою:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{np})^2 + (\sum Q_{np})^2},$$

де $\sum P_{np}$ і $\sum Q_{np}$ - активна і реактивна потужності споживання приладів, приєднаних до вторинної обмотки ТН.

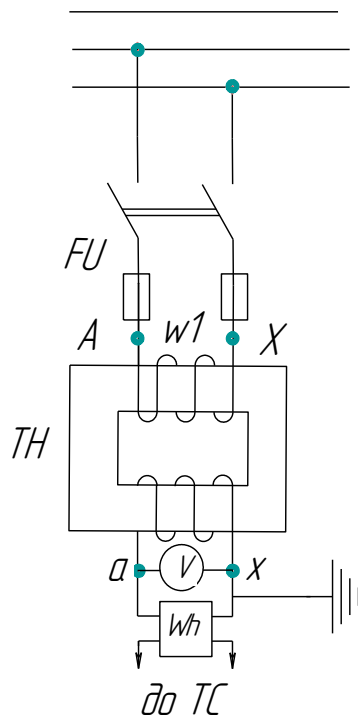


Рисунок 12.2 - Схема з'єднання ТН та вмикання в первинне коло для вимірювання лінійних і фазних напруг і різних величин вторинних напруг.

Для контролю ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю використовують ТН з п'ятьма осердями або триобмотковий трансформатор зі схемою “зірка з нулем – зірка з нулем – розімкнений трикутник”, до якої приєднується реле напруги та звукова та світлова сигналізація на випадок обриву фазного проводу і падіння його на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю.

ТН поділяються:

- 1) за кількістю фаз (одно- і трифазними);
- 2) за кількістю обмоток;
- 3) за способом охолодження (з сухою і масляною ізоляцією);
- 4) за родом установки;
- 5) за призначенням.



а)



б)

Рисунок 12.3 – Зовнішній вигляд трансформаторів напруги: а) трансформатор НТМИ-10; б) трансформатор НАМИ-35 УХЛ1.

Позначення:

Т – трифазний, О – однофазний, С – сухий, М – масляний, З – Заземлюючий високовольтний вивід первинної обмотки, К – каскадний.
 НОС-0,5- ТН, однофазний, сухий, на напругу до 0,5 кВ;
 НОМ – ТН, однофазний, з масляною ізоляцією;
 НТМК, НТМИ – трифазні ТН.

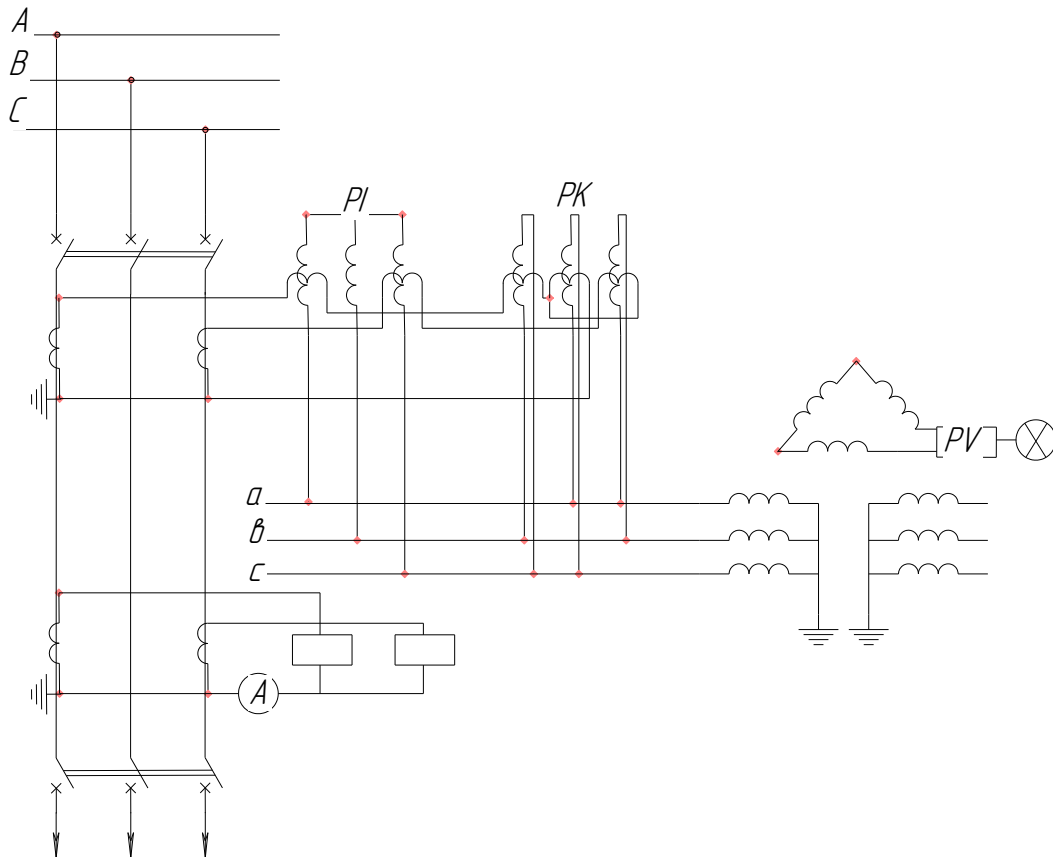


Рисунок 12. 4 - Схема вмикання ТН типу НТМИ з п'ятьма осерддями, одною первинною і двома вторинними обмотками та приєднання активного і реактивного лічильника через ТН і ТС (шафа КРП-10 кВ, відхідна лінія).
 ТС – схема з'єднання „неповна зірка”, ТН – схема з'єднання „зірка з нулем - зірка з нулем – розімкнений трикутник”.

Питання для самоперевірки:

1. Призначення ТН та режим, в якому він працює.
2. Схема і векторна діаграма трансформатора напруги
3. Коефіцієнт трансформації ТН та коефіцієнт обліку.
4. Похибки трансформаторів напруги.
5. Умови вибору ТН.
6. Розрахунок навантаження вторинних обмоток ТН.
7. Розподіл ТН та їх призначення.
8. Схема вмикання ТН типу НТМИ

ЛЕКЦІЯ № 13. Релейний захист. Загальна характеристика.

- 1. Призначення релейного захисту. Задача релейного захисту.**
- 2. Види релейного захисту за принципом дії.**
- 3. Основні вимоги до роботи релейного захисту.**
- 4. Загальна блок-схема будови релейного захисту. Основні електричні величини (параметри), які використовуються в релейному захисті.**
- 5. Основні логічні операції, які використовуються в релейному захисті.**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
2. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підр./ В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волош – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
3. Малиновський А. А. Основи електропостачання: навч. посібник/ Малиновський А.А., Хохулін Б.К.– Львів: Львівська політехніка, 2005.– 324 с
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
5. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання. Навчальний посібник/ Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.
2. 3. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
6. Чернобровов Н. В. Релейная защита/ Н. В. Чернобровов – М.: «Энергия», 1980.

В процесі експлуатації електроустановок в електромережах можливі різні порушення нормального режиму:

1. Аварійні режими $I^{(3)}, I^{(2)}, I^{(1,1)}, I^{(1)}$.
2. Перевантаження $I_{мережі} > I_{р.мах}$.
3. Спад напруги $U_{мережі} > U_n, U_{мережі} < U_n$.
4. Зміна частоти.
5. Механічні пошкодження.

Всі вище названі порушення приводять до виходу з ладу електричних пристроїв елементів електропередачі або виходу всієї системи, щоб зменшити збитки при порушеннях потрібно якомога скоріше відокремити пошкоджений елемент від системи за час $t_{вимкн} < t_{пошкодж}$.

Сигнал на вимкнення здійснюється спеціальним пристроєм автоматики, який називається релейним захистом.

Релейний захист – це сукупність спеціальних пристроїв і засобів, який забезпечує автоматичне вимкнення пошкодженої частини електроустановки

або мережі. Всі ці системи мають між собою взаємозв'язок і можуть розглядатись як окремо, так і у взаємному зв'язку.

Релейний захист виконує такі функції:

- 1) виявляти пошкодження або реагувати на ненормальний режим;
 - 2) подавати сигнал на вимкнення або відокремлення пошкодженого елемента;
 - 3) подавати сигнал пристрою проти аварійної автоматики (АПВ, АВР, АЧР та інші на відновлення електропостачання).
- АПВ - автоматичне повторне вмикання,
 АВР – автоматичне резервне вмикання,
 АЧР – автоматичне частотне розвантаження.

За принципом дії розрізняють такі основні типи релейного захисту:

1) струмовий захист, який діє тоді, коли струм в електроустановці більший від наперед заданого значення (максимальний струмовий захист МСЗ).

$$I_{с.з.} > \kappa_n I_{p.max}$$

МСЗ відбудовується від робочого максимального струму.

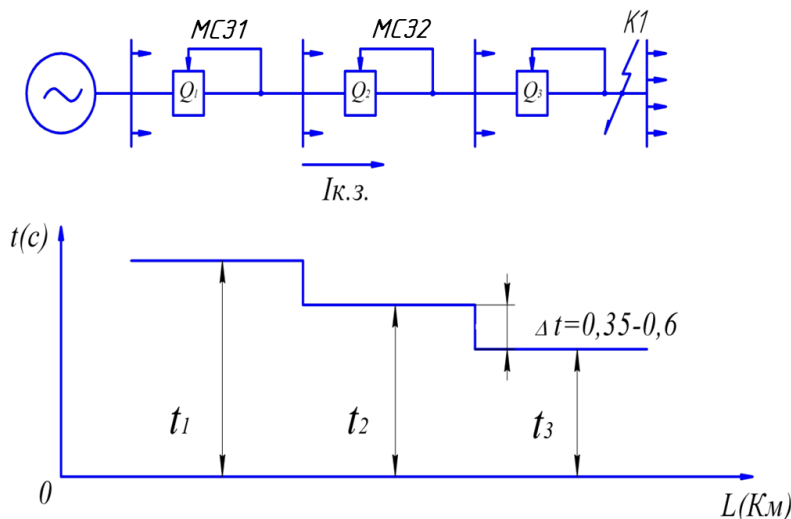
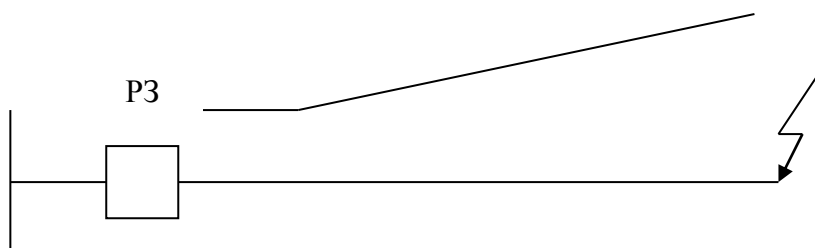


Рисунок 13. 1 – Схема відбудови МСЗ за часом.

Як правило МСЗ виконується з витримкою часу. Якщо струмовий захист відбудовується від $I_{к.з.}$, то він називається **струмовою відсічкою** $I_{с.з.} > \kappa_n I_{min}^{(3)}$.

2) дистанційний захист, який діє з витримкою часу, яка автоматично збільшується зі збільшенням відстані (опору) від місця знаходження захисту до місця пошкодження $I_{с.з.} = f[L, Z, або(r, x)]$



3) диференційний захист, який діє тоді, коли різниця двох або кількох значень параметру більша від заданого значення цієї різниці.

$$\Delta I_{с.з.} = f(I_{вх\text{ід}} = I_{в\text{их}}) = f(\Delta I)$$

Диференційний захист забезпечує відключення к. з. у зоні захисту без витримки часу. Існує два види диференціальних струмових захистів ДСЗ - **поздовжній та поперечний**. Диференційний захист ДСЗ ліній з одностороннім та двостороннім живленням виконуються за різними принципами.

Для виконання **поздовжнього ДСЗ** на початку та в кінці лінії встановлюються трансформатори струму $TA1$ і $TA2$ (Рис. 13. 2). Вторинні обмотки трансформаторів з'єднуються між собою спеціальними контрольними кабелями.

При к. з. у зоні захисту (точка $K1$) струм до точки к.з. підтікає з одного боку, через реле струму KA або диференційне реле підтікає різниця струмів вторинних обмоток трансформаторів TA , ця різниця не дорівнює нулю і захист спрацьовує. При короткому замиканні поза зоною захисту (точка $K2$) трансформатори TA обтікаються практично однаковими струмами, різницю струмів через реле дорівнює нулю – захист до них не чутливий.

До переваг диференціального захисту відноситься швидкодія та надійність.

До недоліків можна віднести можливість помилкового спрацьовування при обриві одного з контрольних кабелів та її високу вартість.

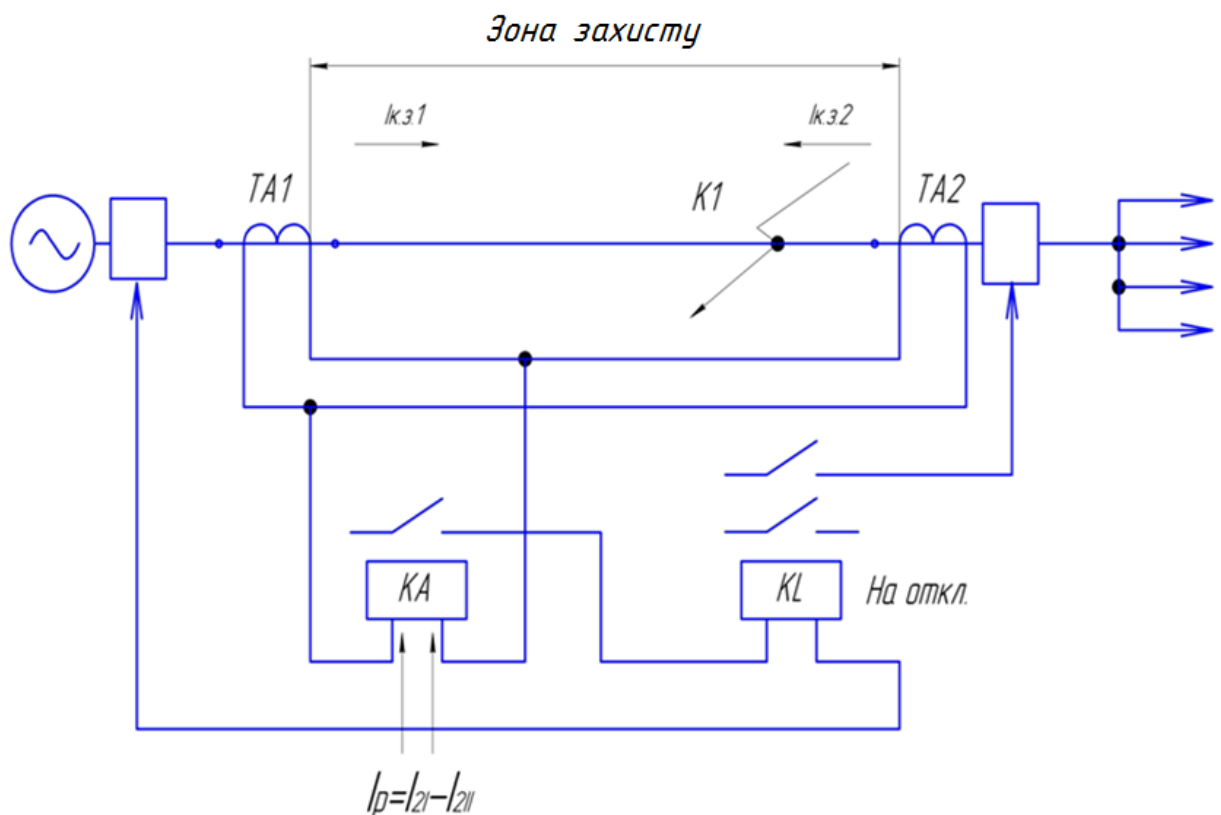


Рисунок 13. 2 - Схема поздовжнього захисту лінії з одностороннім живленням.

Поздовжній ДСЗ лінії з двостороннім живленням

На відміну від ліній з одностороннім живленням при к. з. в зоні захисту струми к. з. підтікають до точки к. з. з двох сторін, вторинні струми трансформаторів TA протікають через обмотку реле струму KA в одному напрямку, тому вони складаються і спрацьовує захист (рис. 13. 3).

При к. з.і поза зоною захисту (у точці $K2$) вторинні струми трансформаторів TA протікають через обмотку реле струму KA зустрічного напрямку, тому через реле дорівнює їх різниці і захист не спрацьовує.

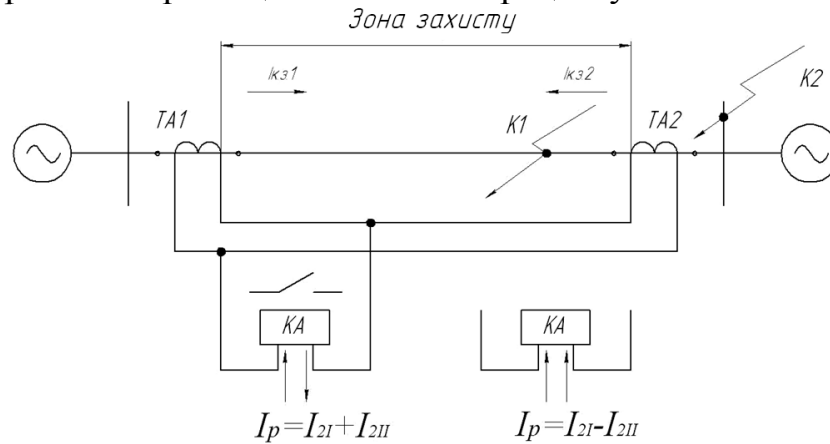


Рисунок 13.3 - Схема поздовжнього ДСЗ лінії з двостороннім живленням.

Поперечний диференційний струмовий захист лінії.

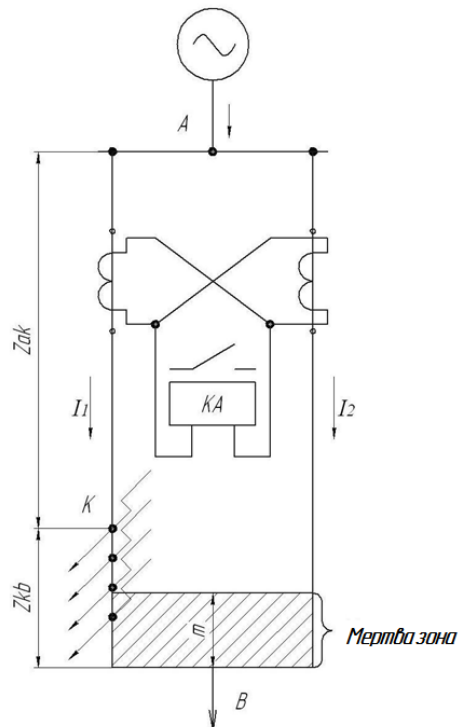


Рисунок 13. 4 - Схема поперечного ДСЗ лінії.

Поперечний ДСЗ встановлюється на паралельних кабельних чи повітря-

них лініях, що мають однаковий опір.

У лініях з одностороннім живленням захист встановлюється з боку джерела живлення (рис. 13. 4). Поперечний захист не реагує на зовнішні короткі замикання та струми навантаження, тому його виконують без витримки часу та не відбудовують від струмів навантаження. При короткому замиканні в точці K струми I_1 і I_2 підтікають до цієї точки з двох сторін, причому співвідношення струмів і опорів буде пропорційним:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{z_1}{z_2},$$

Струм через реле струму визначається $I_p = I_1 - I_2$, тому ближче до шин підстанції знижується до нуля. Струм спрацювання захисту виявляється більшим, ніж струм у реле захисту $I_{C.3} > I_p$.

Межа зони захисту визначається ділянкою шириною m .

Ця мертва зона є недоліком поперечного захисту, так як потрібно встановлення додаткового релейного захисту шин підстанції Ст.

4) комбінований, який діє тоді, коли змінюється кілька параметрів електричних або не електричних:

t^0 , газовий захист, рівня, частоти та ін.

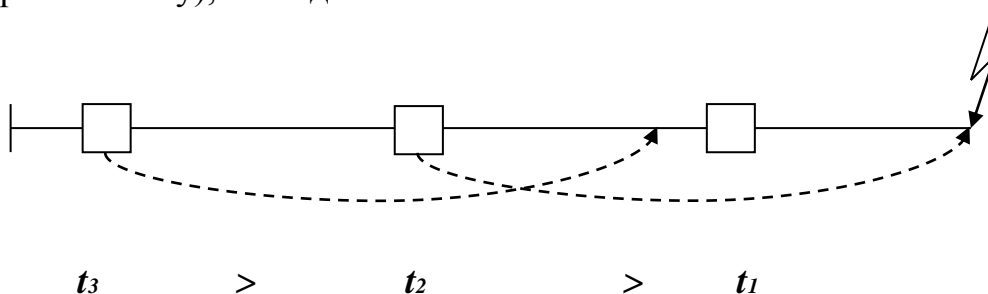
Основні вимоги до релейного захисту:

1. Чутливість – вимкнення ділянки лінії, електричного апарату, струмопроводу до пошкодження їх $I_{к.з.}$ або струмами перевантаження.

Чутливість визначається за допомогою коефіцієнта, який потім узгоджується з вимогами ПУЕ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з. min}}^{(1)}}{I_{\text{с(МСЗ)}}} \leq 3$$

2. Вибірковість дії, тобто послідовність спрацювання (в основному за терміном часу), послідовність встановлювання захистів.



$$t_2 - t_1 = \Delta t,$$

Δt - ступінь селективності (до 0,8 с);

для електромагнітного реле (0,5 с);

для індукційного реле (0,5 – 0,7 с).

3. Швидкодія

$$t_{\text{вимкнення}} \ll t_{\text{пошкодження}}$$

4. Надійність роботи релейного захисту

5. Економічність

Затрати релейного захисту $\Rightarrow \min.$

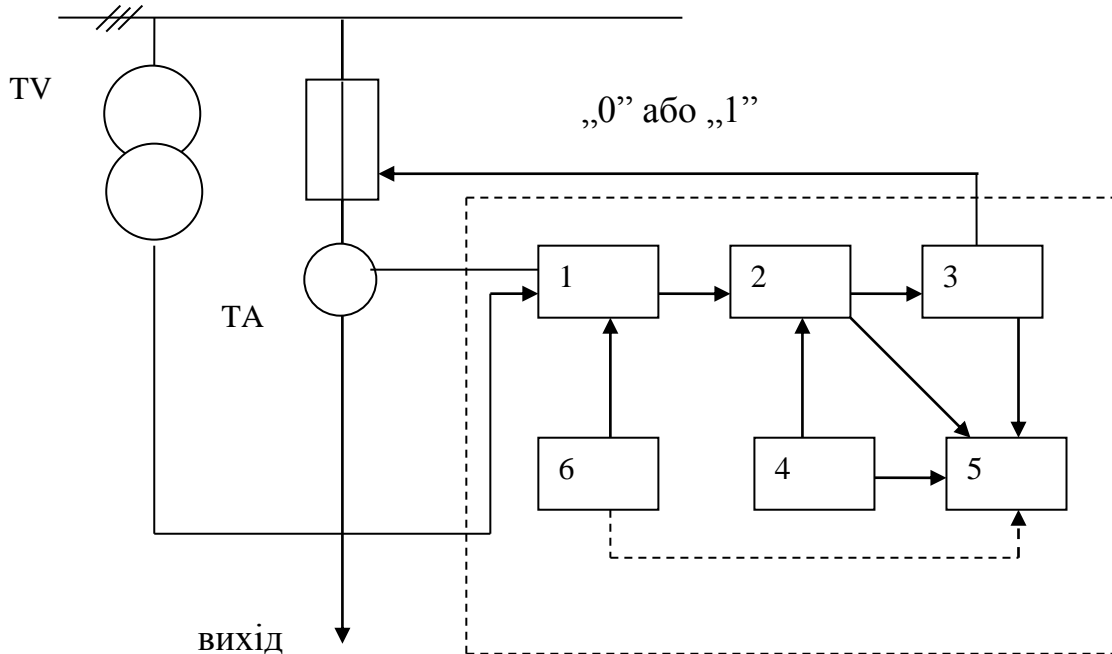
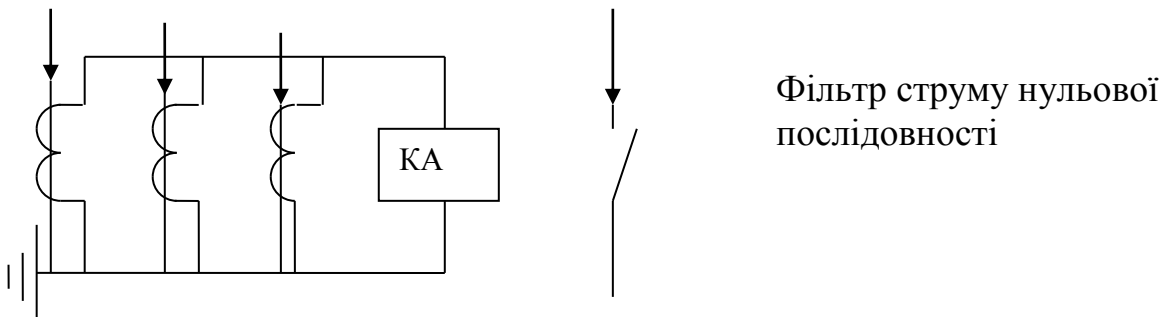


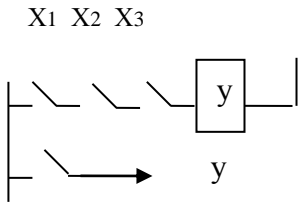
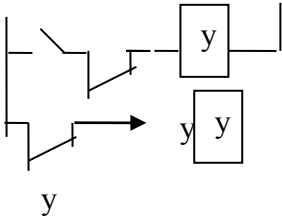
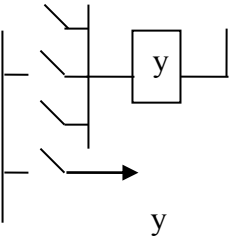
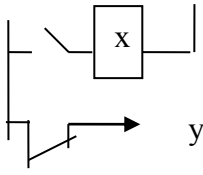
Рисунок 13. 5 - Блок-схема релейного захисту:

- 1- вимірювальний (пусковий); 2 – логічний; 3 – виконавчий;
4 – блок живлення; 5 – сигналізації; 6 – тестовий блок.

Релейний захист може працювати на оперативному змінному струмі і постійному струмі. По контролю параметра пусковий вимірювальний блок може реагувати на напругу і струм - повний, активну або реактивну складову, прямої послідовності, нульової послідовності, U, f, P та інші.



Таблиця 14.1 - Основні логічні операції, які використовуються у РЗ.

Логічна функція	Зміст логічної функції	Релейний еквівалент	Алгебраїчна форма функції
„І „	Сигнал на виході з'являється тільки тоді, коли є сигнал на всіх входах		$y = x_1 \cdot x_2 \cdot x_3$ множення, (кон'юнкція)
«Заборона»			$y = x_1 \cdot \bar{x}$
«АБО»	Сигнал на виході з'явиться тоді, коли є сигнал хоча б на одному із входів		$y = x_1 + x_2 + x_3$ підсумок (диз'юнкція)
«НІ»	Якщо сигнал є на вході, то на виході він відсутній, якщо зникає на вході – з'являється на виході		$y = \bar{x}$ заперечення (інверсія)

Питання для самоперевірки:

1. Порушення нормального режиму електроустановок в електромережах.
2. Визначення релейного захисту та його функції.
3. Основні типи релейного захисту за принципом дії.
4. Основні вимоги до релейного захисту.
5. Блок-схема релейного захисту.
6. Основні логічні операції, які використовуються в РЗ.

ЛЕКЦІЯ №14. Сільські трансформаторні підстанції. Призначення, схеми і конструктивне виконання районних трансформаторних підстанцій 110 – 35/10, 110 /10, 35/10 кВ.

- 1.Основні вимоги до схем підстанцій.Основні типи підстанцій.**
- 2.Основні складові частини підстанції.**
- 4.Основні типи схем підстанцій**

ЛІТЕРАТУРА:

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Василега П. О. Електропостачання/ П. О. Василега– Суми: ВТД „Університетська книга”, 2008. – 415 с.
3. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011-448 с.
4. При така І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. При така, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

В сільськогосподарських районах в основному використовуються РТП на напругу від 35 до 220кВ, які забезпечують зниження U до 6...35 кВ, в першу чергу до 10 кВ. Напруга передається від основного централізованого джерела електропостачання - енергосистеми для розподілення її в районі.

І споживчі підстанції (ТП), які забезпечують зниження напруги з 6...35 кВ до 0,38 кВ для розподілення електроенергії між споживачами і передачі її струмоприймачам.

Основні вимоги до схем підстанцій:

- 1.Забезпечити надійність електропостачання споживачів , можливість проведення ремонтних і експлуатаційних робіт без відключення сусідніх приєднань .
- 2.Враховувати перспективу розвитку.
- 3.Забезпечити поетапний розвиток РП без значних робіт по реконструкції та перерв в живленні споживачів.

Централізоване електропостачання споживачів сільського господарства від енергосистем відбувається по основним або живлячим мережам сільськогосподарського призначення 35—110 кВ і по розподільним мережам 20, 10 і 0,38 кВ.

У відповідності з цим розроблені типові трансформаторні підстанції для живлення на напругу 20/0,4; 35/0,4; 35/10; 110/10; 110/35/10 та 110/20 кВ.

По способу приєднання до мереж вищої напруги підстанції сільськогосподарського призначення підрозділяють на тупикові, проміжні і вузлові (або опорні).

Вузлова (або опорна) трансформаторна підстанція звичайно живиться по трьом лініям електропередавання високої напруги. В той же час, часто від її шин відходять декілька ліній високої напруги, живлячих інші підстанції.

Але в сільському електропостачанні використовуються рідко.

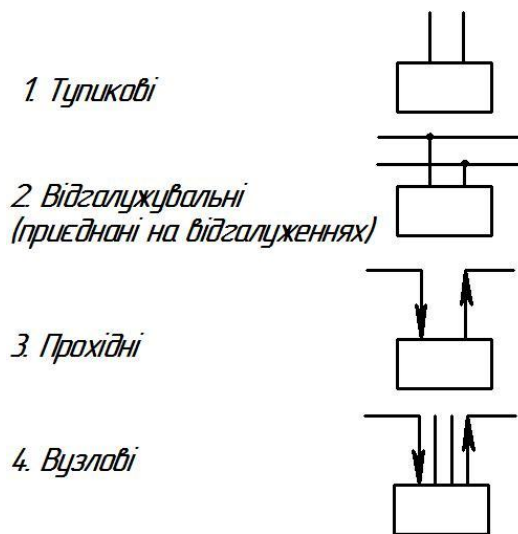


Рисунок 14.1 - Основні типи підстанцій за їх положенням в мережі вищої напруги.

Проміжні підстанції підрозділяються на відгалужувальні і прохідні. Відгалужувальні підстанції приєднуються на відгалуженні від прохідних однієї або двох ліній з одностороннім або двостороннім живленням.

Транзитними підстанціями стають прохідні і вузлові, коли через їх шини здійснюються перетоки потужностей.

Для підвищення техніко-економічних показників використовуються спрощені схеми.

Блочні схеми застосовують на тупикових і відгалужувальних підстанціях які приєднуються до ліній з одно- і двостороннім живленням.

РП має дві секції шин (для 2-х трансформаторів), які працюють окремо в нормальному режимі.

Шини на 10 кВ – жорсткі, прямокутні, ошиновка на 35 та 110 кВ – виготовляється гнучкою, тим же проводом, який підходить до ТП.

Основні шафи:

1. Шафа вводу;

2. Шафа трансформатора власних потреб

Шафи 1 та 2 живлення отримують від силового трансформатора 35/10 або 110/10 кВ

3. Шафа трансформатора напруги

4. Шафа відхідної лінії (може бути кілька)

Шафи основні 3, 4 та всі інші додаткові шафи живлення отримують від шин, до яких напруга подається через шафу вводу.

Додаткові:

5. Шафа РЗ та телемеханіки

6. Шафа секційного вимикача

7. Шафа секційного роз'єднувача.

Для забезпечення високої надійності електропостачання необхідно пос-

тійно контролювати електричні параметри.

Вимірювати електричні величини можна за прямого, посереднього і змішаного(напівпосереднього) вмикання приладів у контрольне коло.

За прямого вмикання прилади в коло вмикаються безпосередньо, за посереднього – через спеціальні вимірювальні трансформатори струму і напруги, а за змішаного – частина обмоток вмикається в коло безпосередньо, а частина – через вимірювальні трансформатори.

На електростанціях і підстанціях найчастіше застосовують посереднє вмикання вимірювальних приладів, що забезпечує такі основні переваги:

1)можна використовувати прилади(вмикаються до вторинної обмотки вимірювальних трансформаторів) із стандартними обмотками, на напругу 100 В і струм 5 А;

2)вимірювальні прилади відокремлюються від напруги понад 380 В (забезпечується безпека обслуговування);

3)значно полегшується контрольна проводка;

4)первинні кола захищені від замикання в контрольних проводках.

Контрольно-вимірювальні прилади на електростанціях і підстанціях розміщують на головних щитах керування.

Іноді частину цих приладів встановлюють у приміщенні закритого розподільного пристрою або в машинному залі електростанції.

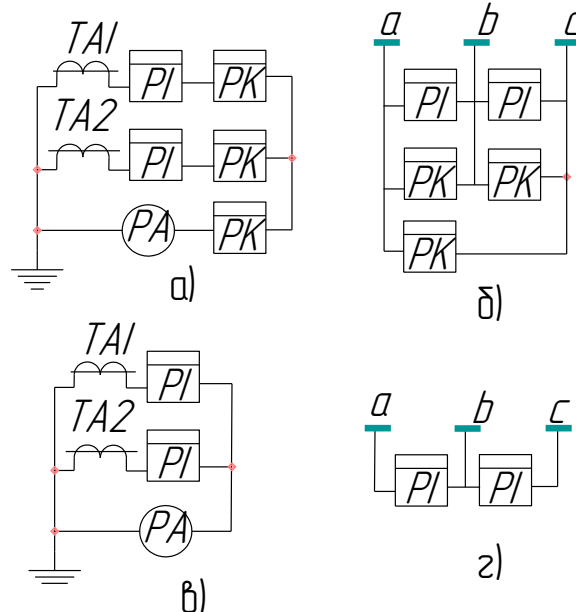


Рисунок 14. 2 - Схеми вмикання електровимірювальних приладів:
а, б – у шафі вводу 10 кВ; в, г – у шафі відхідної лінії напругою 10 кВ.

На рис. 14. 2 а, б – схеми вмикання електровимірювальних приладів в шафі вводу п/ст 35/10 кВ. Амперметр ввімкнений на суму струмів фаз А і С(показує струм фази В).

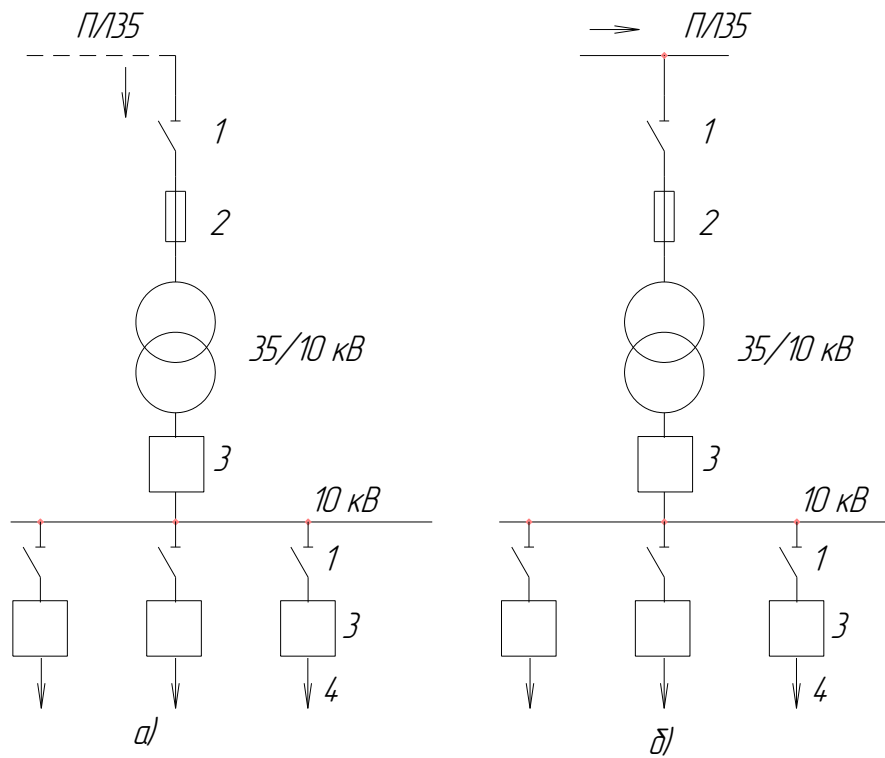


Рисунок 14. 3 - Схеми підстанцій:

а - тупикова; *б* – відгалужувальна;

1-ро'зєднувач; 2 – запобіжник; 3 – вимикач; 4 – повітряні лінії 10 кВ.

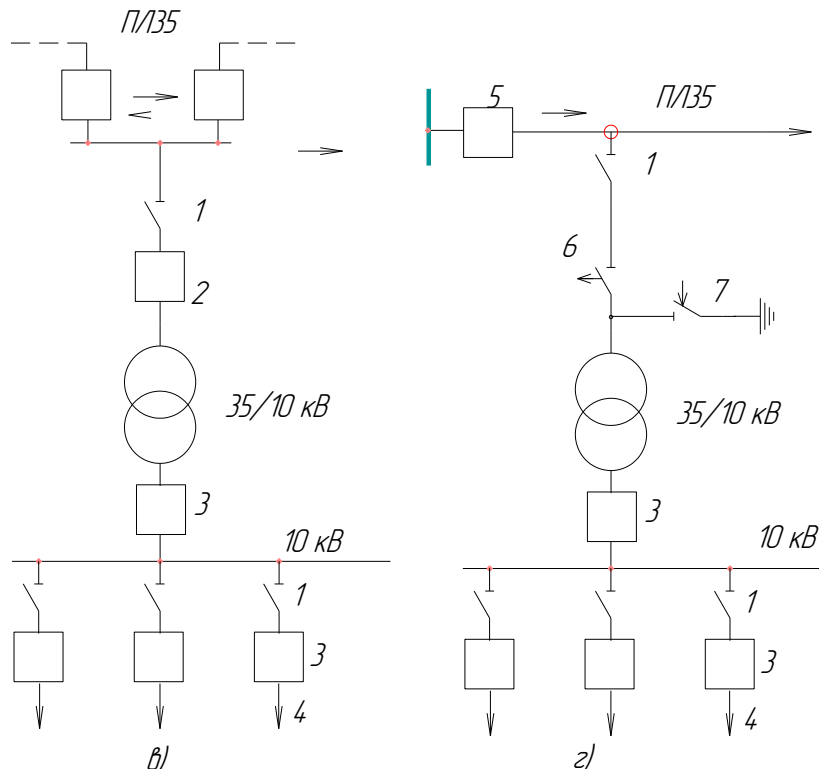


Рисунок 14. 4 - Схеми підстанцій:

в – прохідна; *г* – з короткозамикачем та віддільником.

1-ро'зєднувач; 2 – запобіжник; 3 – вимикач; 4 – повітряні лінії 10 кВ; 5 – головний вимикач; 6 – віддільник; 7 – короткозамикач.

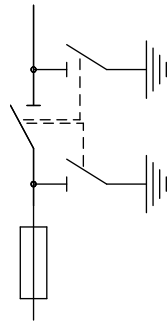


Рисунок 14. 5 - Блок „лінія - трансформатор з запобіжником” 35 кВ - на даний час використовувати не рекомендується.

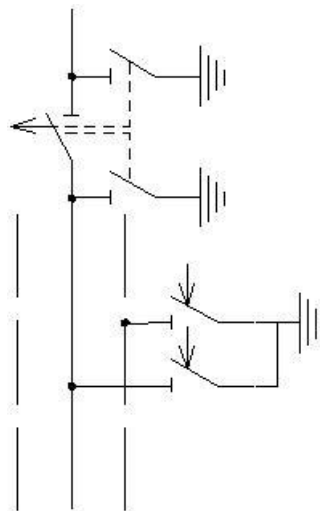


Рисунок 14. 6 - Блок «лінія-трансформатор з віддільником і короткозамикачем» для автоматичного відключення пошкодженого трансформатора від лінії, яка живить декілька підстанцій.

Схема 14.6 дозволяє застосувати релейний захист.

На рисунках наведені місткові схеми, які дозволяють секціонувати живлячу лінію.

Трансформатори приєднують до лінії з двох боків вимикача. При пошкодженні на одній з ділянок вимикається трансформатор разом з ділянкою.

Але в автоматичному режимі може бути повторно включеним (АПВ однократне або двократне) вимикачем або віддільником. Другий трансформатор буде підключений до обох ліній.

На рисунках приведені місткові схеми, які дозволяють секціонувати живлячу лінію. Трансформатори приєднують до лінії з обох боків вимикача. При пошкодженні на одній з ділянок вимикається трансформатор разом з ділянкою. Але в автоматичному режимі може бути повторно включеним (АПВ однократне або двократне) вимикачем або віддільником, другий трансформатор буде підключений до обох ліній.

На напругу 110 кВ завжди використовується ремонтна перемичка, на 35 кВ – не завжди.

Місткові схеми з вимикачем в перемичці застосовують при двосторон-

ньому живленні або транзиті потужностей на 35...110 кВ.

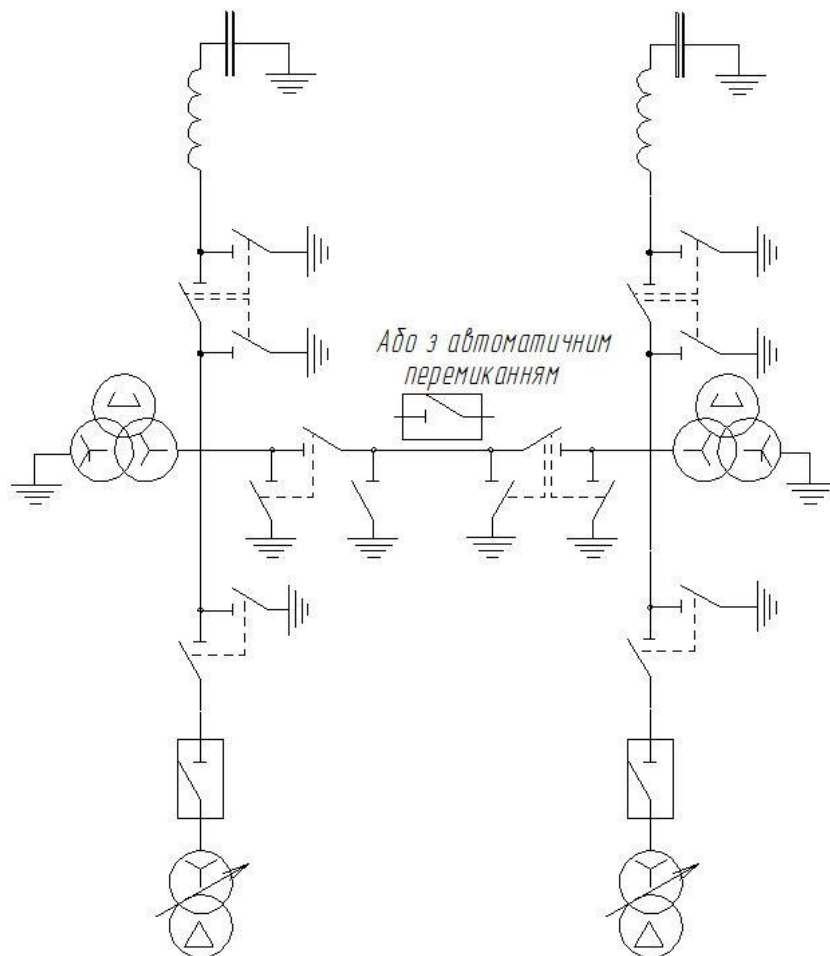


Рисунок 14.7 - Місткові схеми 2 блоки „лінія – трансформатор” з неавтоматичною перемичкою.

На рис.15.8 зображена головна схема електричних з'єднань підстанції, яка забезпечує напругу як 10 кВ, так і 35 кВ.

На вході підстанції на кожній лінії встановлюють конденсатори зв'язку СМП (СМК) фільтрів приєднання ФПУ і високочастотні загороджувачі ВЗ. Це забезпечує можливість приєднання апаратури високочастотного зв'язку і передачу по лініям напруги 110 кВ телефонних і телемеханічних сигналів, а також керувати ТП і контролювати її роботу з диспетчерського пункту РЕМ.

Ремонтна перемичка складається з двох роз'єднувачів з заземлюючими ножами, які механічно зблоковані з роз'єднувачами.

Вони можуть бути включені тільки при відключенні роз'єднувачів. Трансформатор струму в колі короткозамикача забезпечує блокування, яке не допускає відключення віддільника при протіканні струму к. з.

Трансформатори напруги НКФ призначені для захисту, автоматизації і вимірювання (сигналізації).

Нейтралі обмоток 110 кВ трансформаторів заземлюють через роз'єднувачі наглухо або через вентильні розрядники наглухо.

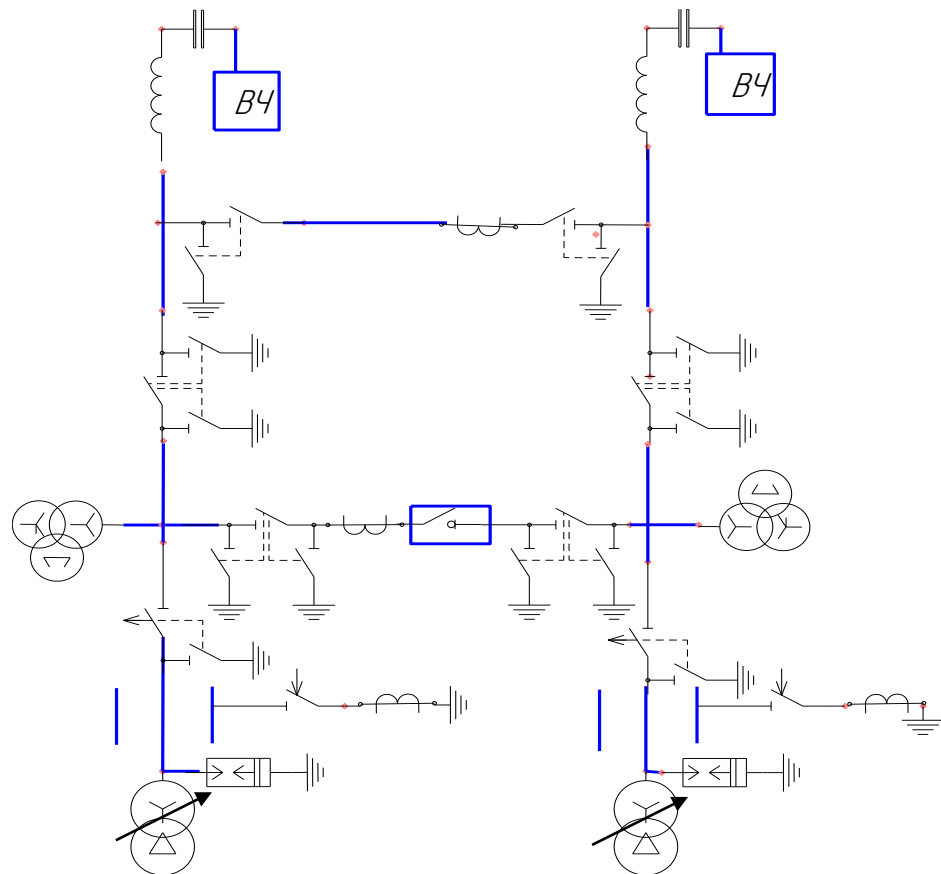


Рисунок 14. 8 - Місткова схема РП на 110 кВ з вимикачем в перемичці і віддільником в колах трансформаторів та з високочастотним зв'язком (ВЧ).

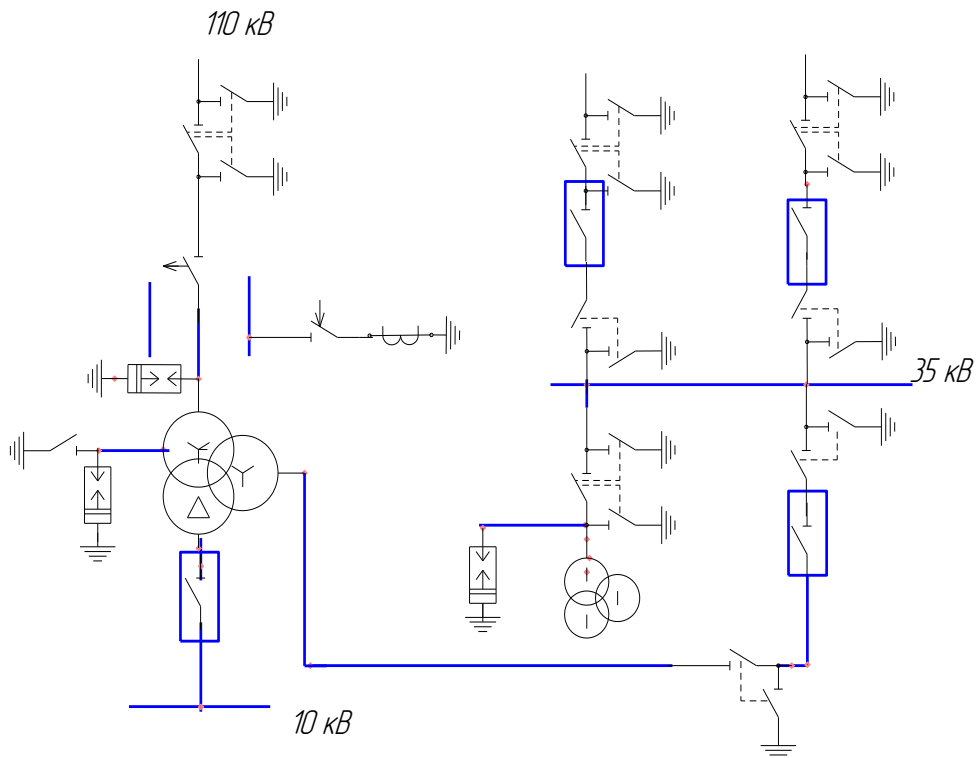
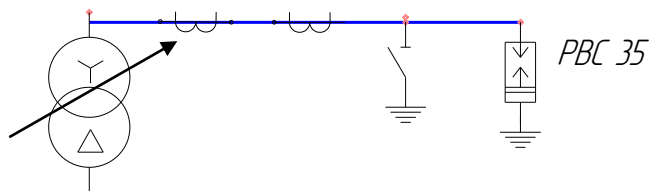


Рисунок 14. 9 - Головна схема з'єднань підстанції КТПБ-110/35/10.



Розподільний пристрій 10 кВ виконано комплектним для зовнішньої установки (КРПЗ - 10) з викатними візками.

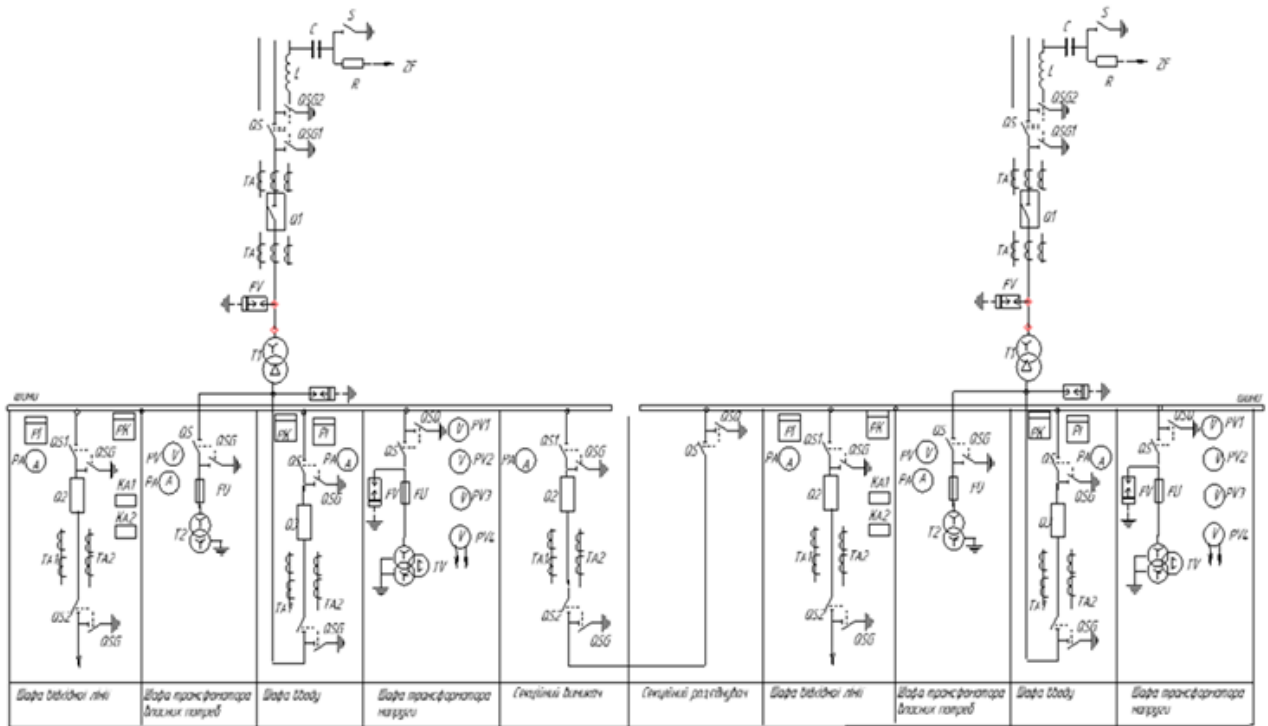


Рисунок 14. 10 – Схема первинних з'єднань двотрансформаторної підстанції.

Питання для самоперевірки:

1. Основні вимоги до схем підстанцій
2. Основні типи підстанцій за їх положенням в мережі вищої напруги – схематичне зображення.
3. Типові трансформаторні підстанції для живлення на напругу трансформації.
4. Як підрозділяються за способом приєднання до мереж вищої напруги підстанції сільськогосподарського призначення ?
5. Основні шафи та додаткові на підстанції. Назвати звідки отримує живлення кожна шафа.
6. Основні переваги посереднього вмикання вимірювальних приладів.
7. Схеми вмикання електровимірювальних приладів.
8. Схеми підстанцій.

ЛЕКЦІЯ №15. Схеми і конструктивне виконання споживчих підстанцій 10/0,38 кВ. Схеми і конструктивне виконання споживчих підстанцій 10/0,38 кВ. Сільські електричні станції. Малі гідравлічні станції.

- 1.Споживчі ТП. Призначення підстанцій.**
- 2.Основні типи підстанцій.**
- 3.Основні складові частини підстанції.**
- 4.Основні типи схем підстанцій.**
- 4.Сільські електричні станції.**
- 4.Малі гідравлічні станції.**
- 5.Загальна характеристика сільських електричних станцій.**
- 5.Вітроелектричні станції.**
- 6.Біоенергетика.**
- 7.Сонячна енергія.**
- 7.Малі ГЕС. Малі гідравлічні станції.**

ЛІТЕРАТУРА.

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

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

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

4. Трансформаторні підстанції 6...10/0,38 кВ, які часто називають споживчими, призначені для живлення розподільних мереж напругою 0,38 кВ, у більшості випадків трифазних чотирипровідних з заземленою нейтраллю.

Підстанції поділяються на два типи:

- тупикові; - прохідні.

За конструктивним виконанням:

- щоглові
- шафові комплектні металеві
- закриті кіоскові тупикові або прохідні.
- стовпові

В розподільних мережах використовуються як однострансформаторні, так і двотрансформаторні підстанції потужністю від 25 до 630 кВА у більшості випадків комплектні трансформаторні підстанції зовнішньої установки. При спеціальному обґрунтуванні встановлюються закриті трансформаторні підстанції (ЗТП), для споживачів першої категорії за надійністю електропостачання.

В експлуатації знаходяться також щоглові трансформаторні підстанції зовнішньої установки.

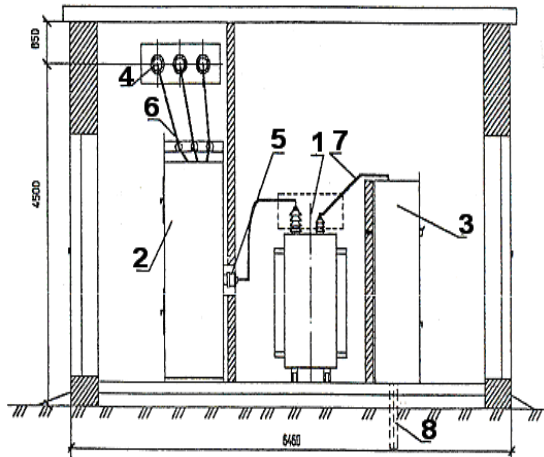


Рисунок 15.1 - Загальний вид закритої КТП:

1 – силовий трансформатор 10/0,4 кВ; 2 – камери КСО 10 кВ;
 3 - щит 0,4 кВ; 4, 5 прохідні ізолятори; 6, 7 – шини алюмінієві; 8 – труби для прокладки кабелів.

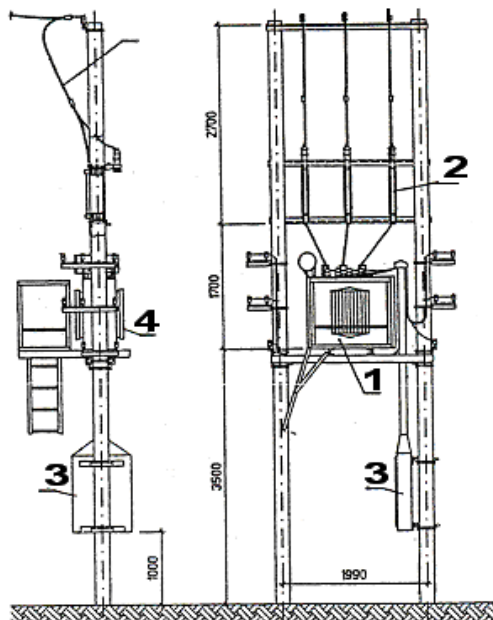


Рисунок 15.2. - Загальний вид щоголової трансформаторної підстанції:

1 – силовий трансформатор; 2 – запобіжник 10 кВ; 3 – шафа РП 0,4 кВ;
 4 – провід 10 кВ

Основні схеми первинних з'єднань розподільних пристроїв (РП) 10 кВ комплектної трансформаторної підстанції (КТП) наведені на рисунку 15.3. (в деяких схемах не показані допоміжні роз'єднувачі, котрі можуть встановлюватися на кінцевих опорах для приєднання КТП до ліній).

КТП тупикового типу з одним трансформатором (рис. 15.3. а) широко застосовуються для електропостачання сільськогосподарських споживачів. Роз'єднувач, як правило, встановлюють на кінцевій опорі лінії 10 кВ, а запобіжники 10 кВ — в КТП.

Замість роз'єднувача в колі трансформатора при відповідному обґрунтуванні може бути використаний вимикач навантаження.

Схема (рис.15.3.б) також з одним трансформатором і шинами з вимикачами навантаження і може застосовуватись в мережах 10 кВ, не тільки з одностороннім, а і з двостороннім живленням, коли за умовами надійності допускаються ручні післяаварійні перемикання. Трансформатор приєднують до шин через роз'єднувач і запобіжники.

При включених вимикачах навантаження може здійснюватись живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини підстанції. В цій схемі допускається один з вимикачів навантаження замінити на роз'єднувач з виконанням відповідних блокувань.

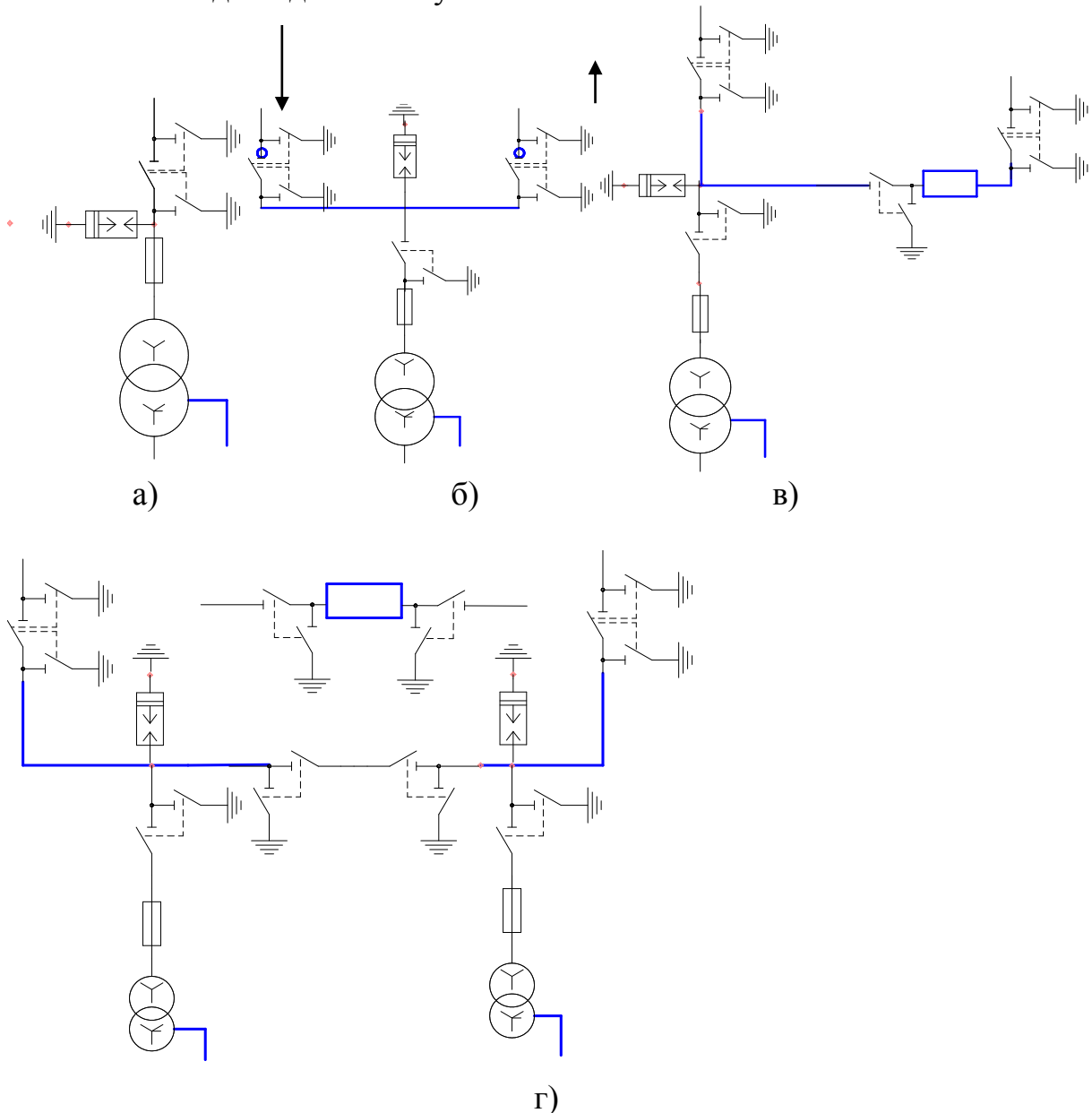


Рисунок 15.3.- Головні схеми з'єднань РП 10 кВ трансформаторних підстанцій 10/0,38 кВ

Схема (рис.15.3.в) суміщає однострансформаторну підстанцію з пунктом автоматичного секціонування або пунктом автоматичного включення резерву (АВР) лінії 10 кВ.

Схема застосовується в мережах напругою 10 кВ з одностороннім і двостороннім живленням, в котрих по умовам надійності електропостачання необхідні автоматичне і ручне секціонування ліній 10 кВ.

Схема (рис.15.3.г) РП з двома трансформаторами і шинами 10 кВ, секціонованими вимикачами навантаження і роз'єднувачем застосовується в основному в мережах 10 кВ з двостороннім живленням, де допускається ручне секціонування ліній 10 кВ. Основний режим роботи підстанції — живлення кожного трансформатора від незалежного джерела по лінії 10 кВ (секційний вимикач навантаження вимкнений).

При включеному секційному вимикачі навантаження можна здійснити живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини трансформаторної підстанції.

Замість секційного вимикача навантаження може бути встановлений оливий(вакуумний) вимикач (з заміною вимикача навантаження на роз'єднувач з лівого боку від нього, схема (рис.15. 3.г).

Така схема (схема містка з одним вимикачем) суміщає двотрансформаторну підстанцію з пунктом автоматичного секціонування або пунктом АВР лінії 10 кВ.

На рисунку 15.4 наведена головна схема з'єднань ВЗТП(вузлова закрита ТП) 10/0,38 кВ, розроблена для електропостачання важливих сільськогосподарських споживачів, де необхідно забезпечити АВР на стороні 10 кВ.

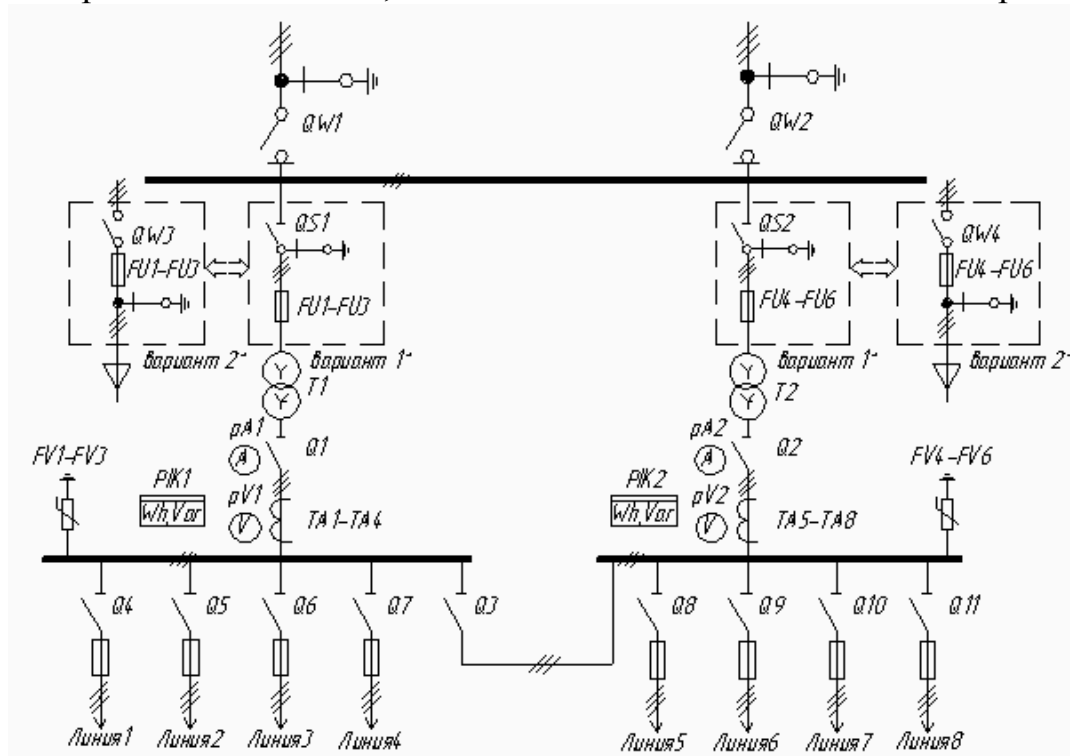


Рисунок 15.4 - Головна схема з'єднань підстанції ВЗТП 10/0,38 кВ.

Підстанція двотрансформаторна, потужністю 2x400 кВА, з РП 10 кВ вузлового типу за схемою з секціонованою системою шин, з чотирма відхідними ПЛ 10 кВ і застосуванням шаф КРП, з вимикачами типу ВК-10 буду-

ються тупикового типу з застосуванням КТП.

Принципова електрична схема КТП 10/0,38 кВ потужністю 25 ... 160 кВА наведені на рисунку 15.5.

Розподільний пристрій (РП) 10 кВ складається з роз'єднувача *QS* з заземлюючими ножами, які встановлюються на ближній опорі лінії 10 кВ, вентилях розрядників *FV1 ... FV3* для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг на стороні 10 кВ і запобіжників *F1 ... F3*, які встановлені в улаштуванні вводу вищої напруги, які забезпечують захист трансформатора від багатофазних коротких замикань. Запобіжники з'єднані відповідно з прохідними ізоляторами та силовим трансформатором. Інша апаратура розміщується в нижньому відділенні шафи, тобто розподільного пристрою 0,38 кВ.

На вводі РП 0,38 кВ встановлені рубильник *S*, вентилях розрядники *FV4 ... FV6* для захисту від перенапруг на стороні 0,38 кВ, трансформатори струму *TA1 ... TA3*, які живлять лічильник активної енергії *PI* та трансформатори *TA4, TA5*, до яких підключено теплове реле *KK*, яке забезпечує захист силового трансформатора від перевантажень.

Включення, відключення та захист відхідних ліній 0,38 кВ від коротких замикань і перевантажень здійснюється автоматичними вимикачами *QF1... QF3* з комбінованими розчіплювачами.

При цьому для захисту ліній від багатофазних к. з. в нульових проводах повітряної лінії *NI ... N3* встановлені струмові реле *KA1 ... KA3*, які при спрацюванні замикають коло обмотки незалежного розчіплювача.

Реле налагоджуються на спрацювання при однофазних к. з. в найбільш віддалених точках мережі.

Лінія вуличного освітлення від к. з. захищена запобіжниками *F4 ... F6*.

При перевантаженні силового трансформатора розмикаючі контакти теплового реле *KK*, які шунтують в нормальному режимі обмотку проміжного реле *KL*, розмикаються, де на неї через резистори *R4* і *R5* подається напруга. В результаті спрацювання реле *KL* відключаються лінії № 1 і 3 і виводиться з роботи резистор *R4*, збільшуючи опір в колі обмотки реле *KL*. Це необхідно для обмеження до номінального значення (220 В) напруги, яка подається і на обмотку реле *KL* після притягування якоря, що пов'язано з збільшенням опору обмотки реле.

Захист від перевантажень спрацьовує не більше ніж через 1,3 с при струмі, який складає 1,45 номінального струму силового трансформатора.

Лінія № 2 і вуличне освітлення захистом від перевантаження не відключається. Автоматичне включення і відключення лінії вуличного освітлення здійснює фотореле *KS*, а при ручному управлінні цією лінією користуються перемикачем *SA2*. Фотореле і перемикач *SA2* впливають на обмотку магнітного пускача *KM*.

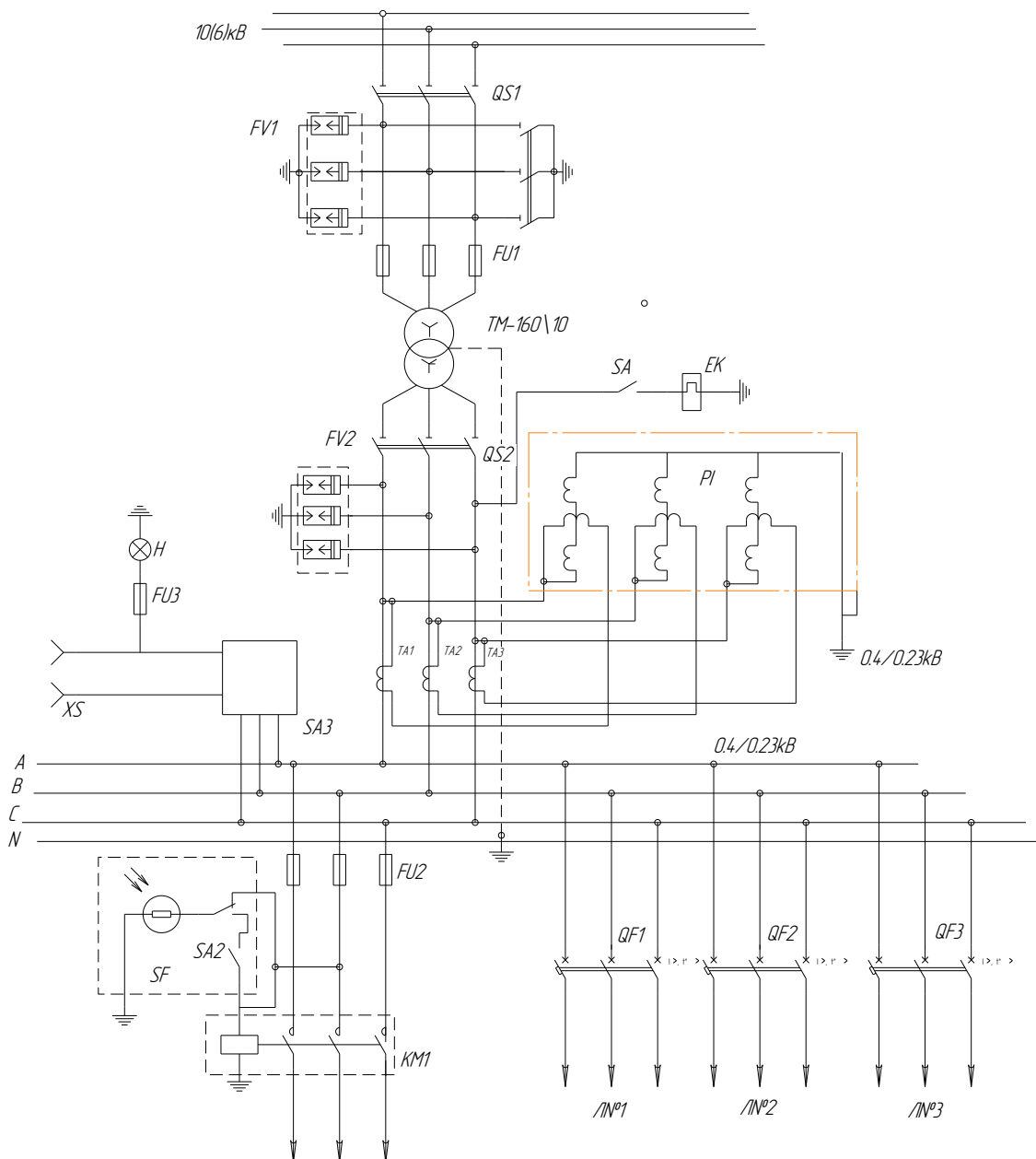


Рисунок 15.5 - Схема електричних з'єднань КТП-25 ... 160/10.

Для підтримки нормальної температури поблизу лічильника активної енергії PI в зимових умовах застосовують резистори $R1 \dots R3$, які включаються перемикачем $SA1$.

Для контролю наявності напруги і освітлення РП 0,38 кВ призначена лампа EL , яка включається перемикачем $SA3$.

Напругу вимірюють переносним вольтметром, котрий включають в штепсельну розетку X , яка розміщена в РП 0,38 кВ. Перемикач $SA3$ дозволяє виміряти напругу всіх фаз.

Для унеможливлення відключення рубильника під навантаженням передбачено блокування, котре працює таким чином:

при відкриванні панелі, яка закриває РП 0,38 кВ, замикаючі контакти вимикача блокування SQ , які шунтують обмотку проміжного реле KL , розмикаються і реле KL спрацьовує.

При цьому вимикають автоматичні вимикачі ліній № 1 і 3.

Одночасно знімається напруга з обмотки магнітного пускача *КМ* і відключається лінія вуличного освітлення. Розмикаючі контакти вимикача блокування *SQ* при цьому розмикаються і відключають автоматичний вимикач лінії № 2 (положення контактів вимикача *SQ* на рисунку 3 показано при відкритій панелі, яка закриває РП 0,38 кВ).

Передбачені також механічні блокування, які не допускають відкриття дверей ввідного улаштування вищої напруги при відключених заземлюючих ножах роз'єднувача, а також відключення заземлюючих ножів роз'єднувача при відкритій двері ввідного улаштування 10 кВ.

Блок-замок дверцят ввідного улаштування 10 кВ і блок-замок приводу заземлюючих ножів мають однаковий секрет. До них існує один ключ. У включеному положенні роз'єднувача ключ з приводу заземлюючих ножів зняти неможливо. Після відключення головних і включення заземлюючих ножів роз'єднувача ключ легко знімається з приводу заземлюючих ножів і ним можна відкрити двері улаштування вводу 10 кВ.

Для електропостачання в першу чергу потужних виробничих спорживачів застосовується також серія КТП 10/0,38 кВ з одним або двома трансформаторами прохідного типу КТПП і тупикового типу КТПТ потужністю 250 ... 630 та 2 (250 ... 630) кВА з повітряними вводами зовнішньої установки(рис.16.6).

Конструктивно однострансформаторні КТПП і КТПТ виконують у вигляді одного блоку, в якому у відповідних відсіках розміщені РП 10 і 0,38 кВ, а також силовий трансформатор. Оболонка блоку (шафи) виготовлена з листової сталі і має двері для обслуговування РП 10 кВ і 0,38 кВ. Передбачені блокування для безпечного обслуговування.

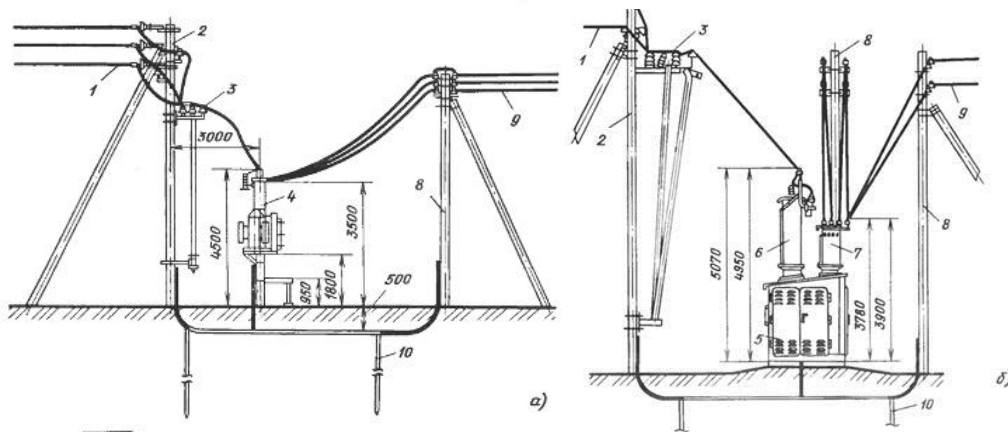


Рисунок 15.6.- Установка комплектних трансформаторних підстанцій тупикового типу напругою 10/0,4, кВ:
 а – КТП потужністю 25–160 кВ • А; б – КТПП потужністю 160–400 кВ – А; 1 – ПЛ 10 кВ; 2 – кінцева опора 10 кВ; 3 – роз'єднувач; 4 – КТП; 5 – КТПП; 6 – портал вводу високої напруги; 7 – портал вводу низької напруги; 8 – опора 0,4 кВ; 9 – ПЛ 0,4 кВ; 10 – заземлююче улаштування нижче 40°С та в інших випадках, пов'язаних з небезпекою пошкодження лінії.

Двотрансформаторні КТП складаються з двох однострансформаторних блоків, з'єднаних між собою.

Схема РП 0,38 кВ в основному аналогічна схемі на рис.16.5, але передбачається також варіант з установкою блоків запобіжник-вимикач замість автоматів на відхідних лініях, число котрих збільшено до чотирьох. Щоглові підстанції потужністю 25 ... 100 кВА монтують на П-образній опорі, а 160 ... 250 кВ-А — на АП-образній опорі. Підстанції у більшості випадків виконують тупиковими.

На рис.15.2. показано загальний вид щоглової ТП 10/0,38 кВ. Все обладнання розміщено на П-образній опорі.

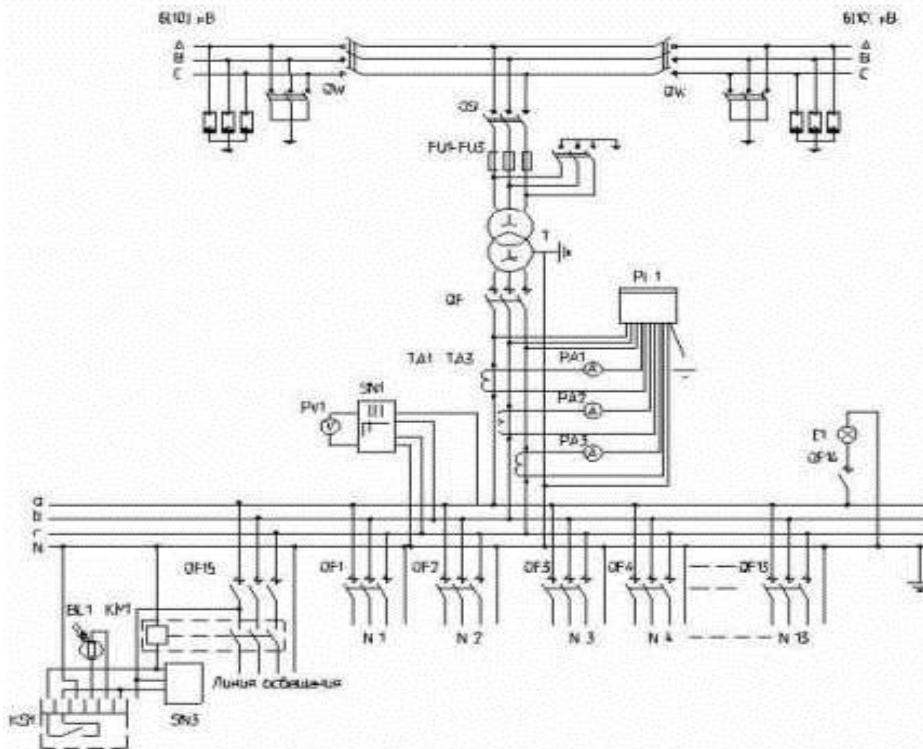


Рисунок 15.7.— Принципова електрична схема підстанцій типу КТПП.

Трансформатор 3 встановлено на огороженому майданчику 4 на висоті 3 ... 3,5 м. Напруга до трансформатора подається через лінійний роз'єднувальний пункт і запобіжники 2. Лінійний роз'єднувальний пункт включає роз'єднувач з приводом, встановлений на кінцевій опорі.

РП 0,38 кВ представляє собою металеву шафу 5 брызкозахищеного виконання з встановленою всередині апаратурою. Ввід до шафи від трансформатора и виводи 6 до ліній 380/220 В виконані в трубах. Для підйома на майданчик 4 служить складна металева драбина 7, яка (в складеному вигляді) так же, як двері шафи і привід роз'єднувача, закривається на замок. Для захисту ТП від перенапруг встановлені вентильні розрядники 1.

За останні роки на часі стоїть питання використання сільських електричних станцій.

В районах малонаселених і з метою забезпечення індивідуального елек-

тропостачання споруджують невеликі електростанції постійної дії. Їх вважають сільськими, якщо більше 50% навантаження складають сільськогосподарські споживачі.

Україна має достатньо високий потенціал відновлювальних джерел енергії, основними напрямками використання яких є використання економічно доцільного гідро потенціалу малих річок України, енергія біомаси, НЕР і вітроенергетики.

На даний час, маючи значний потенціал відновлювальних джерел, їх частина в енергетичному балансі країни не перевищує 0,1 %.

Серед всіх відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) тільки **вітрова енергетика** має державну підтримку, і то недостатню.

Згідно Комплексної програми будівництва ВЕС інвестування будівництва здійснюється за рахунок цільової надбавки в розмірі 0,75 % до діючого тарифу на електроенергію, котра продається виробниками на оптовому ринку електроенергії..

Біоенергетика. Відсоток біоенергетики (в основному за рахунок деревних відходів) складає 18% від всіх ВДЕ , що становить її на друге місце після великої гідроенергетики.

Але нажаль на даний час в Україні існує лише одна установка по виробництву електроенергії з біомаси.

Найбільш перспективні для комерційного використання в Україні в майбутньому можна вважати такі технології :

- сумісного спалювання біомаси (деревної щепи , деревних гранул , тюків соломи) з вуглем на існуючих вуглевих електростанціях;
- біогазові установки для великих комплексів ВРХ , свиноферм, птахофабрик і підприємств харчової промисловості;
- установки добутку і використання біогазу з великих полігонів технічних побутових відходів і станцій очистки комунальних стоків (міні електростанції потужністю 0,5 ...5 МВт).

Сонячна енергія. Сонячний період на території України складає 1900...2400 годин , а загальний середньорічний рівень випромінювання змінюється від 1079 кВт.год/ м² на півночі до 1400 кВт.год/ м² на півдні.

Основні напрямки розвитку – **сонячна тепла енергія** (для забезпечення місцевого гарячого водопостачання в літній період).Потенціал – 32 ТВт.год/рік;

Фотоелементи. Для виробництва електроенергії. Потенціал – 16 ТВт.год/рік.

Електростанції з двигунами внутрішнього згорання споруджують в якості основного джерела живлення, коли споживачі знаходяться далеко від енергетичних систем і не може бути споруджена гідроелектростанція.

В якості первинних двигунів застосовують дизелі.

Згідно міжнародній класифікації за нормами ООН до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносяться електростанції потужністю від 1 до 30 МВт, до міні -ГЕС – від 100 до 1000 кВт.

В незалежній Україні приступили до поступового відновлення та по-

будові нових МГЕС. Побудована Олександрівська ГЕС, де в 1999 році введено перший агрегат (5,5 МВт), а в 2000 – другий (5 МВт). Введено в експлуатацію мікро -ГЕС $P=5...40$ кВт у власних господарствах та три мікро – ГЕС $P_{\text{сум}} = 85$ кВт на відхідному водопроводі каналізаційної системи .

В даний час в Україні експлуатуються 50 малих ГЕС загальною потужністю 100 Мвт, які щорічно виробляють до 0,25 ТВт.год електроенергії.

Переваги ГЕС в порівнянні з тепловими:

- 1)нижче собівартість;
- 2)менші витрати електроенергії на власні потреби ;
- 3)пуск і набір навантаження на гідрогенератор відбувається за декілька хвилин;
- 4)використовують відновлювальні природні ресурси.

Недоліки ГЕС:

- 1)висока ціна і довгострокове спорудження
- 2)додаткові затрати на можливе переселення жителів з земель затоплення;
- 3)підготовка ложа ставків , на іригаційні спорудження ;
- 4)збитки ,які наносяться сільгоспугіддям від затоплення.

Сільські ГЕС відносяться в основному до низьконапірних , винятком є ГЕС , які побудовані на гірських річках.

На низьконапірних сільських ГЕС застосовують такі турбіни:

- 1)радіально – осьові;
- 2)осьові;
- 3)поворотно – лопатеві (мають більш високий ККД на більшому діапазоні навантаження).

Потужність, яка розкручується турбіною :

$$N = 9,81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H , \text{ кВт} \quad (15. 1)$$

де η - коефіцієнт корисної дії турбіни;

Q - витрати води через турбіну;

H - натиск, м.

Робоча характеристика турбіни представляє собою залежність $\eta = f(P)$ при постійному натиску і постійній частоті обертання.

За цим виразом можна визначити витратну характеристику турбіни, використовуючи робочу.

Витратна характеристика дає залежність витрат води через турбіни від навантаження $Q = f(P)$, якщо $H = const$ і $n = const$.

В експлуатаційних умовах натиск на турбіні змінюється, так як зі змінною навантаження , а значить і витрат води через турбіну змінюються відмітки верхнього і нижнього б'єфрів.

На низьконатискових сільських ГЕС в процесі роботи натиск змінюється в межах від 10 до 20 %. При зміні натиску змінюється режим роботи турбіни, її частота обертання, витрати води і потужності.

Оптимальний режим роботи турбіни очікується при максимальному значенні добутку $H \cdot \eta$:

$$Q/P = 1(9,81 \cdot H \cdot \eta).$$

Розрізняють наступні основні види регулювання стоку:

- 1)добові (регулювання за рахунок накопичення води в часи надлишку потужності в водосховищах відносно невеликої місткості) ;
- 2)сезонні (якщо об'єм водосховища дозволяє зберегти воду в паводковий період року і втрачати в період маловоддя);
- 3)річні;
- 4)багаторічні (для вирівнювання стоку на протязі ряда років , досягається накопиченням в багатоводні роки і витрати в маловодні). .

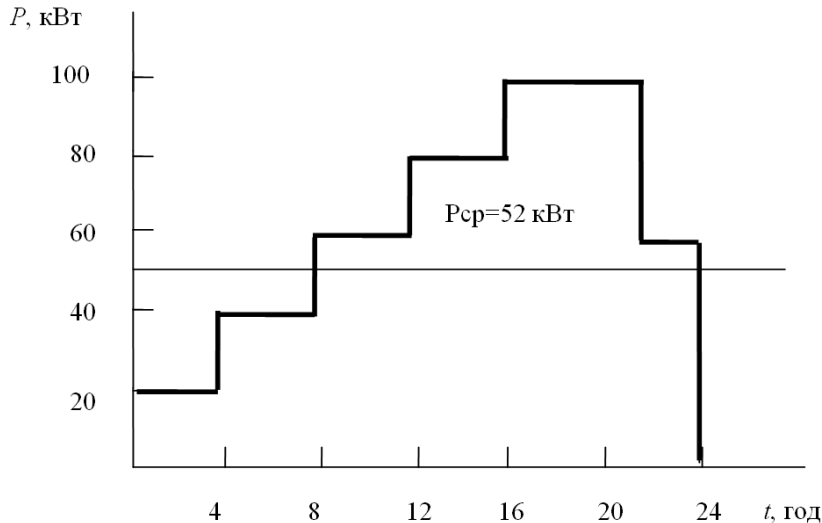


Рисунок 15. 8 - Добовий графік навантаження гідроелектростанцій

Питання для самоперевірки:

1. Типи підстанцій та їх конструктивне виконання.
2. Улаштування закритої та щоглової КТП.
3. Головні схеми з'єднань РП 10 кВ трансформаторних підстанцій 10/0,38 кВ.
4. Схема електричних з'єднань КТП.
5. Побудова епюри залежності відхилення напруги від втрат напруги.
6. Принцип дії блокування на КТП.
7. Послідовність заміни високовольтного запобіжника на КТП.
8. Захист від перенапруг та перевантажень на КТП.
- 9.Перспективні технології для комерційного використання в Україні виробництва електроенергії.
- 10.Загальна характеристика сільських електричних станцій.
- 11.Переваги ГЕС в порівнянні з тепловими та недоліки.
- 12.Які турбіни застосовують на низьконапірних сільських ГЕС та визначення потужності, яка розкручується турбіною.
- 13.Основні види регулювання стоку на ГЕС.

Навчальне видання

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Курс лекцій (II частина)

ПОПАДЧЕНКО Світлана Анатоліївна

Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.

Ум. друк. арк. _.

Наклад ___ пр.

ДБТУ

61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44

