

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Методичні вказівки щодо виконання лабораторних робіт
для здобувачів спеціальностей
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
G3 «Електрична інженерія»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

Укладачі:

Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю. В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Тимошенко Г. А., завідувач навчальної лабораторії кафедри енергетики та електротехнічних систем
Мороз К. В., завідувач навчальної лабораторії кафедри енергетики та електротехнічних систем

К 59 Основи електропостачання :

Методичні вказівки щодо виконання лабораторних робіт для здобувачів спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», G3 «Електрична інженерія» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, Ю. В. Сіренко, Г. А. Тимошенко, К. В. Мороз. – Суми, 2026 – 230 с.

Методичні вказівки призначені для забезпечення здобувачів методичним матеріалом для виконання лабораторних робіт з дисципліни «Основи електропостачання», а також вивчення, систематизації, розширення та закріплення теоретичних знань та застосування їх під час вирішення конкретних наукових, технічних, економічних та виробничих завдань.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;

Івченко О. В., к. т. н., доцент, завідувач кафедри проектування технічних систем СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Юрченко О. Ю., PhD, в. о. завідувача кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.

Протокол № 5 від «12» березня 2026 року

ЗМІСТ

	С.
ВСТУП.....	5
ПРАВИЛА ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ І ОХОРОНИ ПРАЦІ ЗДОБУВАЧІВ ПІД ЧАС РОБОТИ У ЛАБОРАТОРІЇ.....	6
ЧАСТИНА І.....	7
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 1. Структура та основне обладнання розподільних мереж.....	8
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 2. Вивчення будови роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів і приводів до них.....	18
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 3. Вивчення високовольтних вимикачів і приводів до них.....	31
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4. Плавкі запобіжники.....	59
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5. Трубочаті та вентильні розрядники.....	73
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6. Навантаження групи житлових будинків.....	82
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 7. Навантаження промислових споживачів.....	86
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 8. Навантаження системи зовнішнього освітлення населеного пункту.....	89
ЧАСТИНА ІІ.....	92
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 9. Вибір перерізів проводів у мережах 0,4 кВ.....	93
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 10. Вивчення конструкцій вимикачів навантаження ВНП-16, ВНП-17, ВНР-10, ВНРП-10 та вакуумних вимикачів ВНВ-10.....	97
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 11. Вивчення конструкції малооб'ємних масляних вимикачів.....	115
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 12. Регулювання напруги в електричних мережах.....	131
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 13. Перенапруги в електроустановках та пристрої захисту від них.....	137

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 14. Максимальний струмовий захист повітряної лінії.....	147
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 15. Сільські споживчі трансформаторні підстанції.....	153
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 16. Вивчення комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ.....	171
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 17. Вивчення конструкцій та електричних схем джерел автономного електропостачання сільськогосподарських об'єктів.....	179
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 18. Апаратура для синхронізації генераторів.....	192
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 19. Вимірювальні трансформатори струму...	208
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	214
ДОДАТКИ.....	215

ВСТУП

Дисципліна «Основи електропостачання» є базовою складовою професійної підготовки фахівців у галузі електроенергетики, електротехніки та електромеханіки і формує цілісне уявлення про принципи побудови, функціонування та експлуатації систем електропостачання. У сучасних умовах розвитку енергетики, зростання рівня електрифікації, ускладнення структури електричних мереж і підвищення вимог до надійності та безпеки електропостачання особливого значення набуває глибоке розуміння роботи електричних апаратів, розподільних пристроїв, захисних і комутаційних засобів, а також методів аналізу режимів навантаження споживачів.

Лабораторні роботи з курсу спрямовані на поєднання теоретичних знань із практичними навичками дослідження реального електроенергетичного обладнання. Виконання лабораторних завдань дозволяє здобувачам освіти не лише закріпити основні положення теорії електропостачання, а й набути досвіду роботи з принциповими та монтажними схемами, навчитися ідентифікувати конструктивні особливості електричних апаратів, оцінювати їх технічні характеристики та область застосування. Особлива увага приділяється питанням вибору апаратури, аналізу режимів роботи електричних мереж, впливу навантажень на параметри електропостачання та забезпеченню електробезпеки під час експлуатації електроустановок.

Методичні вказівки орієнтовані на формування системного інженерного мислення, розвиток умінь аналізувати технічні рішення та обґрунтовувати вибір елементів електричних мереж з урахуванням нормативних вимог і реальних умов експлуатації. Отримані під час лабораторних занять знання і навички є необхідною основою для подальшого вивчення спеціальних дисциплін, виконання контрольних і кваліфікаційних робіт, а також для практичної діяльності у сфері проектування, експлуатації та модернізації систем електропостачання.

Дані методичні вказівки складаються з двох частин: частина I стосується робіт, що виконуються на п'ятому, а розділ II – на шостому семестрі навчання.

ПРАВИЛА ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ І ОХОРОНИ ПРАЦІ ЗДОБУВАЧІВ ПІД ЧАС РОБОТИ У ЛАБОРАТОРІЇ

Відповідальність за виконання правил техніки безпеки і охорони праці покладається на викладача, що проводить заняття у лабораторії. До роботи допускаються викладачі, лаборанти та здобувачі після проведення інструктажу з техніки безпеки і охорони праці та вивчення інструкцій з відміткою в журналі інструктажу під особистий підпис.

У лабораторії необхідно виконувати такі правила:

- працювати лише за спеціально обладнаними столами і стендами;
- не доторкатися одночасно опалювальних батарей і приладів, які можуть виявитися під напругою;
- струмопровідні частини та проводи установок ізолювати від можливого доторкання під час роботи.

Під час проведення лабораторних робіт забороняється:

- робити перемикання, приєднання в електричних схемах, що знаходяться під напругою;
- працювати без попередньо складеної схеми та підготовки для неї проводів;
- користуватися несправним інструментом та устаткуванням;
- залишати схеми увімкненими після закінчення роботи;
- знімати та переміщати попереджувальні або забороняючі плакати і знаки;
- захаращувати робоче місце сторонніми предметами;
- жити напругою схему без попередньої перевірки та дозволу викладача (або лаборанта);
- залишати без нагляду схему, що знаходиться під напругою;
- ходити по лабораторії без потреби та відволікати від роботи інших здобувачів.

Під час виникнення нещасного випадку необхідно:

- зняти напругу зі схеми;
- надати першу допомогу потерпілому;
- повідомити про випадок викладачеві (або лаборанту);
- за необхідності викликати швидку медичну допомогу.

ЧАСТИНА І

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 1

Структура та основне обладнання розподільних мереж

Мета роботи

Вивчити типові схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій сільськогосподарського призначення та основне обладнання розподільних мереж.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Вивчити типові схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій сільськогосподарського призначення.
- 2 Ознайомитися з основним обладнанням розподільних мереж.
- 3 Вивчити будову розподільчих пристроїв на прикладі комірки К-47.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Креслення, на яких показують з'єднання всіх елементів установки, що утворюють коло передачі електроенергії від джерела до споживача, називають схемою електричних з'єднань.

За виконанням розрізняють схеми повно лінійні (багатолінійні) та однолінійні, а за призначенням – принципові та монтажні.

На багатолінійних схемах всі три фази електроустановки показують окремо, на однолінійних схемах – однією лінією. Принципові однолінійні схеми мають всі елементи первинних кіл, у тому числі генератори, трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, пристрої захисту та автоматики, іншу апаратуру. На монтажних схемах показують все основне обладнання та прилади з урахуванням їх взаємного топографічного розташування, типу з'єднувальних проводів або кабелів, їх перерізів та марок. Монтажні схеми складають для виконання монтажних та ремонтних робіт, перевірки пристроїв автоматики та

захисту.

Схеми трансформаторних підстанцій розподільних мереж. Підстанції, як правило, розташовують поблизу центрів навантаження, причому на підстанціях всіх категорій здебільшого встановлюють два трансформатори. Встановлення одного трансформатора допускається тільки у тих випадках, коли забезпечується необхідна надійність електропостачання споживачів та інші умови.

За способом приєднання до живлячої лінії 110 або 35 кВ розрізняють підстанції тупикові (блочні), відгалужувальні, прохідні та вузлові.

Однотрансформаторні тупикові підстанції виконують за блоковою схемою «лінія – трансформатор» на стороні високої напруги з роз'єднувачем і запобіжниками (рис. 1.1 а), з роз'єднувачем, віддільником та короткозамикачем (рис. 1.1 г) або вимикачем та роз'єднувачами.

Відгалужувальні підстанції (рис. 1.1 б) встановлюють на відгалуженні від ЛЕП, яка проходить в даному районі. В цих схемах передбачено збереження живлення транзитної лінії при пошкодженні на відгалуженні. До прохідної підстанції (рис. 1.1 в) безпосередньо підходять транзитні лінії високої напруги 35–220 кВ.

У розподільних мережах основним обладнанням є трансформатор, високовольтний вимикач, короткозамикач, віддільник, роз'єднувач та ін.

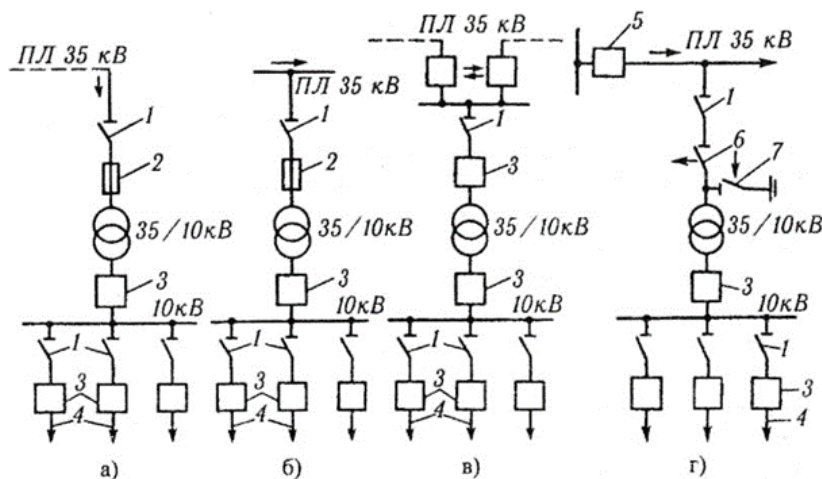


Рисунок 1.1 – Схеми трансформаторних підстанцій:

- а – тупикова; б – відгалужувальна; в – прохідна; г – з короткозамикачем та віддільником 1 – роз'єднувач; 2 – плавкий запобіжник; 3 – масляний вимикач; 4 – повітряні лінії 10 кВ; 5 – головний масляний вимикач; 6 – віддільник; 7 – короткозамикач

Трансформатор – статичний електромагнітний апарат, призначений для перетворення (пониження або підвищення) напруги у мережах змінного струму.

Високовольтний вимикач – електричний апарат, призначений для відключення та включення мереж високої напруги понад 1000 В під навантаженням (у робочому режимі) та під час коротких замикань. Він приводиться у дію релейним захистом та вручну. Головний високовольтний вимикач встановлюється на живильній підстанції на початку відхідної лінії (рис. 1.1 г).

Короткозамикач – електричний апарат, призначений для створення штучного короткого замикання на живильній лінії при пошкодженнях на підстанції з метою відключення головного вимикача на початку живильної лінії.

Віддільник – електричний апарат, призначений для відділення пошкодженої ділянки мережі, підстанції, якщо головний вимикач спрацював під час короткого замикання та знаходиться деякий час у відключеному стані впродовж безструмової паузи до моменту спрацювання автоматичного повторного включення (АПВ). Після повторного спрацювання головний вимикач знову вмикає всю лінію, а пошкоджена ділянка лінії або підстанція залишається відключеною віддільником. Схему підстанції з віддільником та короткозамикачем доцільно використовувати на відгалужувальній підстанції (рис. 1.1 г).

Роз'єднувач – електричний апарат, призначений для створення видимого розриву у мережах при виводі обладнання в ремонт, а також для зняття напруги з електроустановки при знятому навантаженні. Категорично забороняється відключати роз'єднувачами кола під робочим струмом та вмикати їх на навантаження.

Плавкий запобіжник – електричний апарат, призначений для захисту мереж від струмів короткого замикання. Він є апаратом одноразової дії з пофазним відключенням лінії, що захищається та не потребує зовнішніх вимірювальних і керуючих кіл. Схема підстанції з запобіжниками на стороні вищої напруги наведена на рис. 1.1 д.

Вимикач навантаження – електричний апарат, призначений для включення та відключення струмів навантаження мереж. Він не здатний вимикати струми короткого замикання.

Розподільчі пристрої (РП) – це електроустановки, призначені для прийому електроенергії від генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі і розподіл її між споживачами. До складу РП входять комутаційні апарати, збірні та з'єднувальні шини, вимірювальні прилади, пристрої автоматики та захисту.

Розподільні установки будують закриті та відкриті.

Закриті розподільні пристрої (ЗРП) встановлюють всередині будівлі і використовують для напруги 3–20 кВ, а при необхідності захисту обладнання від підвищеного забруднення атмосфери або при особливо важких кліматичних умовах – для напруги 35–220 кВ.

При обслуговуванні закритих РП ширина коридору повинна забезпечувати переміщення обладнання (в проміжку між огорожею) не менше 1 м при його односторонньому і 1,2 м при двосторонньому розміщенні. Ширина коридору управління, де знаходяться приводи вимикачів або роз'єднувачів, допускається 1,5 і 2 м.

З приміщення ЗРП передбачені виходи назовні, або в приміщення з неспалимими стінами, або перекриттям: один вихід при довжині РП до 7 м для виходу по кінцям і додаткові, при довжині понад 60 м, при цьому відстань від будь-якої точки РП до виходу не повинна перевищувати 30 м. Двері з РП повинні відкриватися назовні і мати самозакривні замки, які відкриваються без ключа зі сторони РП. Для забезпечення відведення теплоти від трансформаторів і реакторів необхідна вентиляція.

Вибухові коридори, а також коридори для обслуговування відкритих камер обладнують спеціальною витяжною аварійною вентиляцією, яка включається ззовні і розрахована на п'ятикратний обмін повітря в час.

Найбільше впровадження знайшли РП 6–10 кВ, які виготовляються із збірних модульних елементів у вигляді комплектних комірок заводського виконання (КРП).

Відкриті розподільні пристрої (ВРП) виконують на напругу 15 кВ і вище

та розміщуються на відкритому повітрі.

Для запобігання розтікання мастила і знешкодження можливої пожежі при пошкодженні маслоснаповнених апаратів з кількістю мастила понад 1000 кг (в одному баці) і бакових масляних вимикачів 110 кВ і вище повинні бути передбачені маслоприймачі, масловідводи та маслозбірники.

Об'єм маслоприймачів розрахований на сприймання 100 % мастила трансформатора або 80 % мастила баку вимикача. На дно маслоприймачів кладуть крупний гравій, причому верхній рівень його шару повинен не менше ніж на 25 см перевищувати рівень прилеглої поверхні.

Всі апарати ВРП як правило розміщують на невисоких металевих чи залізобетонних основах. Гнучкі шини прикріплюють за допомогою підвісних ізоляторів до порталів, виконаних в основному з металевих конструкцій у вигляді прямокутних арок, а жорсткі шини – за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих стійках.

Кабелі оперативних кіл, кіл управління, релейного захисту, автоматики та повітропроводи прокладають в лотках із залізобетонних конструкцій без їх заглиблення в землю, чи в металічних лотках, які підвішені до конструкцій ВРП. При спорудженні ВРП огороження обов'язкове.

Перевагами відкритих РП є менший порівняно із ЗРП об'єм будівельних робіт (відсутність будівель), їх вартість і час виконання, а їх недоліками – незручність обслуговування при низьких температурах і велика площа. Окрім цього, апарати, які входять до ВРП піддаються забрудненню і коливанням температури. При низьких температурах і під час ожеледиці значно погіршується робота приводів, особливо роз'єднувачів або віддільників, що при дистанційному управлінні призводить до недоувімкнень, тому що оператор не бачить операції «увімкнення – відключення» або вона відбувається автоматично (наприклад, під час короткого замикання).

Комплектні розподільні пристрої (КРП) – це розподільчі пристрої, що складаються із закритих металевих шаф, в яких змонтовані комутаційні апарати, пристрої захисту і автоматики. Вони доставляються у зібраному або у повністю підготовленому для складання вигляді.

Переваги КРП призвели до майже повного витіснення РП 6–35 кВ старого типу, обладнання яких складалося на місці монтажу. Шафи КРП виготовляють на спеціалізованих підприємствах за відпрацьованими технологічними процесами, у результаті чого різко скорочуються трудові витрати на електромонтажні роботи і чисельність зайнятого на монтажі персоналу, а також терміни будівництва і вводу в експлуатацію об'єктів, підвищуються якість і надійність підстанцій. У приміщенні розподільчі пристрої набираються з окремих шаф КРП з вбудованими у них електричними апаратами.

За методом встановлення опор і приладів шафи КРП можуть бути стаціонарного (які монтуються безпосередньо в корпус нерухомо) і висувного (які монтуються на висувному елементі) типів.

За конструкцією КРП бувають двох типів: приставного встановлення з одностороннім та з двостороннім обслуговуванням. У першому випадку відсутні двері шафи, а його фасадом є фасад висувного елемента, а у другому випадку всі шафи КРП мають фасадні двері, які закривають їх при знаходженні висувного елемента, як в робочому, так і у контрольному положенні.

Навики експлуатації КРП показали, що найбільш надійні та зручні при обслуговуванні і ремонті є КРП з висувними елементами (за необхідності легко замінити пошкоджені висувні елементи).

Висувний елемент може займати у шафі КРП такі фіксовані відомості: робоче, при якому головні і допоміжні кола шафи замкнені (візок знаходиться у корпусі шафи), контрольне, при якому головні кола шафи розімкнені, а допоміжні замкнені (візок в корпусі шафи), ремонтне, коли висувний елемент знаходиться поза корпусом шафи і його головні і допоміжні кола розімкнені. Висувний елемент у межах корпусу шафи і поза ним може переміщуватись вручну і механізовано.

Струмопровідні частини КРП виконують шинами із алюмінію або твердих алюмінієвих сплавів.

У шафах КРП передбачене механічне блокування, яке не допускає: увімкнення вимикача при проміжному (між робочим і контрольным) положенні висувного елемента; увімкнення заземлюючих ножів роз'єднувачів (в робочому

положенні висувного елементу); увімкнення роз'єднувачів при включених вимикачах головного кола і заземлюючого роз'єднувача і навпаки; вкочування і викочування висувного елементу з роз'єднувачами під навантаженням (для шаф без вимикачів). Крім того, у шафі вбудоване блокування зовнішніх приєднань при роботі із заземлюючими роз'єднувачами.

Шафи з КРП мають вказівники робочого і контрольного положень висувного елементу. У всіх шафах при викочуванні висувного елемента прорізи з нерухомими роз'ємними контактами головного кола автоматично зачиняються шторками з пристроями для їх замикання. Відсік чи блок шаф, в яких розміщується висувний елемент, повинен мати розвантажувальний клапан для обмеження надлишкового тиску в місці, в якому виникла електрична дуга короткого замикання і надійного захисту персоналу. В обмеженому замкнутому просторі КРП повітря навколо дуги швидко нагрівається, внаслідок чого виникає надлишковий тиск, динамічно діючий на стінки шафи або її відсіки. Найбільший надлишковий тиск встановлюється протягом 20 мс, після чого відчиняється розвантажувальний клапан і тиск починає знижуватись, що виключає деформацію шаф і викид гарячих газів у коридор керування.

У наш час широко застосовують шафи КРП з малооб'ємними масляними вимикачами ВМПЕ-10 з вбудованим електромагнітним приводом, ВМПП-10 з вбудованим пружинним приводом, ВМП-10К з електромагнітними ПЕ-11 і пружинними ПП-67 приводами, а також КРП з маломасляними колонковими вимикачами ВК-10.

Позначення серій КРП розшифровується так: літери К, Р, П – комплектний, розподільний пристрій, римські цифри XII, XXVI та ін. – виробничий номер серії (до 28-ї серії вони позначаються римськими цифрами, а починаючи з 30-ї-арабськими, наприклад, К-37, К-47, К-101).

Комплектні розподільні пристрої зовнішнього виконання (КРПЗ) призначені для відкритого встановлення поза приміщенням. Шафи КРПЗ використовують на підстанціях в сільській місцевості, в комплектних трансформаторних підстанціях (КТП) з напругою на високій стороні 35, 110 і 220 кВ. Перехід на такі шафи дав великий економічний ефект під час капітального

будівництва і значне зменшення трудовитрат на експлуатацію.

За виконанням шафи КРПЗ поділяють на три групи:

- шафного типу з вбудованим обладнанням та апаратурою і наявністю коридора для одностороннього обслуговування. Задня і бокові стінки крайніх шаф являються одночасно стінками приміщення РП;

- шафного типу з висувними елементами. Шафа, що являє собою самостійний елемент, може бути встановлена на відкритому повітрі. У ній передбачено двостороннє обслуговування вбудованого обладнання і апаратури, для чого на фасаді і на задній стінці виконані двері. Обслуговування обладнання і встановлення висувних елементів у випробувальне і ремонтне відомості здійснюються при відчинених дверцятах шаф;

- шафного типу без висувних елементів, тобто зі стаціонарно встановленими вимикачами, трансформаторами напруги або іншими апаратами.

До шаф КРПЗ висувають переважно такі самі вимоги, що і до шаф КРП, включно з додатковими вимогами щодо забезпечення нормальної експлуатації КРПЗ на відкритому повітрі, під час будь-яких погодних умов і для будь-якого кліматичного району.

Шафи КРПЗ мають ущільнення, що забезпечують захист апаратури від забруднення і атмосферних опадів. Оскільки шафи не абсолютно герметичні, КРПЗ не призначені для роботи в середовищі з вологістю повітря більше 80 %, небезпечному у відношенні вибуху і пожежі, а також у середовищі з хімічно-активними газами і струмопровідним пилом. Вони розраховані для роботи при температурі довкілля від -40 до $+35^{\circ}\text{C}$.

Широко розповсюджені в експлуатації шафи КРПЗ серії К-37, К-47 і ін.

Комплектний пристрій К-37 складається із окремих шаф і загального бризкахищеного коридору управління, наявність якого наближає умови експлуатації К-37 до умов закритих РП. Конструкція шаф не призначена для їх поодинокі установки. У шафах КРПЗ передбачена повітряна ізоляція, при цьому відстань між струмопровідними частинами різних фаз становить 130 мм, а між струмопровідною частиною і заземленими частинами – 120 мм. Кожна шафа має необхідний захист.

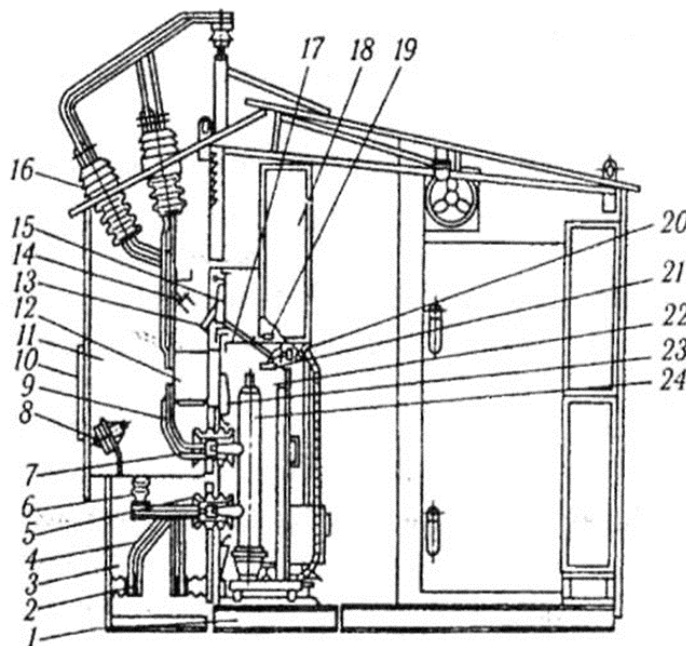


Рисунок 1.2 – Шафа КРПЗ серії К-47 з вимикачем:

1 – рамка основи; 2 – збірні шини; 3, 11, 22 – відсіки (збірних шин, лінійного і висувного елемента); 4, 9 – відпайки; 5, 6, 16 – ізолятори з нерухомим шинним контактом, опорний і прохідний; 7 – нерухомий лінійний контакт в прохідному ізоляторі; 8 – вентилятор; 10 – люк; 12 – трансформатор струму; 13 – заземлювальний роз'єднувач; 14 – нерухомий контакт заземлюючого роз'єднувача; 15, 17 – розвантажувальні клапани лінійного відсіку і відсіку висувного елемента; 18 – релейна шафа; 19 – кінцевий вимикач; 20 – штепсельний роз'єм; 21 – привод заземлюючого роз'єднувача; 23 – шторка; 24 – вимикач на висувному елементі.

Для забезпечення нормальної роботи комплектних пристроїв серії К-37 при від'ємних температурах довкілля, а також в умовах випадіння роси передбачені автоматичні пристрої підігріву, а для обдуву вимикачів ВМПП-10 і ВМПЕ-10 на номінальні струми 1600 А, що використовуються у цих КРП, наявний вентилятор.

Шафи КРПЗ ліній, які відходять обладнані розвантажувальними клапанами, що мають допоміжні контакти. Під час виникнення коротких замикань з електричною дугою спрацьовує розвантажувальний клапан.

Комплектні розподільчі пристрої серій К-47, які виготовляють замість К-37, є досконалішими за конструкцією. Їх особливістю є застосування маломасляних колонкових вимикачів ВК-10 і ВКЕ-10. Ці шафи є цілком зібраним блоком з виконаним монтажем електричних схем головних і допоміжних кіл, змонтованим коридором керування.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Принципові схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій сільськогосподарського призначення та їх опис.
- 3 Опис основного обладнання розподільних мереж.
- 4 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Типи трансформаторних підстанцій за способом приєднання до живильної лінії.
- 2 Типові схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій сільськогосподарського призначення.
- 3 Основне обладнання розподільних мереж та його характеристика.
- 4 Призначення розподільних пристроїв та їх класифікація.
- 5 Особливості виконання закритих РП.
- 6 Особливості виконання відкритих РП.
- 7 Навіщо у закритих РП використовують комплектні РП;
- 8 Які переваги надає використання висувного елемента КРП?
- 9 Яке позначення та маркування РП?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 2
Вивчення будови роз'єднувачів, віддільників,
короткозамикачів і приводів до них

Мета роботи

Вивчити будову та призначення роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів і приводів до них.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи, у тому числі елементи конструкції, принцип дії, призначення та технічні характеристики роз'єднувачів і приводів до них РВ-10 із приводом ПР-2, РЛНД-10 із приводом ПРН-10М, РНД-35 із приводом С1, віддільником ОД-110 і короткозамикачем КЗ-110.

2 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

1 Розглянути конструкцію роз'єднувача РВ-10/400.

2 Вивчити керування струмопровідними рухомими контактами і заземлювальними ножами за допомогою ручного привода ПР-2.

3 Навести паспортні дані роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Роз'єднувачі (рис. 2.1) призначені для включення та відключення ділянки трифазного електричного ланцюга змінного струму частотою 50 Гц за відсутності навантажувального струму та забезпечення видимого ізоляційного проміжку між розведеними контактами.

Роз'єднувачі серії РВ застосовуються:

- для комутування під напругою ділянок електричного ланцюга за відсутності навантажувального струму, а також для перетворення схеми з'єднання;
- для безпечного виконання робіт на відключеній ділянці ланцюга.

Структура умовного позначення роз'єднувача на номінальну напругу 10 кВ:

PB-10/X1-X2-ZW УЗ

де Р – роз'єднувач;

В – внутрішнє встановлення;

X1 – номінальний струм:

400 А;

630 А;

X2 – кількість заземлювачів:

00 – Без заземлювачів;

03 – Заземлювач на боці нижніх або верхніх контактів;

33 Заземлювачі на стороні нижніх та верхніх контактів;

Z – ізолятор:

Н – упорний ізолятор;

П – прохідний ізолятор;

W – міжполюсна відстань:

1 – 200 мм;

2 – 250 мм;

УЗ – кліматичне виконання.

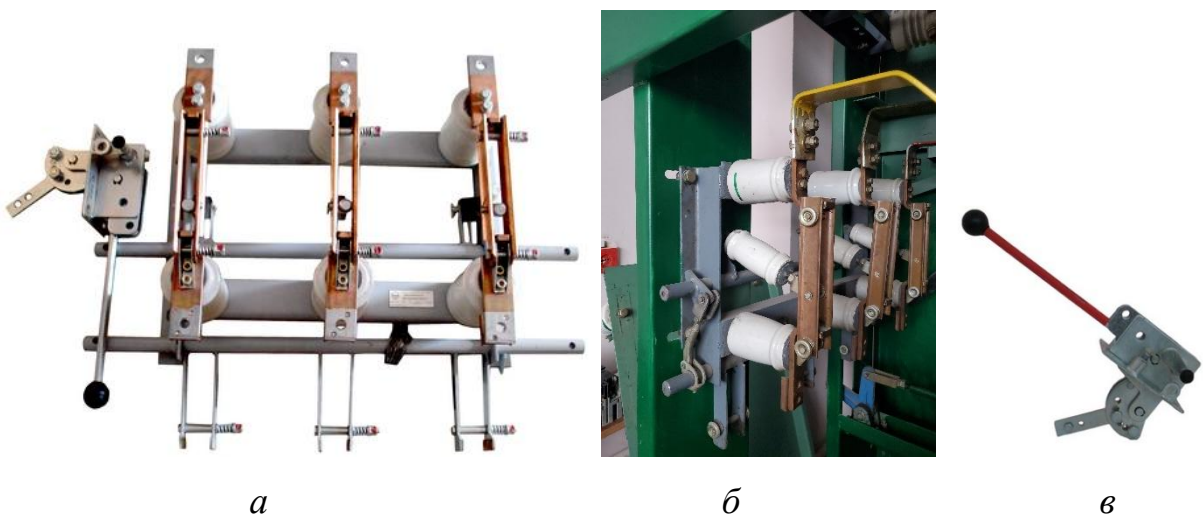


Рисунок 2.1 – Роз'єднувач РВ-10 (а) та він же у складі КСО-72 (б), представлений у лабораторії кафедри енергетики та ЕТС СНАУ, а також привід ручний для роз'єднувачів та заземлювачів (в)

Існує чотири **виконання приводу ручного для роз'єднувачів**:

- виконання 1. ПР лівий із лівим блокуванням;
- виконання 2. ПР лівий із правим блокуванням;
- виконання 3. ПР правий із лівим блокуванням;
- виконання 4. ПР правий із правим блокуванням.

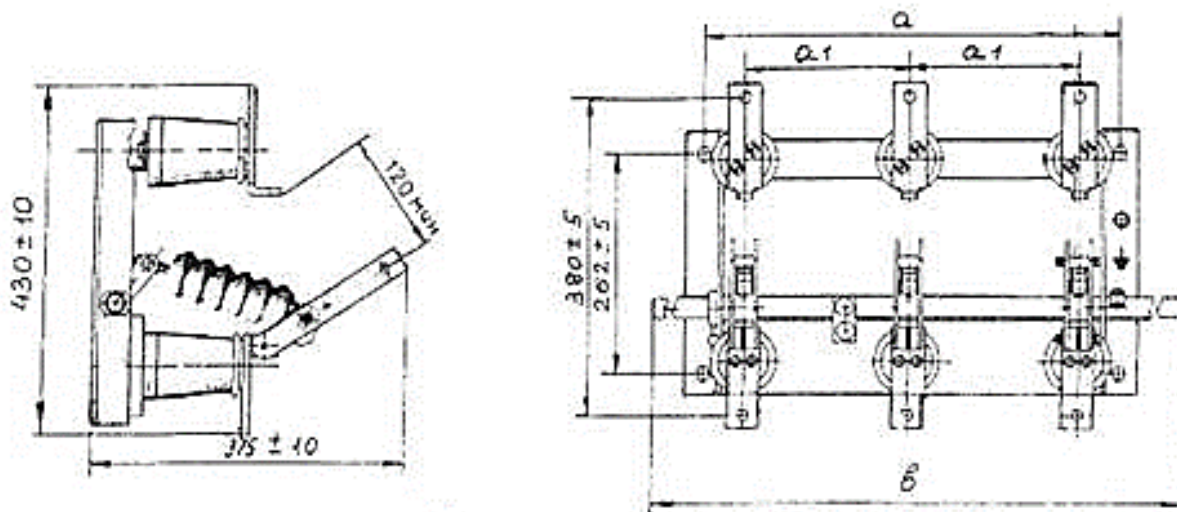


Рисунок 2.2 – Роз'єднувач РВ-10 на 400, 630 А без заземлювачів

Таблиця 2.1 – Основні технічні характеристики роз'єднувачів РВ-10 на 400, 630 А без заземлювачів (рис. 2.2)

Тип апарата	Габаритні розміри, мм			Маса, кг	Ном. струм, А	Напруга, кВ
РВ-10/630-00-Н1УЗ	500 ± 10	200 ± 5	755 ± 10	26,7 ± 1,8	630 – 400	10
РВ-10/630-00-Н2УЗ	600 ± 10	250 ± 5	850 ± 10	28,7 ± 1,8		

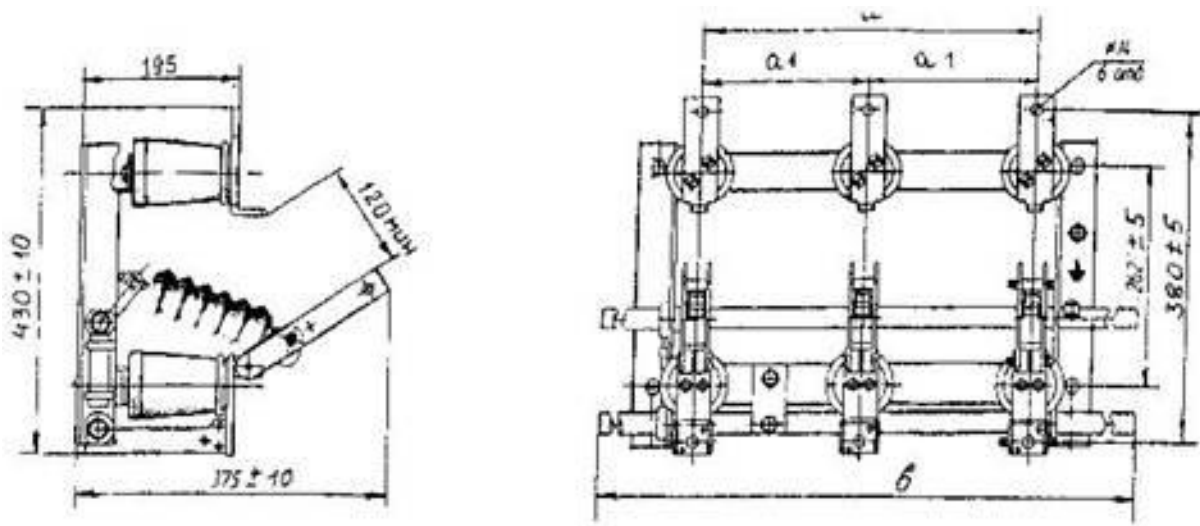


Рисунок 2.3 – Роз’єднувач РВ-10 на 400, 630 А із
заземлювачами на стороні нижніх або верхніх контактів

Таблиця 2.2 – Основні технічні характеристики роз’єднувачів РВ-10 на 400, 630 А із заземлювачами на стороні нижніх або верхніх контактів (рис. 2.3)

Тип апарата	Габаритні розміри, мм			Маса, кг	Ном. струм, А	Напруга, кВ
РВ- 10/630- 03-Н1УЗ	500 ± 10	200 ± 5	755 ± 10	34,2 ± 2,4	630 – 400	10
РВ- 10/630- 03-Н2УЗ	600 ± 10	250 ± 5	850 ± 10	37,2 ± 2,6		

Роз’єднувачі РЛНД-1 призначені для включення і відключення під напругою знеструмлених ділянок ланцюга високої напруги.

Роз’єднувачі РЛНД-1 призначені для включення і відключення під напругою знеструмлених ділянок ланцюга високої напруги, а також заземлення відключених ділянок за допомогою стаціонарних заземлювачів.



Рисунок 2.4 – Роз'єднувач РЛНД-10/400

Роз'єднувач РЛНД-1 виконаний у вигляді триполюсного (на загальній рамі) апарату горизонтально-поворотного типу, кожен полюс якого має один поворотний і один нерухомий ізолятори, на яких розташована контактна система. Роз'єднувач РЛНД має один або два стаціонарних заземлювача. Розмикання з'єднання головного і заземлюючого контуру здійснюються через ламельні контакти, контактне натискання в яких створюється пружинами. Основні частини роз'єднувач РЛНД, виконані з чорних металів, мають стійке антикорозійне покриття – гарячий або гальванічний цинк.

Роз'єднувачі РЛНД керуються приводом ПРН-10 МУ1. Приводи мають механічне блокування між головними ножами і заземлювачем.

У структурі *умовного позначення роз'єднувача* РЛНД-10 застосовують:

Р – роз'єднувач;

Л – лінійний;

Н – зовнішнього встановлення;

Д – кількість опорних ізоляторів (два);

10 – номінальна напруга, кВ;

1, 2 – кількість заземлювачів;

Б – посилене виконання ізоляції;

200, 400 – номінальний струм роз'єднувача, А;

УХЛ – кліматичне виконання;

1 – категорія розміщення;

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики роз'єднувачів РЛНД-10

Параметр	Одиниця вимірювання	РЛНД-1-10Б/200УХЛ1	РЛНД-1-10Б/400НУХЛ1
Номінальна напруга	кВ	10	10
Найбільша робоча напруга	кВ	12	12
Номінальний струм	А	200	400
Струм електродинамічної стійкості	кА	15,75	25
Струм термічної стійкості	кА	6,3	10
Час протікання струму термічної стійкості	с	3	1
• для головних ножів • для заземлювачів		3	1
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції	см	30	30
Допустиме натягіння приводу	Н	200	200
Габаритні розміри	мм	1045x510x450	1045x510x450
Маса	кг	43	43

Роз'єднувачі високовольтні зовнішнього встановлення у мережах напругою 35 кВ серії РНД і РНДЗ призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричних ланцюгів високої напруги, що знаходяться під напругою, а також заземлення відключених ділянок за допомогою заземлювальних ножів (за наявності).



Рисунок 2.5 – Роз'єднувач РНД-35/1000 У1

Структура умовного позначення роз'єднувача РНДЗ.1а-35/З У1:

- Р – роз'єднувач;
- Н – зовнішнього встановлення;
- Д – двоколонковий;
- З – із заземлюючими ножами (без заземлюючих ножів індекс відсутній);
- Х – кількість та розташування заземлюючих ножів (1а – з одним ножом з боку головного ножа з ламелями, 1б – без ламелей, 1 – з будь-якої сторони, 2 – з двома ножами);
- 35 – номінальна напруга, кВ;
- Б – посилене виконання ізоляції – категорія Б згідно з ГОСТ 9920 (при нормальному виконанні індекс відсутній);
- З – номінальний струм, А (1000, 2000);
- У1, – кліматичне виконання та категорія розміщення за ГОСТ 15150-69 та ГОСТ 15543-70.

Роз'єднувачі на 35 кВ серії РНД та РНДЗ класифікуються за струмом та за наявністю ножів заземлення:

- РНД-35/1000 У1, РНД-35Б/1000 У1 – без ножів заземлення;
- РНДЗ.1а-35/1000 У1 – з одним ножом заземлення з боку головного ножа з ламелями;
- РНДЗ.1б-35/1000 У1, РНДЗ.1б-35Б/1000 У1, РНДЗ.1б-35/2000 У1, РНДЗ.1б-35Б/2000 У1 – з одним заземлюючим ножом з боку головного ножа без ламелей;

- РНД3.1-35/1000 У1, РНД3.1-35Б/1000 У1, РНД3.1-35/2000 У1, РНД3.1-35Б/2000 У1 – з одним ножом заземлення з будь-якої сторони;
- РНД3.2-35/1000 У1, РНД3.2-35Б/1000 У1, РНД3.2-35/2000 У1, РНД3.2-35Б/2000 У1 – з двома ножами заземлення.

Роз'єднувачі виготовляються у вигляді окремих полюсів, що з'єднуються на місці монтажу з приводами, та між собою – за допомогою з'єднувальних елементів в одно-, дво- чи триполюсний апарат.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики роз'єднувачів РНД і РНДЗ

Виконання за номінальною напругою	Номінальний струм, А	Струм термічної стійкості, кА	Струм електродинамічної стійкості, кА	Тривалість КЗ головних ножів, с	Допустиме навантаження проводів, Н
Роз'єднувачі 35 кВ 1000 А: РНД-35/1000 У1, РНД-35Б/1000 У1, РНД3.1а-35/1000 У1, РНД3.1б-35/1000 У1, РНД3.1б-35Б/1000 У1, РНД3-1-35/1000 У1, РНД3-1-35Б/1000 У1, РНД3-2-35/1000 У1, РНД3-2-35Б/1000 У1	1000	25	63	3	500
Роз'єднувачі 35 кВ 2000 А: РНД3.1б-35/2000 У1, РНД3.1б-35Б/2000 У1, РНД3.1-35/2000 У1, РНД3.1-35Б/2000 У1, РНД3.2-35/2000 У1, РНД3.2-35Б/2000 У1	2000	31,5	80	3	780

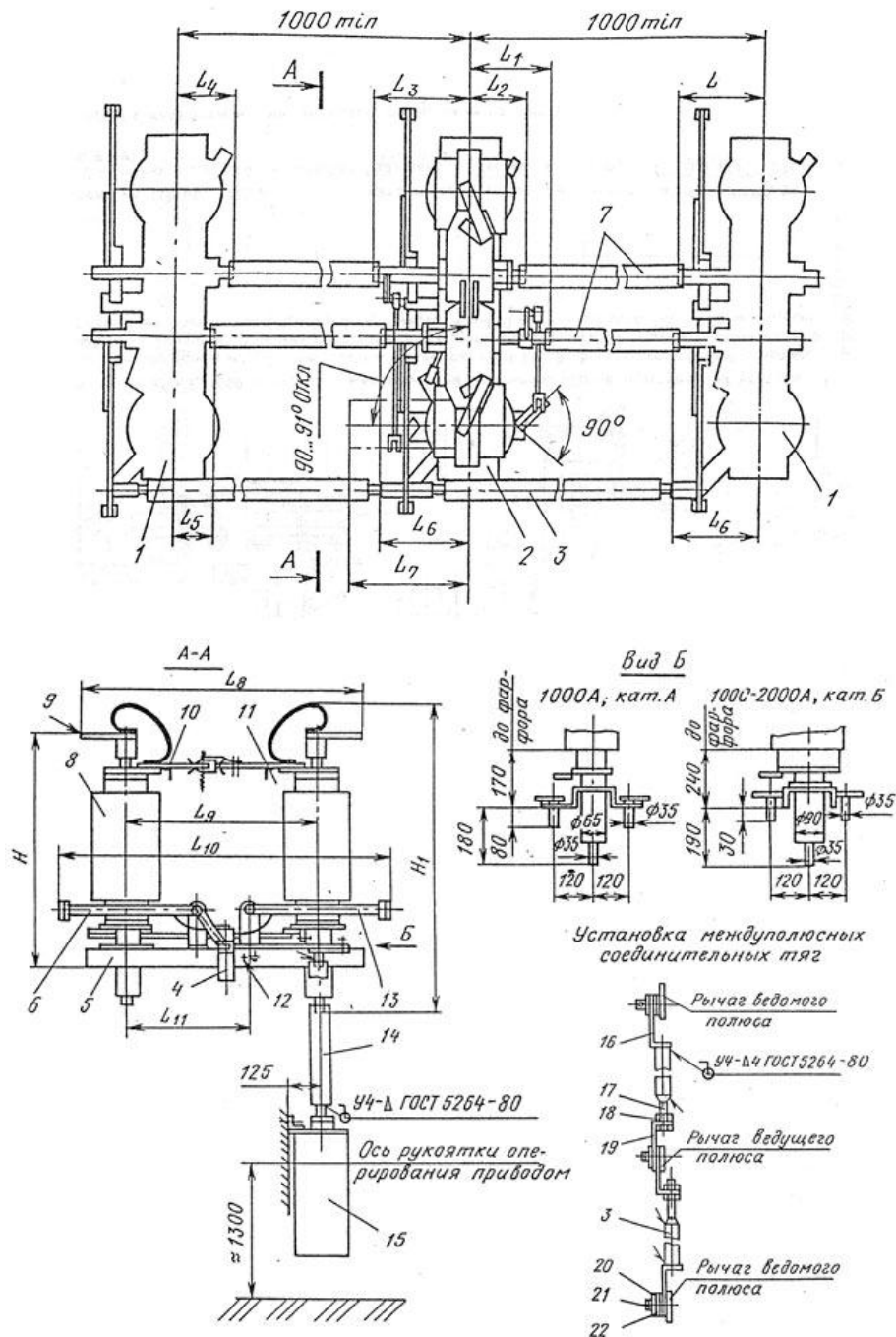


Рисунок 2.6 – Характерні розміри роз'єднувача РНД-35

Загальний вигляд, габаритні, настановні та приєднувальні розміри роз'єднувача (рис. 2.6): 1 – полюс ведений; 2 – полюс провідний; 3 – труба 25 х3, 2; 4 – контактний висновок заземлювального контуру; 5 – цоколь; 6, 13 – ножі заземлення; 7 – труба 45х6; 8 – ізолятор; 9 – контактний вивід головного струмопровідного контуру; 10 – контактний ніж із ламелями; контактний ніж без ламелей; 12 – болт заземлення; 14 – труба 32х3,2; 15 – привід; 16, 19 – накладки; 17 – вставка; 18 – гайка М16; 20 – шайба 20х1; 21 – шплінт 5х28; 22 – шайба 20х4.

Таблиця 2.5 – Габаритні, монтажні та приєднувальні розміри роз'єднувача РНД (рис. 2.6)

Тип	L	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	H	H1
На 1000 А (кат. А)	210	210	155	270	55	20	240	340	775	540	1070	330	645	870
На 1000 А (кат. Б)	260	220	160	260	160	220	250	405	855	620	1280	370	820	1100
На 2000 А (кат. Б)	260	220	160	260	160	220	250	405	944	620	1280	370	870	1140

Віддільник – це однополюсний апарат двоколонкового типу, розворот ножів виконаний по горизонталі. У цьому пристрої всі полюси з'єднані на місці монтажу триполюсний апарат, керований одним єдиним приводом. У відокремлювачах кожен із полюсів має раму, дві колонки ізоляторів, струмопровідну систему.

Віддільник ОД-110/1000 У1 використовуються для відключення пошкодженої ділянки лінії в автоматичному режимі або трансформатора після короткого штучного замикання. Даний пристрій застосовується для включення/вимкнення ділянок схеми, які знаходяться без напруги, а також відключення/вмикання індуктивних струмів холостого ходу трансформаторів, ємнісних струмів не навантажених ліній.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики віддільника ОД-110/1000 У1

Параметри	Значення
Повний час відключення без ожеледі, с	0,38
Струм термостійкості, кА	31,5
Граничний наскрізний струм, кА	80
Маса відокремлювача ОД-110/1000 У1, кг	290
Комплектний привід, тип	ПР-2УХЛ1 ПРО-1ХЛ1

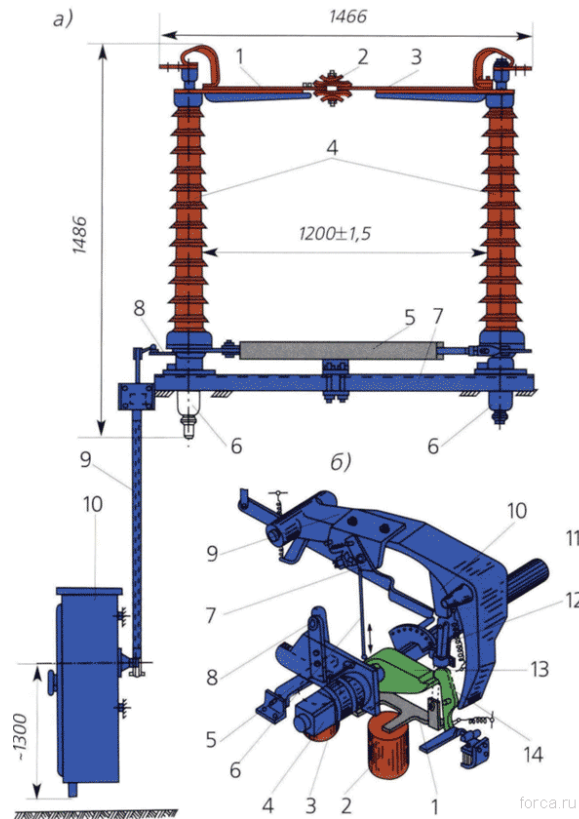


Рисунок 2.7 – Віддільник ОД-110 (а) і його привід (б):

віддільник (а): 1, 3 – ножі; 2 – контактний пристрій; 4 – ізоляційні колонки;

5 – кожух розмикальної пружини; 6 – підшипники; 7 – рама; 8 – важіль;

9 – тяга; 10 – привід віддільника;

привід віддільника (б): 1 – планка; 2 та 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 стійка;

13 – важіль; 14 – лямка

Короткозамикач – електричний апарат, призначений створення штучного короткого замикання, у разі пошкодження внутрішнього силового трансформатора в ланцюзі якого по стороні вищої напруги від встановлений в парі з віддільником. При такому КЗ, дією лінійних захистів на живлять підстанціях ВЛ знеструмлюється, пошкоджений трансформатор від’єднується від мережі відключення віддільника, а лінія включається в роботу дією АПВ.

У мережах 110–220 кВ короткозамикатели мають один полюс, у мережах 35 кВ – два. Рухомий ніж включається дією взведенням пружин короткозамикача.

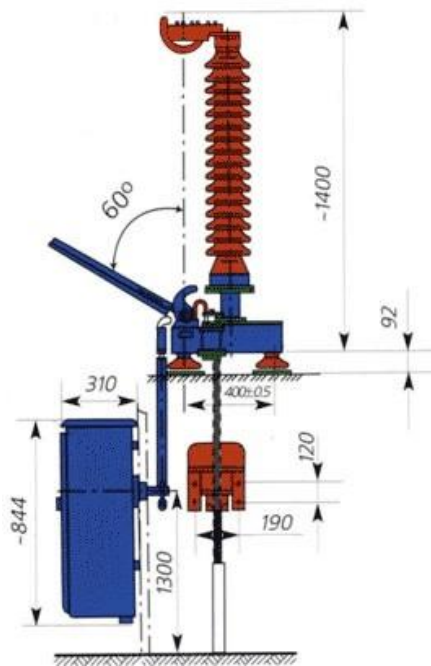


Рисунок 2.8 – Монтажна схема короткозамикача КЗ-110 (а)
і його зовнішній вигляд (б)

За результатами розгляду електричних апаратів необхідно заповнити табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики комутаційних апаратів

Номер пози- ції	Тип вимикач а	Номіна- льна напруга, кВ	Номіна- льний струм, А	Номіна- льний струм увімкне- ння, кА	Максим. струм термічної стійкості, кА/с	Час відключе- ння (із приводом , с	Час увімкне- ння (із приво- дом), с	Тип приво- да

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Основні складові частини роз'єднувачів і вимикачів навантаження.
- 3 Основні складові частини віддільників і короткозамикачів.

- 4 Конструктивні особливості приводів до роз'єднувачів і вимикачів навантаження.
- 5 Конструктивні особливості приводів до віддільників і короткозамикачів.
- 6 Таблиця з основними паспортними даними устаткування (див. табл. 2.7).
- 7 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Для чого потрібні роз'єднувачі?
- 2 Чому роз'єднувачами не можна відключати струми навантаження і короткого замикання?
- 3 Де застосовують роз'єднувачі РВ-10/400, РЛНД-35/1000?
- 4 Як здійснюється керування роз'єднувачем?
- 5 Як виконано блокування основних і заземлювальних ножів?
- 6 Чим відрізняються вимикачі навантаження від роз'єднувачів?
- 7 Чому послідовно з вимикачем навантаження встановлюють запобіжник?
- 8 Яке призначення короткозамикачів і віддільників?
- 9 Чим відрізняються віддільники і короткозамикачі від роз'єднувачів?
- 10 Особливості керування короткозамикачами та віддільниками.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 3

Вивчення високовольтних вимикачів і приводів до них

Мета роботи

Вивчити призначення, конструкцію і принцип дії масляних і вакуумних вимикачів і приводів до них.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Вивчити конструкцію вимикачів ВМГ-10, ВМП-10, ВММ-10, ВВВ-10.
- 3 Вивчити процес гасіння дуги у вимикачах.
- 4 Вивчити принцип дії приводів ПП-67, ПЕ-11.
- 5 Підготувати табл. 3.1.
- 6 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Вивчити на моделях конструктивні особливості вимикачів та їх модифікації.
- 2 Вивчити та записати основні технічні характеристики вимикачів.
- 3 Вивчити принцип гасіння дуги у дугогасній камері при великих і малих струмах короткого замикання.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Високовольтні вимикачі є важливими комутаційними апаратами високовольтних установок. Вони призначені для оперативних комутацій кіл високої напруги при нормальних режимах роботи та автоматичного вимикання цих кіл при аварійних режимах (перевантаження, КЗ), тому вимикачі повинні мати високу надійність в роботі, достатню електромеханічну стійкість, відносно велику швидкість відключення, а також мати просту конструкцію, невеликі розміри та масу.

Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення короткого замикання. У зв'язку з цим до масляних вимикачів ставлять ряд вимог, основними з яких є:

- безвідмовність відключення струмів перевантаження і короткого замикання;
- можливість багаторазового вмикання і вимикання без розрегулювань і пошкоджень окремих вузлів і деталей;
- здатність довгострокового витримування комутаційних і робочих перенапруг;
- спроможність витримування можливих в експлуатації короточасних перенапруг без пошкодження ізоляції;
- спроможність довгострокового пропускання робочого струму без небезпечного нагрівання струмопровідних частин;
- здатність витримування визначених механічних навантажень, які виникають при нормальних режимах роботи;
- здатність до автоматичного повторного включення відразу після відключення;
- зручність для проведення профілактичних робіт тощо.

В окремих випадках висуваються й інші вимоги, що викликані особливими умовами роботи вимикачів або електроустановок, в яких їх використовують.

Вимикачі характеризуються такими параметрами:

1) номінальна напруга $U_{ном}$ найвища із стандартних лінійних напруг, при якій гарантується робота головного кола вимикача. Вимикачі повинні надійно працювати при напругах, що перевищують номінальну напругу на 10 - 15%. Найбільша номінальна робоча напруга, на яку розрахована робота головного кола, має назву номінальної напруги вимикача. Величини номінальної і найбільшої робочої напруги в основному визначають довжину, ширину і висоту (тобто габарити) вимикача.

2) номінальний струм $I_{ном}$ – струм, на який вимикач призначений для тривалої роботи.

Під час протікання номінального струму струмопровідними частинами вимикача їх нагрів не повинен перевищувати розрахункові температури: 75°C – для контактів і 90°C – для оголених частин, які знаходяться у мастилі.

3) номінальний струм вимкнення $I_{\text{вимк.ном.}}$

4) найбільший струм короткого замикання (діюче значення), який вимикач спроможний вимкнути при напрузі, рівній найбільшій робочій напрузі при заданих умовах відновлення напруги і заданому циклу операцій.

Номінальний струм відключення визначається діючим значенням періодичної складової в момент розходження контактів.

5) вимикаючу здатність вимикачів характеризує також номінальна потужність вимкнення, яка залежить від номінального струму вимкнення та робочої напруги мережі:

$$S_{\text{відкл}} = \sqrt{3}U_{\text{роб.мах}} \cdot I_{\text{вимк}} \quad (3.1)$$

6) номінальний струм увімкнення $I_{\text{вкл.ном.}}$ – струм КЗ, який вимикач з відповідним приводом здатний включити без приварювання контактів та інших пошкоджень, при $U_{\text{ном}}$ і заданому циклі. У каталогах наводяться діюче значення цього струму $I_{\text{вкл.ном.}}$ і його амплітудне значення $i_{\text{вкл.ном.}}$;

7) допустимий відносний вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення $\beta_n, \%$;

8) стійкість при наскрізних струмів, що характеризується струмами термічної стійкості I_m і електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}}$ (діюче значення), $i_{\text{дин}}$ – найбільший пік (амплітудне значення); ці струми вимикач витримує у включеному положенні без пошкоджень, які можуть перешкоджати його подальшій роботі. Електродинамічностійким вважають такий вимикач, внутрішні й зовнішні частини якого здатні витримувати встановлені для нього ударні струми короткого замикання без будь-яких порушень, що перешкоджають подальшій роботі вимикача. Термічно стійким вважають такий вимикач, який здатний витримати проходження через нього струму короткого замикання певних

значень та тривалості без пошкодження і без перевищення температури, допустимої в разі короткого замикання;

9) цикл операцій – виконувана вимикачем послідовність комутаційних операцій із заданими інтервалами між ними. В експлуатації вимикач може неодноразово включатися на існуючі КЗ з наступним відключенням, тому ГОСТ 687-78Е передбачає для вимикачів певний цикл операцій;

10) власний час відключення – інтервал часу від моменту подачі команди до моменту припинення зіткнення дугогасильних контактів. Час відключення – інтервал часу від подачі команди на відключення до моменту згасання дуги у всіх полюсах. Час включення – інтервал часу від моменту подачі команди на включення до виникнення струму в колі;

11) параметри відновлення напруги – відповідно до нормованих характеристик власного перехідного відновлюється напруги (ПВН).

Вимикачі, які не призначені для АПВ, повинні допускати не менше п'яти операцій ВО (включення і негайного відключення) при струмах КЗ $0,6I_{\text{вимк.ном}}$ без огляду дугогасного пристрою.

Вимикачі, призначені для АПВ, повинні допускати в тих же умовах від 6 до 10 операцій В-О (включення і негайного відключення) залежно від $I_{\text{вимк.ном}}$.

Основними конструктивними частинами вимикачів є:

- контактна система з дугогасильним пристроєм;
- струмопровідні частини;
- корпус;
- ізоляційна конструкція;
- приводний механізм.

Високовольтні вимикачі класифікують за:

- конструкцією – масляні та безмасляні;
- родом установки – для внутрішніх та зовнішніх установок;
- тривалістю дії – швидкодіючі (час спрацювання менше 0,1 с) та нешвидкодіючі (час спрацювання більше 0,1 с).

За конструкційним особливостям і способом гасіння дуги розрізняють такі типи вимикачів:

- масляні бакові (масляні великооб’ємні (серії ВМ, МКП, У, С));
- маломасляні (масляні малооб’ємні (серії ВМП, МГГ, МГ, ВМК, ВГМ та ін.));
- повітряні (серії ВВГ, ВВУ, ВВН, ВВБ, ВВБК, ВВНВ);
- елегазові;
- електромагнітні (серії ВЕМ);
- вакуумні.

До особливої групи належать вимикачі навантаження, розраховані на відключення струмів нормального режиму.

Кожна група вимикачів володіє певними технічними характеристиками, зазначеними в каталогах, і має переваги і недоліки, що визначають області їх застосування.

Основний фактор, який визначає конструкцію вимикача – спосіб гасіння дуги. Виходячи з цього вимикачі бувають: масляні – дуга гаситься у мастилі; повітряні – дуга гаситься потоком стисненого повітря, що отримують від спеціального джерела; автогазові – дуга гаситься газами, що виділяються зі стінок камер під дією високої температури дуги; електромагнітні та вакуумні.

У високовольтних вакуумних вимикачах комутація (процеси замикання й розмикання електричного кола) відбувається у вакуумних дугогасних камерах. У цих камерах забезпечується глибокий вакуум, що характеризується тиском залишкових газів порядку 10^{-12} – 10^{-4} Па. Принцип дії вакуумних дугогасних камер засновано на гасінні електричної дуги струму відключення у вакуумі. Вакуумний міжконтактний проміжок характеризується високою електричною міцністю (вище ніж у трансформаторного мастила) і високої дугогасною здатністю.

Швидкість відновлення електричної міцності міжелектродного проміжку у вакуумних вимикачах значно вища, ніж у вимикачів інших типів. А оскільки контакти перебувають у глибокому вакуумі, то вони не окислюються, завдяки чому досягається їхня висока зносостійкість. Практика експлуатації показала, що контакти вакуумних вимикачів можуть працювати без обслуговування протягом усього терміну служби вакуумної камери (до 25 років).

Вмикають та вимикають високовольтні вимикачі вручну, дистанційно чи автоматично; механізм для вмикання та розмикання вимикача називають

приводом. Вал привода з'єднують з валом вимикача за допомогою системи важелів та тяг. Привод вимикача повинен забезпечувати необхідну надійність та швидкість дії, а при електричному керуванні – найменше споживання електроенергії.

Приводи вимикачів діляться на ручні прямої дії, електромагнітні соленоїдні, пружинні, пружинно-навантаженні, електродвигунові, пневматичні та ін.

Всі приводи мають механізм вільного розчеплення, який забезпечує вимикання навіть у випадках, коли рукоятка привода утримується у ввімкненому положенні. Останнє можливо при увімкненні вимикача на існуюче коротке замкнення. Відомі типи приводів: ручні прямої дії (ПРБА, ПРА); електромагнітні (ПЕ, ШПЕ); пружинні (ППМ-10, ППВ, ПП-74); пневматичні (ПВ, ШПВ).

Якісна перевірка й випробування високовольтних вимикачів разом з їхніми схемами керування й приводами на етапах монтажу, налагодження й при профілактичному обслуговуванні забезпечує тривалу й надійну їх роботу протягом усього терміну служби.

Вибір вимикачів. Під час вибору вимикачів необхідно врахувати 12 різних параметрів, але оскільки заводами-виробниками гарантується певна залежність параметрів вмикання і вимикання, то вибір вимикачів можна виконувати за найважливішими параметрами: за здатністю вимикати, електродинамічною і термічною стійкістю.

Вибір вимикачів напругою вище 1000 В відповідно до ГОСТ 687-70 виконують за такими параметрами, які подані в каталогах:

- 1) за напругою $U_{роб} \leq U_{ном}$;
- 2) за максимальним робочим струмом $I_{роб.мах} \leq I_{ном}$;
- 3) за електродинамічною стійкістю $I_{n0} \leq I_{дин}$, $i_{уд} \leq i_{дин}$;
- 4) за відключальною здатністю:
 - а) за симетричним струмом

$$I_{пг} \leq I_{ном.відк} , \text{ де } I_{пг} = I_{вимк.ном} ; \quad (3.2)$$

б) за асиметричним струмом

$$\left(\sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau}\right) \leq \sqrt{2}I_{вимк.ном} \cdot (1 + \beta_n), \quad (3.3)$$

де β_n – нормоване допустиме значення аперіодичного доданку в струмі КЗ, при $\tau \geq 0,1$ с задаються $\beta_n = 0,1$;

аперіодична складова струму короткого замикання

$$i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{вимк.ном}, \text{ або } i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.4)$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ; $\tau = 0,01 + t_{влв}$ – найменший час від початку КЗ до моменту розбіжності дугогасильних контактів (0,01 с – мінімальний час дії релейного захисту; $t_{влв}$ – власний час вимкнення вимикача).

5) за термічною стійкістю

$$B_{\kappa} \leq I_{т.ном}^2 \cdot t_m, \quad (3.5)$$

де $B_{\kappa} = I_{н.0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$ – тепловий імпульс;

$t_{відкл} = t_z + t_{вимк}$ (t_z можна брати таким, що дорівнює часу спрацювання резервного захисту, тобто 4 с), с.

Масляні вимикачі. Масляний вимикач – вимикач змінного струму високої напруги, головні контакти якого розміщуються в ємності, що заповнена трансформаторним мастилом та виконує функції дугогасильного середовища.

Принцип дії масляних вимикачів засновано на тому, що виникаюча між контактами дуга у процесі вимкнення ставиться в умови тісної взаємодії з мастилом – активним дугогасником. Це забезпечує ефективне охолодження дуги

в потоці газопарового середовища, яке утворюється самою дугою за рахунок випару і розкладання мастила.

Енергія, що виділяється у дузі масляних вимикачів, витрачається на:

- розкладання і рух мастила (близько 28 %);
- нагрівання і випар мастила (близько 9 %);
- розширення і нагрів газів і парів (близько 40 %);
- нагрів контактів (близько 7 %);
- тепловіддачу (близько 11 %);
- механічну деформацію бака (близько 5 %).

Масляні вимикачі ділять на бачкові (великооб'ємні) та горшкові (маломасляні). В бачкових вимикачах комутуючий пристрій усіх трьох фаз розміщено в загальному баці з мастилом. При цьому трансформаторне мастило використовується для гасіння дуги та для ізоляції струмовідних частин.

На сьогодні в мережах напругою 6–10 кВ найбільш широко використовуються маломасляні вимикачі різних типів.

Вимикачі, в яких мастило використовують як газогенеруючу речовину для гасіння дуги при вимкненні струмів, називають малооб'ємними масляними, чи маломасляними. Ці вимикачі застосовуються як в закритих, так і у відкритих розподільчих пристроях. Для ізоляції струмопровідних частин між собою і від заземлених конструкцій використовуються такі тверді ізолюючі матеріали як порцеляна, текстоліт, склопластик та ін. Малооб'ємні масляні вимикачі мають менші розміри, масу і вміст мастила, ніж бачкові масляні вимикачі, що полегшує ремонт і нагляд за ними, а також зменшує небезпеку вибуху і загоряння мастила. Дугогасний пристрій і контакти однієї фази (полюса) маломасляного вимикача для внутрішньої установки розміщують у сталевому бачку (горшку). Маломасляні вимикачі на напругу 35 кВ та вище мають порцеляновий корпус.

Класифікація масляних вимикачів. З точки зору конструктивних особливостей, а отже їхніх властивостей, маломасляні вимикачі можна розділити на такі групи:

1) Вимикачі, у яких контактна пара поміщена в сталевий корпус, ізольований від струмопровідних частин порцеляною ізоляцією (рис. 3.1 а). До

цієї групи відносяться маломасляні вимикачі типу ВМГ-10 (вимикач масляний горшковий) і ВПМ-10 (вимикач підвісний масляний). Раніше у цій групі випускалися вимикачі ВМГ-133.

2) Вимикачі, корпус яких виконаний з ізоляційного матеріалу. Зв'язок між рухомим контактом і струмопровідними частинами здійснюється за допомогою роликів контактів (рис. 3.1 б). До цієї групи відносяться вимикачі серії ВМП (вимикач маломасляний підвісний).

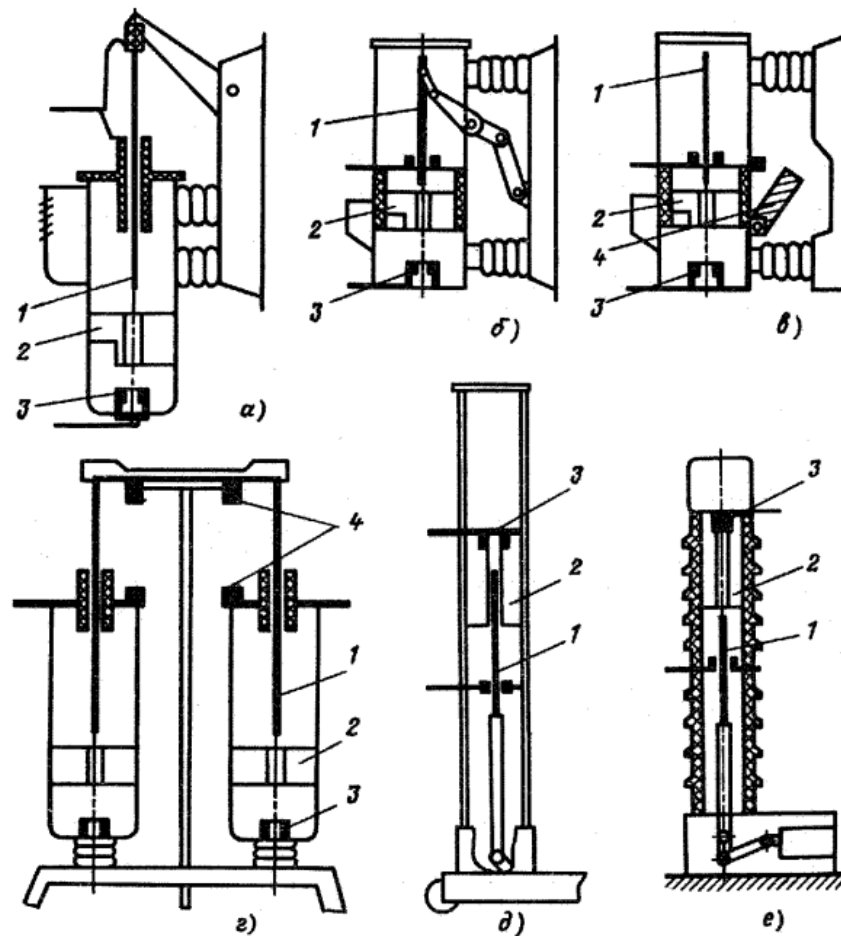


Рисунок 3.1 – Конструктивні схеми маломасляних вимикачів: 1 – рухомий контакт; 2 – дугогасна камера; 3 – нерухомий контакт; 4 – робочий контакт

3) Вимикачі для великих номінальних струмів з двома парами контактів (робочою та дугогасною). Робоча пара контактів розміщена поза дугогасною камерою. Ця група вимикачів має два розриви на фазу (рис. 3.1 в).

4) Вимикачі з великими струмами вимкнення, що мають два дугогасних і два робочих розриви на фазу (рис. 3.1 г). До цієї групи відносяться вимикачі серій

МГТ, МГ і ВГМ на напругу до 20 кВ. Робочі контакти дозволяють використовувати такі вимикачі в ланцюгах зі струмом до 12000 А.

5) Вимикачі маломасляні колонкові серії ВК, що знайшли широке поширення для КРУ висувного виконання (рис. 3.1 д).

6) Вимикачі маломасляні колонкові для напруги 35 кВ і вище з порцеляновим корпусом, заповненим мастилом (рис. 3.1 е). Вимикачі 35 кВ, 110 кВ мають один розрив на фазу, при більших напругах – два і більше.

Основні серії вимикачів. Вимикачі серії ВМП широко поширені у закритих розподільчих пристроях і КРУ на напругу 6–10 кВ, забезпечуються електромагнітним (ВМПЕ) або пружинним (ВМПП) приводом.

Зовнішній вигляд вимикача поданий на рис. 3.2.

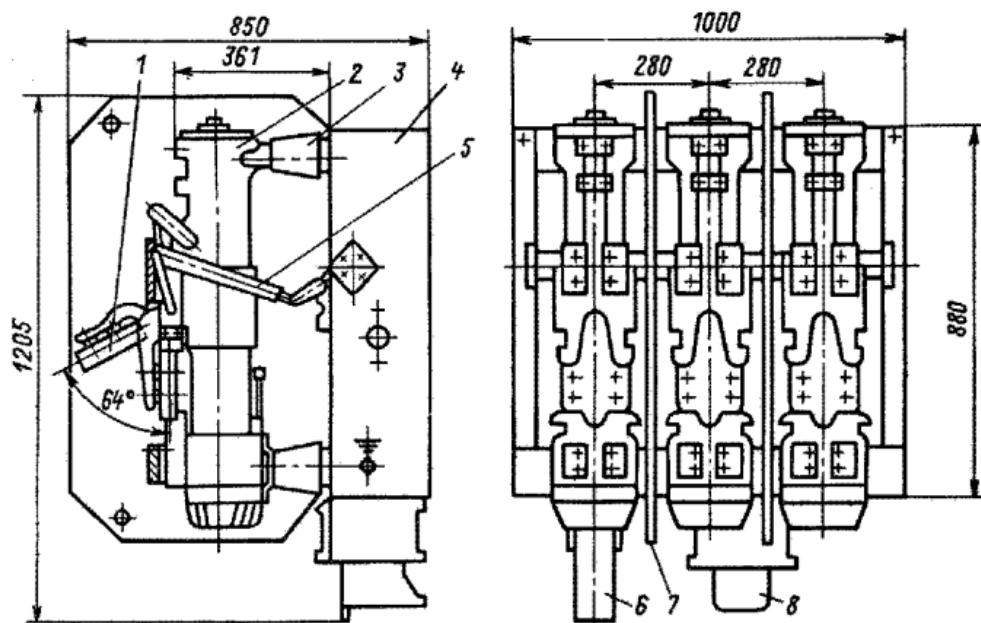


Рисунок 3.2 – Зовнішній вигляд вимикача ВМПЕ-10:

1 – рухомий контакт; 2 – корпус вимикача; 3 – ізолятор; 4 – стальна рама;
5 – ізоляційна тяга; 6 – контактор; 7 – ізоляційна перегородка; 8 – привод

Дугогасний пристрій 4 має центральний отвір для рухливого контакту 12 і поперечні щілини різної висоти для виходу газів. Принцип вимкнення великих струмів полягає в наступному.

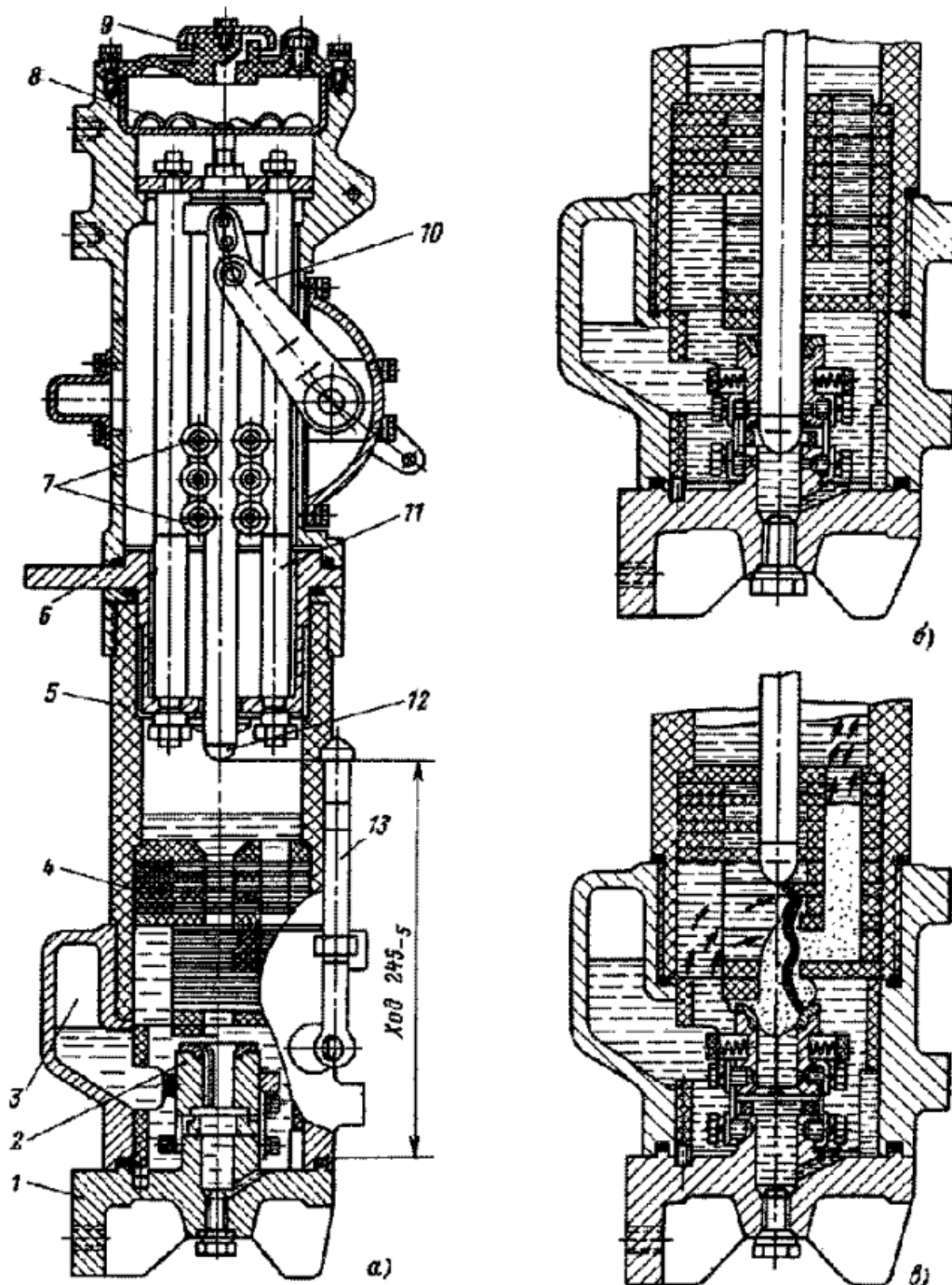


Рисунок 3.3 – Розріз бачка малооб’ємного масляного вимикача типу ВМП-10: а – положення «вимкнено»; б – положення «увімкнено»; в – процес вимкнення

Умовні позначення до рис. 3.3: 1 – нижній вивід; 2 – нерухомий розетковий контакт; 3 – повітряний буфер; 4 – дугогасна камера; 5 – бачок з склотекстоліта; 6 – верхній вивід; 7 – роликовий контакт; 8 – масловіддільник; 9 – кришка; 10 – приводний механізм; 11 – напрямні для роликових контактів; 12 – рухомий контакт; 13 – масловказівник.

У вихідному положенні вимикача рухомий контакт 12 знаходиться в розетці нерухомого контакту 2. В процесі вимкнення контакт 12 переміщується нагору і у момент відриву контактів загоряється дуга, що розкладає мастило. У нижній частині вимикача створюється тиск газів, вихід яких закритий рухомим контактом 12. Під час звільнення поперечних щілин створюються умови для виходу газів, що на своєму шляху витягають і охолоджують дугу. При подальшому русі контакту 2 довжина дуги збільшується, відкриваються друга і третя поперечні щілини, що в кінцевому рахунку дозволяє погасити дугу. Пари мастила у верхній частині бачка конденсуються, і мастило стікає вниз, а гази виходять через отвори у масловідділювачі 8. У вимкненому стані нижня частина рухомого контакту знаходиться вище рівня мастила. Безструмова пауза для таких вимикачів складає 0,5 с. Цього часу досить, щоб мастило стекло вниз і вимикач був готовий до роботи.

При гасінні малих струмів використовуються «кишені» центрального отвору дугогасного пристрою 4, тому що в цьому випадку потужності дуги недостатньо для створення дуття через поперечні щілини. В міру звільнення «кишень» у процесі руху контакту 12 нагору мастило стікає вниз і попадає на дугу. Енергія дуги при цьому витрачається на розкладання мастила, що витікає з кишень, завдяки чому дуга гаситься.

Вимикачі типу ВМП закріплюються на металевій рамі 4 за допомогою ізоляторів 3 (див. рис. 3.2), на якій розміщені вал приводу 8. Важелі приводу 8 вимикача (див. рис. 3.3) пов'язані з валом приводу за допомогою ізолюючих тяг 5 (див. рис. 3.2).

Кількість мастила, що заливається у бачок, для ВМП-10 складає 4,5 кг, номінальний струм відключення залежить від виконання і знаходиться в межах 20–31,5 кА, а номінальний тривалий струм – 630–3200 А. Час відключення – 0,14 с (7 періодів). Вимикачі типу ВМП-35 мають аналогічну конструкцію, але містять 10 кг мастила. Номінальний струм відключення складає 10 кА.

Вимикачі серій МГГ, МГ і ВМГ мають два металевих бачки на полюс (рис. 3.4), ізольованих від заземленої підстави. Контактна система розділена на головні

1, 2 і дугогасні 4, 5 контакти. Нерухомі головні контакти 1 розташовані на верхній частині бачка, а рухомі 2 – пальцевого типу – прикріплені до контактної траверси 3. Число пальців визначається номінальним струмом. Нерухомі частини 4 дугогасних контактів розеткового типу укріплені в днищах бачків. Рухомі частини у виді круглих стрижнів 6 прикріплені до контактної траверси і входять у баки через прохідні ізолятори.

У включеному положенні основна частина струму проходить від затиску 6 по кришці бачка до головних контактів 1–2, траверсі 3 і далі до затисків другого бачка. Частина струму відгалужується від основного шляху і проходить по стінках першого бачка, розетковому контакту 4, рухомому контактному стрижню 5 до траверси і далі аналогічно до другого бачка.

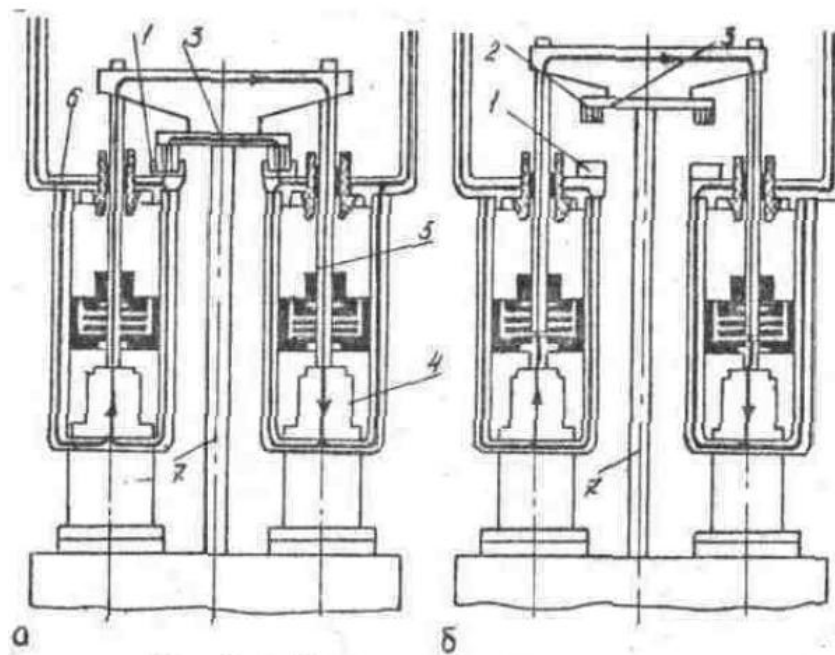


Рисунок 3.4 – Контактна система і дугогасний пристрій малооб’ємного вимикача типу МГ-10

У процесі відключення починають розмикатися головні контакти і весь струм зміщається в дугогасні контакти, де і відбувається гасіння виникаючої дуги. При увімкненні вимикача спочатку замикаються дугогасні, а потім головні контакти.

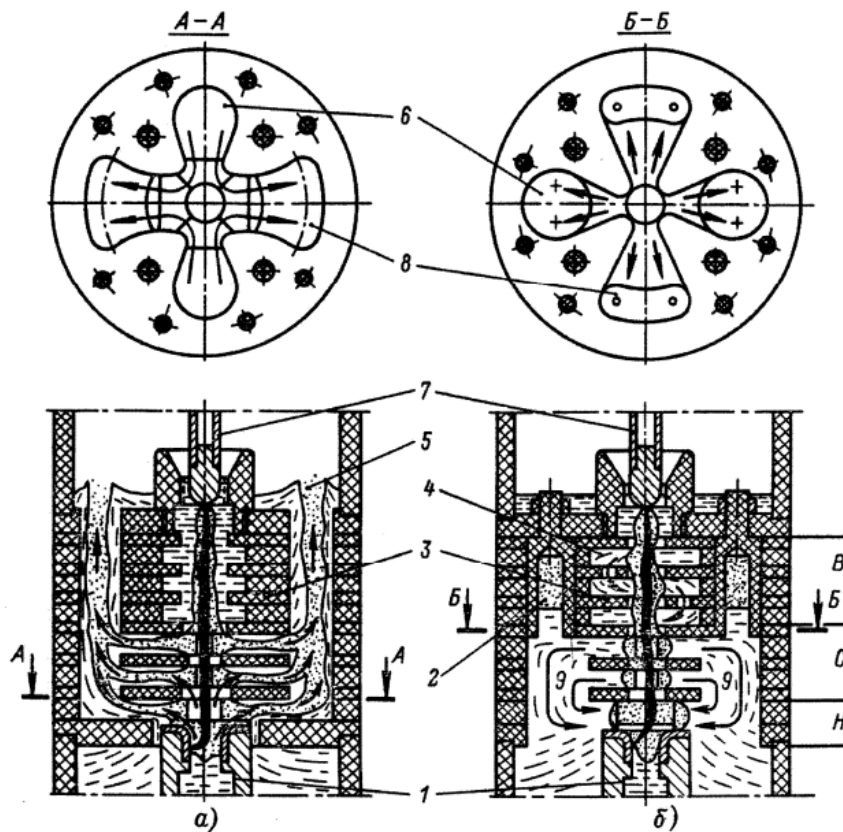


Рисунок 3.5 – Дугогасна камера вимикачів МГ-20, ВМГ-20

Дугогасні камери цих вимикачів показані на рис. 3.5.

Дугогасний пристрій (див. рис. 3.5) складається з трьох відсіків, виконаних з ряду ізоляційних дисків 3 з фасонними вирізами, скріплених штифтами і шпильками. На малюнку показані розрізи камери по двох взаємно перпендикулярних площинах. Нижній відсік Н зібраний з дисків із двома дугтьовими і вихлопними отворами у формі сопел (розріз А-А на рис. 3.5). Верхній відсік В складається з дисків з вирізами, що утворюють кишені 4, у яких міститься велика кількість мастила. Цими ж дисками створюються буферні обсяги 2 і дугтьові канали.

Коли всі диски і перегородки між ними зібрані, утворюються два вертикальних вихлопних канали 5 і дугтьові канали 6, які видно в розрізі на рис. 3.5 б.

Під дією потужних пружин (див. рис. 3.5) контактний стержень 7 виходить з розетки нерухомого контакту І і рухається нагору. При розмиканні утвориться дуга спочатку в нижньому відсіку, а потім і в середньому. Тиск газопарової суміші навколо дуги в середньому відсіку вище, тому що перетин вихлопних каналів

менше, що дозволяє створити масляне дуття із середньої частини дугогасної камери в нижню по каналах 9 (див. рис. 3.5). Одночасне дуття створюється у вихлопних каналах 8.

Отже, напрямок дуття зустрічний і поперек дуги.

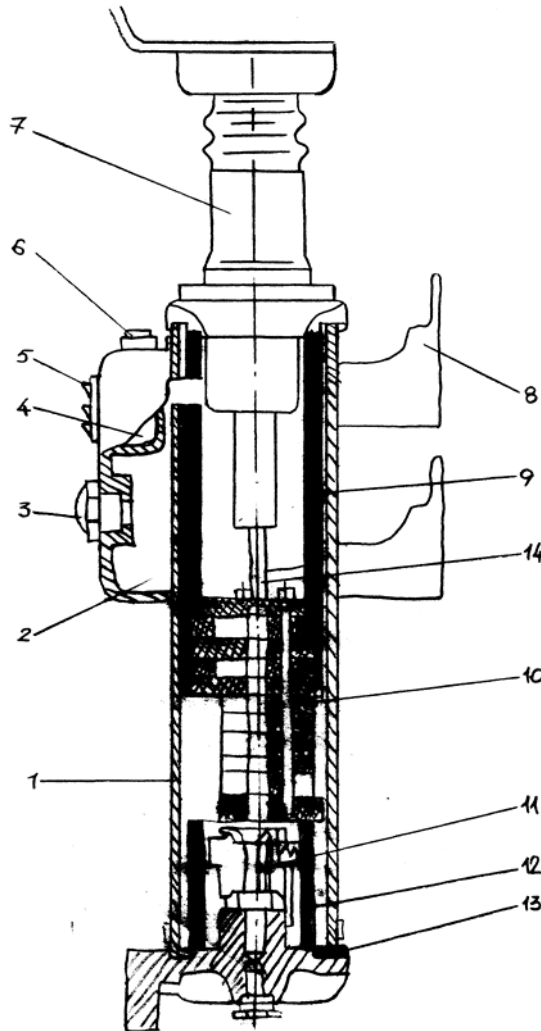


Рисунок 3.6 – Полнос вимикача ВМГ-10:

1 – циліндр зварний; 2 – кожух; 3 – масловкажчик; 4 – масловіддільник;
5 – жалюзі; 6 – пробка маслосливного отвору; 7 – ізолятор; 8 – скоба;
9, 12 – циліндр ізоляційний; 10 – дугогасильна камера; 11 – розетковий контакт;
13 – ущільнення; 14 – рухомий контакт

У зоні горіння дуги створюється тиск до 8 МПа, що сприяє інтенсивному дуттю. Для зменшення тиску при відключенні великих струмів у верхньому відсіку знаходяться буферні обсяги 2. При великих і середніх струмах, що

відключаються, гасіння дуги здійснюється в нижній і середній частинах дугогасної камери. При малих струмах гасіння дуги відбувається у масляних кишнях верхнього відсіку. Час горіння дуги в таких вимикачах 0,02–0,05 с. Така камера з зустрічно-поперечним дуттям дозволяє відключати струми короткого замикання до 105 кА.

Для керування такими вимикачами використовуються електромагнітні приводи ПС-31, ПЕ-2 і ПЕ-21.

Основні складові частини вимикача ВМГ-10 (рис. 3.6): полюс; ізоляційний важіль; вал; приводні важелі; контактний стрижень; болт-упор; масляний буфер; болт заземлення; рама; ізолятор; серга; важіль із роликами; ізоляційна перегородка.

Маломасляні вимикачі колонкового типу забезпечуються пружинним (ВК-10) або електромагнітним (ВКЕ-10) приводом і призначені для використання в КРУ зовнішньої і внутрішньої установок.

Вимикач ВКЕ-10 зображений на рис. 3.7. Він складається з основи 1, на якій закріплені три полюси (дугогасні камери) 3, привод 2 і фасадна перегородка 4. Основа вимикача встановлена на колесах для його вкочування і викочування з КРУ. Ланцюги керування, сигналізації і блокування поміщені в гнучкі шланги і розведені в штепсельні роз'єми 5. Полюси вимикача мають штирові виводи первинних з'єднань 6 з розетковими контактами.

Принцип гасіння дуги ґрунтується на використанні для цієї мети газомасляної суміші, що утвориться при розкладанні мастила під дією високої температури дуги. Напрямок потоку формується спеціальним дугогасним пристроєм.

Вимикачі такого типу мають менші габаритні розміри і масу, ніж вимикачі серії ВМП на відповідні режимні параметри.

Вимикачі масляні колонкові серій ВМКЕ, ВМУЕ застосовуються в установках 35 кВ.

Переваги маломасляних вимикачів:

- невелика кількість мастила;
- менша, чим у бакових вимикачів, вибухо- та пожежонебезпека;

- більш доступний, чим у бакових вимикачів, доступ до дугогасних контактів;
- можливість створення серії вимикачів на різну напругу з застосуванням уніфікованих вузлів.

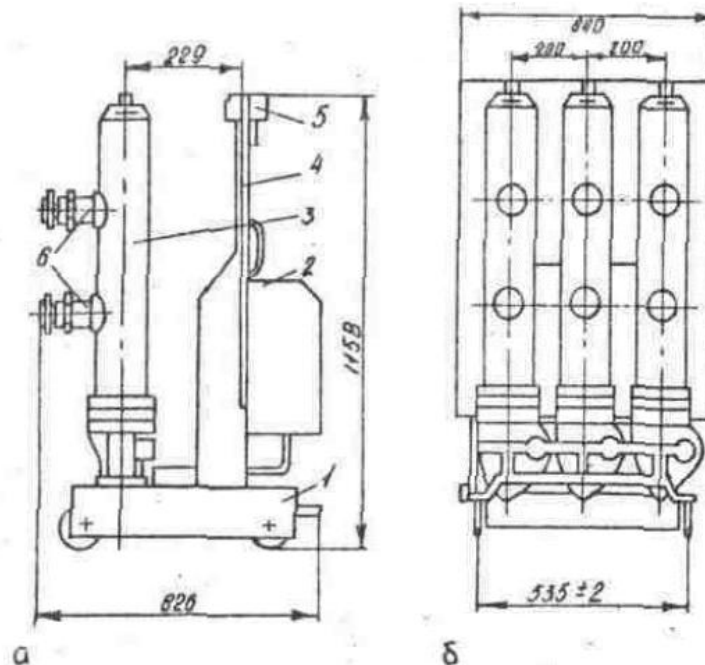


Рисунок 3.7 – Вимикач ВКЕ-10: а – вид збоку; б – вид спереду

Недоліки маломасляних вимикачів:

- неможливість реалізації швидкодіючого АПВ;
- необхідність періодичного контролю, доливання і частої заміни мастила у дугогасних бачках;
- труднощі установки вбудованих трансформаторів струму;
- відносно мала вимикальна здатність.

Повітряні вимикачі. У повітряних вимикачах гасіння дуги відбувається стисненим повітрям при тиску 2–4 МПа, а ізоляція струмопровідних частин і дугогасильного пристрою здійснюється порцеляною або іншими твердими ізолюючими матеріалами.

Повітряні вимикачі, в яких гасіння дуги здійснюється потоком стисненого повітря, отримали досить широке поширення і в багатьох випадках витіснили

масляні. Вони дозволили перейти до класів напруги 750 і 1150 кВ і в основному застосовуються:

- як *мережеві* на напругу 6–1150 кВ з номінальними струмами до 4 кА і струмами відключення до 63 кА;
- як *генераторні* на напругу 6–20 кВ з номінальними струмами до 20 кА і струмами відключення до 160 кА;
- як *вимикачі навантаження* на 6–220 кВ і 110–500 кВ і *вимикачі комплектних розподільних пристроїв* на напругу до 35 кВ.

Очікується, що найближчим часом з'являться мережеві вимикачі на напругу 1500–2000 кВ з номінальними струмами 10–15 кА і струмами відключення 100–120 кА і генераторні вимикачі на номінальні струми до 50 кА з струмами відключення до 300 кА.

Вимикачі випускаються різного кліматичного виконання, для різних категорій розміщення і різного виду установки (опорні, підвісні, настінні, вкатні тощо).

Незалежно від типу і конструкції повітряний вимикач складається з трьох основних частин: дугогасильного пристрою з віддільником або без нього, системи постачання стисненим повітрям і системи управління.

Система управління виконується:

- з одним пневматичним приводом;
- з механічною передачею;
- з індивідуальною пневматичної передачею;
- з пневмомеханічною передачею;
- з пневмогідравлічною передачею та пневмосвітловою передачею.

Гасіння дуги в вимикачах здійснюється стисненим повітрям номінальним тиском 0,6–5 МПа в різних камерах поздовжнього і поперечного, одностороннього та двостороннього дуття, з відповідним напрузі числом послідовно включених розривів.

У вимикачах з віддільником розмикання дугогасильних контактів і гасіння дуги здійснюються одним і тим же потоком стисненого повітря, що надходить з окремого резервуара. Контакти (один або обидва) виконані у вигляді контактно-

поршневих механізмів. У включеному положенні вимикача в дугогасному пристрої та у віддільнику всі контакти замкнуті. При подачі команди на відключення стиснене повітря з резервуара подається в дугогасильну камеру, розмикає контакти і гасить дугу. Зазвичай паралельно контактам включається шунтуючий резистор, який полегшує гасіння дуги. Після згасання дуги на основних дугогасильних контактах розмикається віддільник, який відключає залишковий струм. Віддільник може виконуватися відкритим (до 35 кВ) або у вигляді повітрянаповнених камер. Після згасання дуги на віддільнику подача повітря в дугогасильні камери припиняється і контакти під дією пружин замикаються. Контакти ж віддільника залишаються розімкнутими, забезпечуючи необхідну ізоляційну відстань для розімкнутого кола.

У вимикачах без віддільника широко застосовуються повітрянаповнені металеві камери (резервуари), в яких розміщені дугогасильні пристрої. Привід контактів відділений від гасильного середовища. При розмиканні контактів відкриваються вихлопні клапани камер і стиснене повітря, витікаючи з камер через відповідні сопла контактів, гасить дугу. Контакти можуть виконуватися одно- і двоступеневими. Кількість послідовно включених дугогасильних пристроїв визначається номінальною напругою вимикача. Ізоляційний проміжок у відключеному положенні забезпечується розбіжністю цих же контактів на відповідну відстань. Нижче наведені приклади виконання вимикачів.

Конструктивне виконання повітряних вимикачів. Конструктивні схеми повітряних вимикачів різні і залежать від їх номінальної напруги, способу створення ізоляційного проміжку між контактами у відключеному положенні, способу подачі стисненого повітря в дугогасильний пристрій.

Конструктивна схема повітряного вимикача (ВВП-35) з контактнo-поршневим механізмом і відкритим віддільником наведена на рис. 3.8. Вимикач складається з трьох механічно пов'язаних полюсів (на малюнку наведено розріз одного полюса), змонтованих на загальній основі (резервуарі 1), і розподільної шафи (на малюнку не показана). На резервуарі встановлені: дугогасильні пристрої 5 на опорних ізоляторах 2, нерухомі контакти 12 віддільники 10 на

ізоляторах 16, електропневматичне пристрій 17 (одне на три полюси) для управління вбудованим в резервуар диференціальним клапаном 18 і привід (на малюнку не показаний), що керує віддільником через вал 15 та ізоляційні штанги 14. Полюси вимикача (віддільники) розділені між собою ізоляційними перегородками 11 і мають виступи 7 і 13.

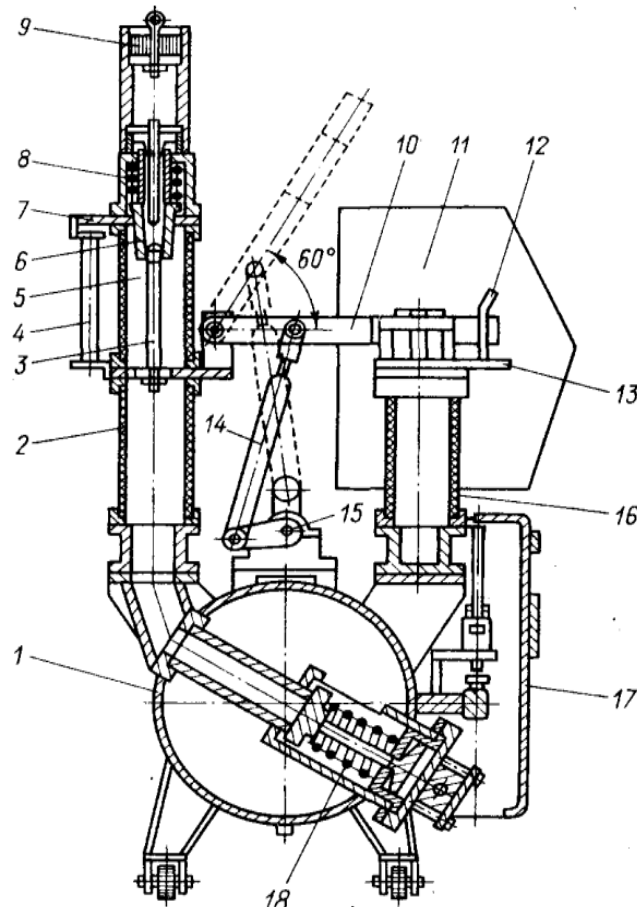


Рисунок 3.8 – Конструктивних схема повітряного вимикача ВВП-35

При відкритті диференціального клапана стиснене повітря з резервуара через порожнину опорного ізолятора надходить у дугогасильну камеру, тисне на контактнопоршневий механізм 8, розмикає контакти (нерухомий 3, рухомий 6) і через сопло рухомого контакту видуває і гасить дугу. Полум'я дуги охолоджується в полум'ягасильній решітці 9. Для полегшення гасіння дуги контакти шунтуються резистором 4. Після згасання дуги віддільник 10 розмикається і відключає струм.

Тривалість подачі дуття в дугогасильну камеру регулюється механізмом пневматичної відсічення електропневматичного пристрою. Після того як

диференційний клапан закриється, подача повітря в камеру припиниться, тиск у ній впаде і рухомий контакт під дією пружини контактно-поршневого механізму повернеться на місце, контакти замкнуться. Однак коло залишиться розімкнуте віддільником.

Генераторні вимикачі. Функціональна електрична схема полюса і загальний вигляд вимикача ВВГ-20 ($U_{ном} = 20$ кВ, $I_{ном} = 20$ кА, $I_{0ном} = 160$ кА, наскрізний струм 410 кА) з повітрянаповненим віддільником наведена на рис. 3.9.

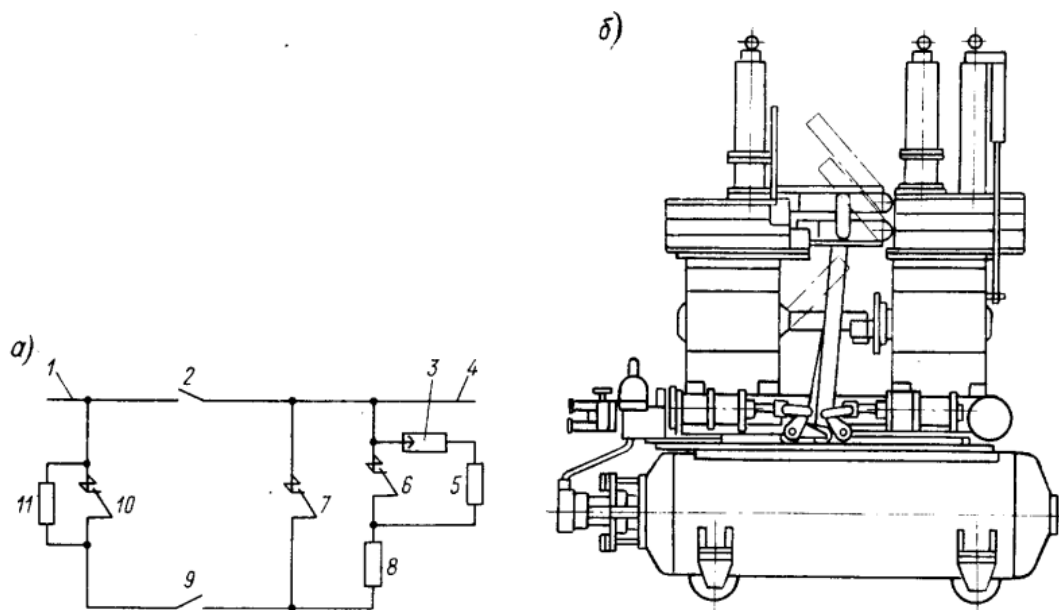


Рисунок 3.9 – Функціональна електрична схема полюса (а) і загальний вигляд (б) генераторного повітряного вимикача ВВГ з повітрянаповненим віддільником

Всі пристрої монтуються на баку і забезпечуються відповідними електропневматичними приводами. Вимикач складається з трьох однакових полюсів, пов'язаних між собою повітроводами і розподільної шафи.

В увімкненому положенні значна частина струму протікає через основний струмопровідний контур. При відключенні спочатку розмикається основний контакт 2 і весь струм переходить до дугогасильного контуру. Потім розмикаються основні дугогасильні контакти 7 і 10; обмежений резисторами 8 і 11 струм протікає через допоміжні дугогасильні контакти 6. Після їх розмикання і згасання дуги струм в колі припиняється і розмикається віддільник 9,

забезпечуючи необхідний ізоляційний проміжок. Розрядник служить для обмеження перенапруг при відключенні (у разі їх виникнення). Після припинення подачі стисненого повітря контакти 6, 7 і 10 під дією пружин повертаються у включений стан.



Рисунок 3.10 – Зовнішній вигляд вимикача ВВГ-20

Призначений для виконання комутаційних операцій (вмикань та відключень) за заданих умов у нормальних та аварійних режимах у ланцюгах генераторів трифазного змінного струму з номінальною напругою 20 кВ частоти 50 та 60 Гц.

Основні технічні характеристики вимикача ВВГ-20 (рис. 3.9–3.11):

- номінальна напруга – 20 кВ;
- найбільша робоча напруга, кВ – 24 кВ;
- номінальний струм відключення:
- при частоті 50 Гц – 160 кА;
- при частоті 60 Гц – 130 кА.

Вимикач складається з трьох полюсів та розподільної шафи, що забезпечує електричний та пневматичний зв'язок між полюсами. Кожен полюс вимикача

складається з резервуару, дуттьового клапана, блоку управління і сигналізації, приводу роз'єднувача, приводу віддільника опорних ізоляторів дугогасних камер. У розподільчій шафі розміщені такі прилади: вказівник тиску повітря, лічильник кількості спрацьовувань вимикача, клемні збірки для приєднання зовнішніх ланцюгів.

Головний струмопровідний контур (рис. 3.11) складається з контактних висновків 6,13 і роз'єднувача 8. Дугогасний контур складається з двох камер, резисторів 5,16, віддільника 15. Послідовно з резистором 16 другої камери включена допоміжна камера 11 зі своїм резистором 10 і іскровим проміжком. У включеному положенні основна частина струму проходить головним контуром.

Відключення відбувається в такому порядку: роз'єднуються контакти роз'єднувача 8, і весь струм переходить до дугогасильного контуру, де розмикаються дугогасильні контакти в камері. У цей момент стиснене повітря (тиск 2 МПа) подається до камер, що створює поздовжнє дуття, в результаті чого дуга гаситься вже через 0,01 с. Струм, що проходить через резистори 5 і 16, розривається контактами допоміжної камери 11. У цьому випадку можливі два варіанти. Якщо вимикач вимикає великий струм КЗ, а реактивна опір ланцюга значно менший, ніж активний опір шунтувальних резисторів 5, 16, то швидкість відновлювальної напруги невелика, і процес відключення закінчується гасінням дуги на контактах допоміжної камери. Якщо перемикач вимикає струм у ланцюзі з великим індуктивним опором, який є співмірним або більшим від активного опору резисторів, то швидкість відновлювальної напруги на контактах допоміжної камери висока. У цьому випадку, після гасіння дуги на контактах камери 11, пробивається іскровий проміжок, і паралельно контактам вмикається резистор 10. Під час наступного переходу струму через нуль дуга на іскровому проміжку гаситься потоком повітря.

Останнім вимикається ніж віддільника 15, створюючи остаточний розрив ланцюга. Після відключення віддільника подача повітря до камер зупиняється і рухомі контакти під дією пружин повертаються до увімкненого положення. Повний час відключення цього перемикача становить 0,17 с. Під час ввімкнення спочатку замикається ніж віддільника 15, а потім ніж роз'єднувача 8.

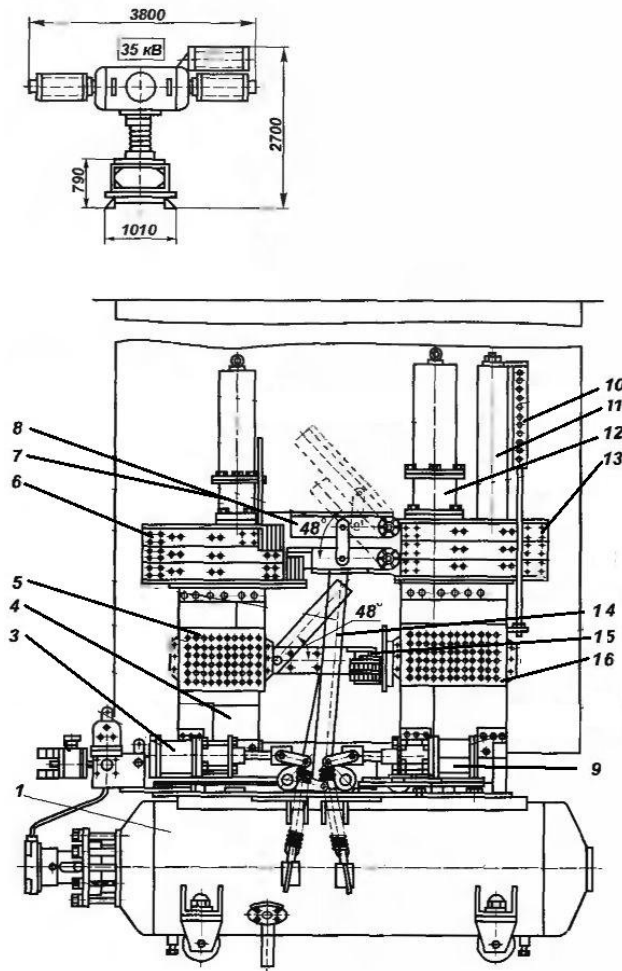


Рисунок 3.11 – Конструкція вимикача ВВГ-20

Гасильні камери, резистори закріплені на опорних ізоляторах.

Вимикачі серії ВВБ. Загальний вигляд і функціональна схема дугогасильного пристрою без віддільника наведена на рис. 3.12. У металевому резервуарі (камері) 6, заповненому повітрям під високим тиском (1,6–2,4 МПа), розміщується дугогасильний пристрій з двома розривами (контакти – рухомі 8, нерухомі 9) одностороннього дуття (сопло 4). Резервуар знаходиться під високим потенціалом. Напруга підводиться через висновки 13 з епоксидною ізоляцією 14, захищені зовні порцеляновими сорочками 12. Основні розриви (контакти 8 і 9) шунтовані лінійними резисторами 10, що полегшує гасіння дуги на них. Струм, що залишився, відключається допоміжними дугогасильними розривами (контакти – нерухомий 15, рухомий, порожнистий, він же сопло 17 – закриті кожухом 1). Камери можуть виконуватися і без допоміжних контактів, а отже, і без шунтуючих резисторів. Повне гасіння

здійснюється на основних розривах. Конденсатори (ділильні) 11 служать для вирівнювання напруги у розривах за відключеного положення вимикача.

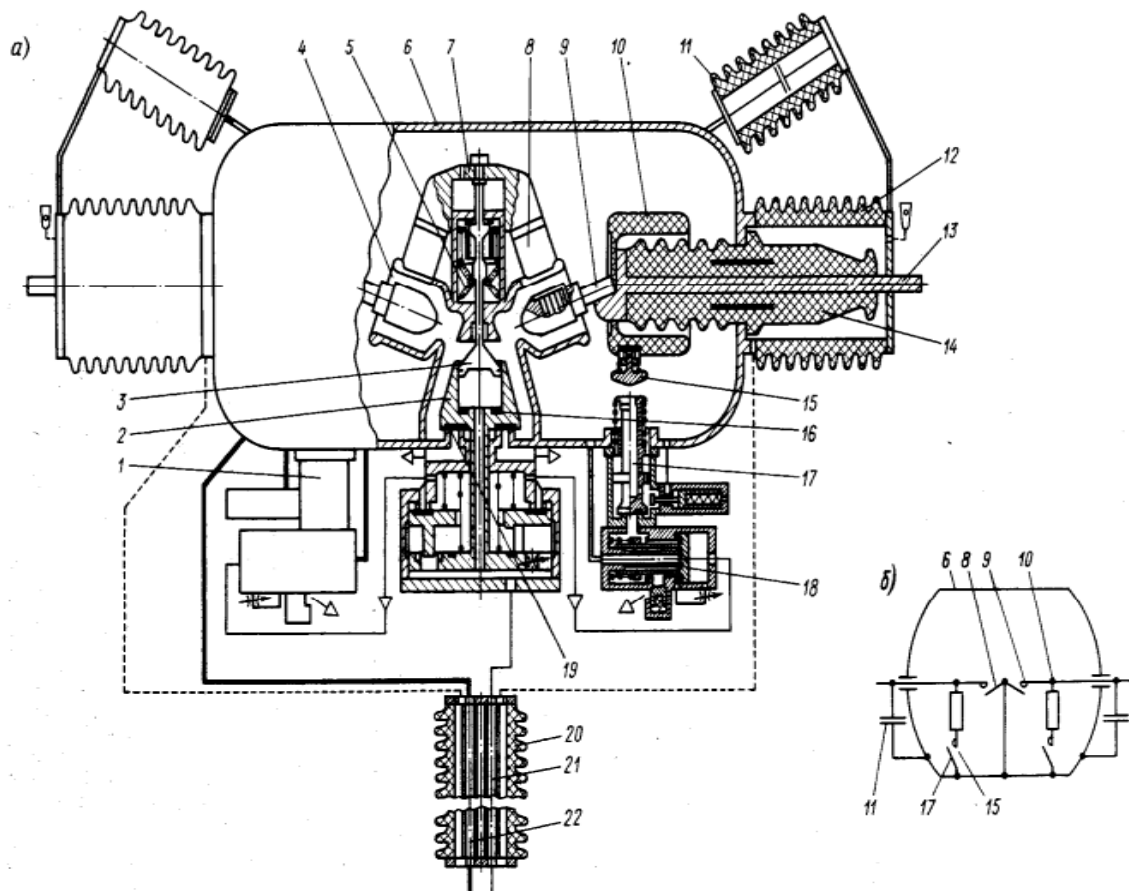


Рисунок 3.12 – Загальний вигляд (а) і функціональна схема (б) дугогасного пристрою без віддільника вимикачів серії ВВБ

Контакти камери управляються пневмоелектричними механізмами 18. При подачі повітря в циліндр 2 поршень 3, пов'язаний з траверсом 7, розмикає основні контакти. Одночасно відкриваються клапани 19 вихлопних каналів сопел. Стиснене повітря спрямовується назовні (показано стрілками), гасить дугу в соплах. Аналогічно гаситься дуга на допоміжному розриві. Після згасання дуги вихлопні клапани сопел закриваються. Тиск усередині резервуару дещо знижується. Об'єм резервуару і тиск у ньому розраховані так, що камера здатна виконати кілька відключень. При цьому тиск у резервуарі не впаде нижче допустимого для надійного гасіння дуги.

У відклученому положенні контакти утримуються тиском у циліндрі 2. Для вклучення вимикача повітря з циліндра випускається через клапан 16. Зворотний механізм 5 замикає контакти. Відповідно управляються і допоміжні розриви.

Камера встановлюється на ізоляційну опору 20, через яку проходять повітроводи – основний 22 (високого тиску) і управління 21.

Наведений дугогасний пристрій прийнято як модуль на 110–150 кВ для вимикачів до 750 кВ без віддільників. Кожен вимикач складається з трьох полюсів, що не мають між собою механічного зв'язку, і одного (35, 110, 220 кВ) або чотирьох (330, 500 і 750 кВ) розподільних шаф. Відсутність механічного зв'язку між полюсами дозволяє виконувати трифазне або пополюсное відклучення.

Полюси вимикачів на 35, 110 кВ складаються з однієї дугогасильної камери-модуля (одного резервуара – рис. 3.12 б), розташованої на ізоляційній опорі. Полюс вимикачів на 220 кВ складається з двох металевих дугогасильних камер 1, розділених проміжним ізолятором 2 і розташованих на відповідній ізоляційній опорі 3. Полюси вимикачів на 330, 500 і 750 кВ складаються відповідно з двох, трьох і чотирьох однотипних елементів (чотирьох, шести і восьми модулів), кожен з яких представляє собою полюс вимикача на 220 кВ на відповідній ізоляційній опорі, (показано штрихпунктирними лініями).

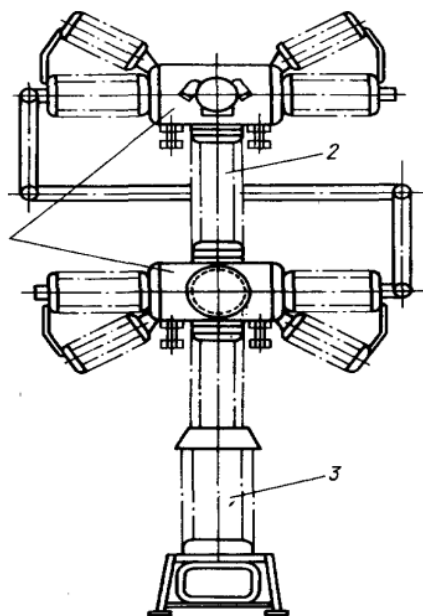


Рисунок 3.13 – Полюс вимикача серії ВВБ на напругу 220 кВ

Вимикачі повітряні серії ВВБ (рис. 3.13) виготовляють на напругу 110–1150 кВ, номінальний струм 3200 і 4000 А, номінальний струм відключення 50–40 кА, номінальний тиск стисненого повітря 4 МПа, час відключення 0,04 с. Ці вимикачі є подальшим кроком у розвитку конструктивних принципів, закладених у серії ВВБ. Відмінними їх особливостями є підвищений робочий тиск повітря і вдосконалений дугогасильний пристрій з несиметричним дуттям, що дозволило підвищити напругу модуля (220 і 330 кВ – два модулі, 500 і 750 кВ – чотири модулі, 1150 кВ – шість модулів). Вимикачі забезпечені новою швидкодіючої системою управління.

Тенденції розвитку сучасних повітряних вимикачів

1 Модульний принцип побудови серій. Цей принцип дозволяє будувати серії у досить великому діапазоні напруг (35–1150 кВ) з однакових модулів, виробляти по модульні випробування і мати максимально вигідні умови виробництва, експлуатації та монтажу.

Намітилася тенденція істотного збільшення напруги, що припадає на один модуль (250 кВ і вище).

2 Розміщення дугогасильних пристроїв безпосередньо в стислому повітрі. При цьому забезпечуються максимальна комутаційна здатність, швидкодія, ізоляційна міцність міжконтактного проміжків і пропускна здатність по номінальному струму. Найбільше застосовується зараз тиск досягає 6–8,5 МПа.

3 Застосування швидкодіючих систем управління з малим розкидом часу оперування. Основним призначенням таких систем є забезпечення роботи вимикачів на дуже високі напруги з часом відключень до одного напівперіоду, а також вимикачів із синхронним відключенням або включенням.

4 Обмеження комутаційних перенапруг, що особливо важливо для вимикачів вищих класів напруги.

5 Підвищення надійності і збільшення міжремонтних термінів до 15–20 років.

6 Застосування примусового охолодження для генераторних вимикачів.

За результатами виконання лабораторної роботи необхідно заповнити табл. 3.1, що повинна містити технічні характеристики розглянутих комутаційних апаратів.

Таблиця 3.1 – Технічні дані комутаційних апаратів

Номер пози- ції	Тип вимика- ча	Номіна- льна напруга, кВ	Номинал ьний струм, А	Номина- льний струм відключ ення, кА	Максим. струм термічної стійкості, кА/с	Час відключе ння (із приводом) , с	Час увімкне ння (із приво- дом), с	Тип приво да

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Основні теоретичні відомості, у тому числі складові частини масляних і повітряних вимикачів.
- 3 Таблиця із основними паспортними даними вимикачів (табл. 3.1).
- 4 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Яке призначення силових вимикачів?
- 2 Які переваги і недоліки малооб'ємних масляних вимикачів порівняно з вакуумними вимикачами?
- 3 Як відбувається гасіння дуги у малооб'ємних масляних вимикачах та у вакуумних вимикачах?
- 4 Які типи вимикачів ви знаєте, де їх застосовують?
- 5 Як здійснюється керування силовим вимикачем?
- 6 Яка частина конструкції вимикача заземлена, а яка перебуває під напругою?
- 7 У чому полягає подібність і відмінність конструкцій вимикачів ВММ-10 і ВМП-10 типів?
- 8 Конструкція, призначення і принцип дії вимикача ВВГ-20.
- 9 Конструкція, призначення і принцип дії вимикача ВВБ.
- 10 Тенденції розвитку сучасних повітряних вимикачів.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4

Плавкі запобіжники

Мета роботи

Вивчити конструкцію плавких запобіжників і процес гасіння дуги у запобіжниках різних типів.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Ознайомитися по літературі з конструктивними особливостями запобіжників різних типів.
- 3 Вивчити процеси гасіння дуги в запобіжниках різних типів.
- 4 Вивчити правила вибору запобіжників
- 5 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Вивчити конструкцію запобіжників типу ПР, звернувши увагу на форму плавкої вставки, матеріал трубки та особливість роботи при різних струмах.
- 2 Вивчити конструкцію наповнених запобіжників. Звернути увагу на наявність декількох паралельних вставок.
- 3 Вивчити конструкцію запобіжника типу ПКТ. Звернути увагу на забезпечення герметичності, розташування плавких вставок, наявності покажчика спрацьовування, олов'яних кульок і різні перерізи по довжині вставок.
- 4 Вивчити конструкцію запобіжника типу ПВТ. Звернути увагу на правила їх встановлення.
- 5 Вивчити процес гасіння дуги у досліджуваних запобіжниках. Звернути увагу на ефект обмеження струму та перенапруги.
- 6 Вивчити порядок вибору запобіжників.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Плавкі запобіжники – це найпростіші комутаційні апарати, призначені для захисту ланцюгів від коротких замикань і перевантажень. Їх широко застосовують у електричних мережах напругою 0,4/0,23–110 кВ.

Принцип дії. Плавка вставка запобіжника нагрівається електричним струмом, що проходить через неї, та перегоряє під час перевантажень і коротких замикань.

У захищуваний ланцюг запобіжник вмикається послідовно. Він є ослабленою ділянкою ланцюга, де вона розривається. Для створення видимого розриву використовують рубильник (або роз'єднувач у мережах високої напруги).

Основні елементи запобіжника: корпус, плавка вставка, контактна частина, дугогасильний пристрій і середовище.

До запобіжника застосовують такі вимоги:

- 1) повинен тривалий час витримувати номінальний струм та не перегорати під час короткочасних перевантажень;
- 2) надійно та швидко відмикати граничний струм, на який розрахований;
- 3) працювати селективно (при послідовно встановлених декількох запобіжниках повинен перегорати лише найближчий до місця аварії).

Роботу запобіжника ділять на три стадії. Під час першої стадії аварійний, або ненормальний, струм захищуваного електроапарату нагріває плавку вставку до температури плавлення; під час другої – теплота, що виділяється під дією електричного струму, витрачається на плавлення вставки, а за великих струмів – на її випаровування. Після плавлення або випаровування плавкої вставки на її місці виникає електрична дуга. До того часу поки вона не згасне, робота запобіжника вважається не завершеною, тому що аварійний режим захищуваної мережі продовжується. На третій стадії електрична дуга, що утворилася на місці вставки, згасає.

Запобіжники характеризуються номінальним струмом плавкої вставки $I_{ном}$, номінальним струмом запобіжника $I_{зан}$ (його струмопровідних частин).

Гранично вимикаючий запобіжником струм $I_{гран}$ – найбільший струм, що може бути відімкнений запобіжником без будь-яких пошкоджень, що не дозволять використовувати його після заміни плавкої вставки.

В один і той самий корпус запобіжника можуть бути вставлені плавкі елементи на різні номінальні струми, тому $I_{зан}$ дорівнює найбільшому з номінальних струмів плавких вставок, що призначені для даної конструкції запобіжника. Час його спрацювання залежить від струму, що протікає по ньому. Ця залежність називається захисною (або часо-струмовою) характеристикою запобіжника.

Ланцюг не повинен відмикатися при струмі неплавлення, але повинна розмикатися під час протікання у ньому умовного струму плавлення протягом визначеного часу, що залежить від значення номінального струму. Так, наприклад, для $I_{ном} = 10...25\text{ А}$ при струмах $1,3I_{ном}$ плавка вставка не повинна перегорати протягом 1 год, а при струмах $1,75I_{ном}$ повинна перегоріти протягом 1 хв.

Для виготовлення плавких вставок використовують мідь, цинк, алюміній, свинець і срібло.

Переріз мідної вставки з часом зменшується. Внаслідок чого змінюється його захисна характеристика. Саме тому застосовують лудіння та посріблення вставки. Температура плавлення міді 1080°C . При великих струмах плавку вставку виготовляють з паралельних дротів або тонких мідних полос.

Срібні вставки не окиснюються, їх характеристики стабільні, однак їх застосування обмежене високою вартістю срібла.

З метою зменшення тривалості плавлення мідних та срібних вставок застосовують *металургійний ефект*, що заснований на розчиненні тугоплавких металів у менш тугоплавких. На плавку вставку закріплюють олов'яну кульку. Коли вона нагрівається до температури, що незначно перевищує температуру плавлення кульки, вона плавиться і неначе розчиняє тугоплавкий метал вставки у тому місці, де він був накладений. Виникає інтенсивний процес руйнування плавкої вставки із утворенням електричної дуги. Подальше плавлення та

випаровування відбувається за рахунок високої температури дуги. Металургійний ефект проявляється лише при струмах, що наближаються до плавильного струму вставки. Якщо через запобіжник проходить значний струм, що значно перевищує номінальний струм вставки, то вона плавиться швидко і металургійний ефект практично відсутній.

Алюмінієві вставки застосовують для більш нових конструкцій запобіжників серії ППЗ-1 напругою до 1 кВ. При високому опорі оксидних плівок ускладнюється виконання надійного роз'ємного контакту.

Цинк та свинець характеризуються низькою температурою плавлення (419 і 327 °С відповідно). Цинк стійкий до корозії. Під час експлуатації переріз плавкої вставки не змінюється, і її захисна характеристика залишається незмінною. Такі вставки застосовують у запобіжниках без наповнювача в основному на напругу до 1 кВ.

Залежно від умов роботи, робочої напруги, розривного струму у запобіжниках застосовують різні способи гасіння електричної дуги, що утворилася на місці плавкої вставки. У запобіжниках, у яких плавка вставка знаходиться у дрібнозернистих наповнювачах з кварцового піску або тальку, електрична дуга горить під час тісного контакту з найдрібнішими частинками наповнювача. Це забезпечує її деіонізацію за рахунок інтенсивного тепловідведення і швидке гасіння.

Електрична дуга може гаситися за допомогою газів, що виділяються за високої температури зі стінок трубки, виконаної з твердої дугогасячої речовини (фібри, органічного скла, вініпласту тощо), а також за рахунок інтенсивного дуття газів вздовж дуги.

Запобіжники характеризуються струмообмежувальними властивостями. У запобіжниках з кварцовим наповнювачем після розплавлення і випаровування вставки опір проміжку, де горіла електрична дуга, відразу досягає великого значення і потім дуже швидко зростає. Струм у електричному ланцюзі з таким запобіжником швидко зменшується до нуля.

При струмі у захищеному ланцюзі, що значно перевищує $I_{ном}$, плавка вставка плавиться і випаровується по всій її довжині. Цей процес має вибуховий характер. Під час випаровування вставки провідність каналу, де вона знаходилася короткочасно дорівнює практично нулю. Струм у ланцюзі раптово обривається і виникає перенапруга, яка пробиває утворений проміжок, заповнений парою металу. Після цього у запобіжнику загоряється дуга. Величина перенапруги залежить від довжини вставки, тому її намагаються зменшити. Цього досягають за рахунок проміжку змінної величини, який у момент згоряння вставки складає 3–5 см, а потім спеціальними пристроями швидко збільшується до декількох десятків сантиметрів. Інший спосіб зменшення перенапруг, викликаних перегоранням запобіжників, – використання ступеневих плавких вставок з різними перерізами. Перегорання вставки і виникнення електричної дуги відбувається ступенево, починаючи з меншого перерізу. У результаті електрична дуга виникає по всій довжині вставки, але завдячуючи ступеням невеликої довжини перенапруги отримують меншими. На процес і тривалість перегорання плавкої вставки впливає її форма, що враховують у конструкції.

Запобіжники на напругу менше 1 кВ. У сільських мережах напругою 0,4 кВ застосовують запобіжники ПР-2, ПН-2 і НПН-2. Запобіжники ПР-2 виготовляють на номінальні напруги 220 і 500 В і струми 15–1000 А. У позначенні ПР вказано, що запобіжники розбірні із закритими патронами без наповнювача. Патрон виконано з товстостінної фібрової трубки 1 (рис. 4.1), на яку щільно насаджені латунні втулки 3, що запобігають розриву трубки. На втулки нагвинчені ковпачки 4, що закріплюють плавку вставку 2, яка приєднана до ножів 6. Зверху одіта шайба 5 з пазом для ножів.

Патрон встановлюють у нерухомі контактні стійки, закріплені на ізоляційній плиті. Контактне натискання забезпечується кільцевою або пластинчастою пружиною.

Плавкі вставки виготовляють з цинку у вигляді пластин з вирізами. На вузьких місцях вставки виділяється більше тепла, ніж на широких. Під час короткого замикання вставка перегоряє у декількох або у всіх вузьких місцях, а

широкі ділянки не встигають плавитися. Коли вставка перегоряє у вузьких місцях, широкі частини вставки падають у нижню частину, не плавлячись.

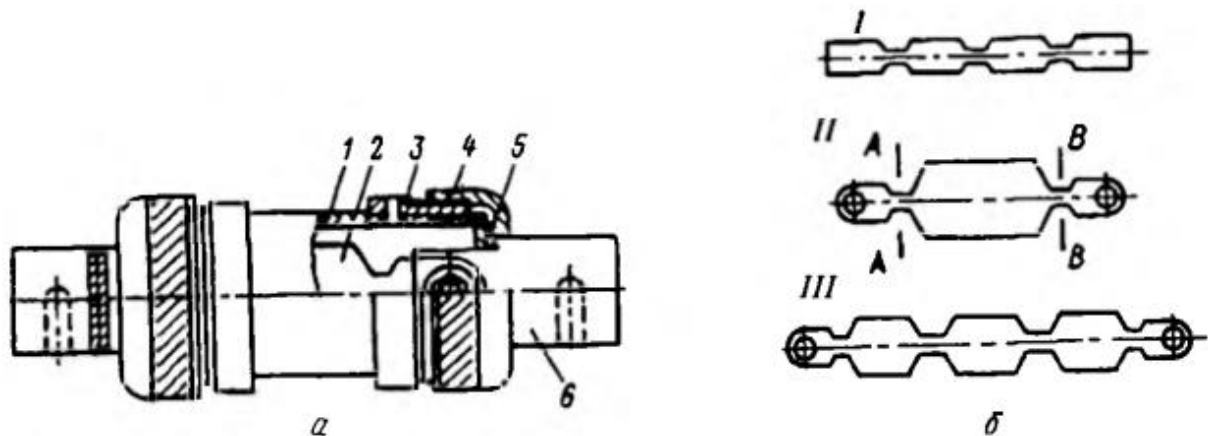


Рисунок 4.1 – Схема патрона (а) запобіжника ПР-2 і форм її плавких вставок (б):
 1 – трубка; 2 – плавка вставка; 3 – втулка; 4 – ковпачок;
 5 – шайба; 6 – ніж; I–III – можливі варіанти

При перегорянні вставки і виникненні дуги фіброва трубка виділяє газ, переважно водень і діоксид вуглецю (вуглекислий газ). Тиск всередині закритої трубки зростає, і завдяки деіонізації дуги газами високого тиску, вона гасне. Запобіжники ПР-2 відносять до струмообмежувальних, тому що під час інтенсивної деіонізації опір дугового проміжку швидко зростає, струм короткого замикання у ланцюгу зменшується і переривається до моменту досягнення максимального значення.

При перевантаженнях процес перегорання відбувається повільніше. Тепло, що виділяється у вузьких місцях, передається до широких частин вставки, і вставка перегоряє у місцях переходу від звуженої до широкої ділянки.

Перевага запобіжників ПР-2 полягає у простоті заміни перегорілої вставки, а недолік – великі розміри. Їх застосовують у комплектних трансформаторних підстанціях (КТП), у внутрішніх електричних мережах, у блоках запобіжник-вимикач (БПВ-31), які встановлюють у КТП для захисту відхідних ліній від коротких замикань і перевантажень.

Запобіжники насипні ПН-2 застосовують для захисту силових мереж напругою до 500 В на номінальні струми 100–600 А. Наповнювач запобіжників –

дрібний кварцовий пісок, що забезпечує інтенсивне відведення тепла від електричної дуги та її швидке гасіння. Замість кварцу застосовують і крейду, інколи змішану з азбестовим волокном. Фарфорова квадратна зовні і кругла всередині трубка 1 (рис. 4.2) має чотири отвори з різьбою для гвинтів. З їх допомогою фіксується кришка 4 з ущільнюючою прокладкою 5. Замість фарфорової трубки можуть використовувати трубки із склотканини, що просочена теплостійкими лаками, з литих пластмас або ізолюючих смол. Патрон герметизовано азбестовими прокладками. Плавкі вставки 2 приварені до дисків контактних ножів 3 і виконані у вигляді однієї або декількох мідних стрічок товщиною 0,15–0,35 мм і шириною до 4 мм.

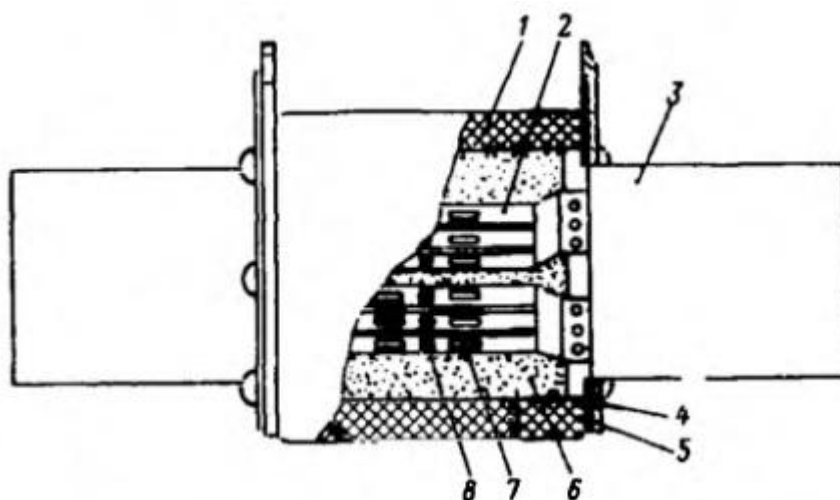


Рисунок 4.2 – Запобіжник ПН-2:

- 1 – трубка; 2 – вставка; 3 – контактний ніж; 4 – кришка;
 5 – ущільнююча прокладка; 6 – дрібнозернистий наповнювач;
 7 – прорізь у плавкій вставці; 8 – олов'яна кулька

Вставка має прорізи, які зменшують її переріз. На стрічки вставки припаяні олов'яні кульки для створення металургічного ефекту. Запобіжник ПН-2 забезпечує струмообмежувальний ефект за рахунок гасіння дуги у декількох паралельних каналах і зменшення кількості випарів металу.

Принцип дії запобіжника НПН-2 (нерозбірний із наповнювачем) такий самий як і запобіжника ПН-2. Патрон без контактних ножів складається зі скляної трубки, заповнений кварцовим піском. Він армований по кінцях мідними ковпачками, зовнішня поверхня яких є контактом та з'єднується з контактними

стійками. Плавка вставка, впаяна всередині ковпачка, складається з декількох мідних дротів з напаяними на них олов'яними кульками.

Запобіжники ПП-31 виготовляють також з нерозбірним патроном на номінальні струми 32–1000 А і напругу до 660 В. Головна вставка і всі струмопровідні частини виконані з алюмінію та розроблені на заміну запобіжників ПН-2. Захисна характеристика запобіжників ПП-31 подана на рис. 4.3.

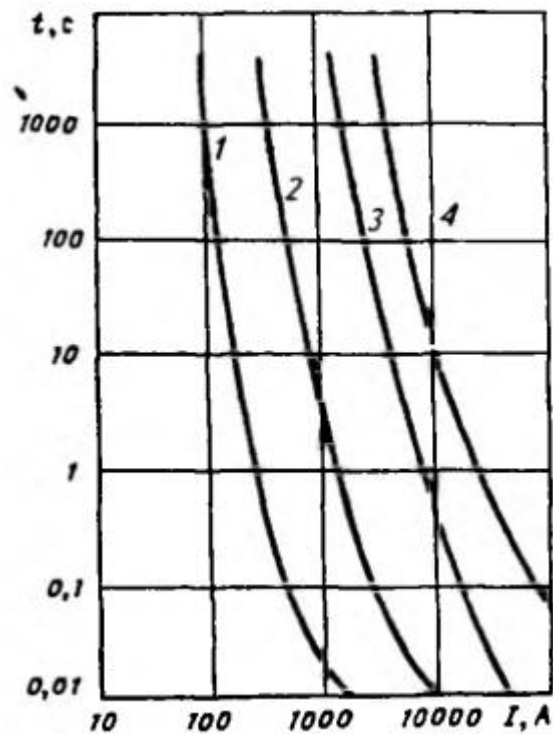


Рисунок 4.3 – Захисна характеристика запобіжника ПП-31
з нормальним струмом плавкої вставки, А:
1 – 40; 2 – 160; 3 – 630; 4 – 1000

Запобіжники на напругу понад 1 кВ. Запобіжники високої напруги мають такий самий принцип дії, що і запобіжники на напругу до 1 кВ. У сільських електричних мережах застосовують запобіжники двох типів: з дрібнозернистим наповнювачем і автогазовим гасінням дуги.

Запобіжники з дрібнозернистим наповнювачем (кварцовим піском) серії ПКТ (попереднє маркування ПК) виконують на напругу 3; 6; 10 і 35 кВ і відповідно на номінальні струми 400; 300; 200 і 40 А. Для цих запобіжників

властивий струмообмежувальний ефект. Час спрацювання під час коротких замикань 0,005–0,007 с.

Основна частина патрону – фарфорова трубка 3 (рис. 4.4), наповнена дрібним кварцовим піском 2. У ньому розміщені мідні посріблені плавкі вставки 1. Фарфорова трубка герметично армована латунними ковпачками 4 з кришками 5. Порушення герметичності може привести до зволоження кварцового піску та втрати дугогасильної здатності. Вказівник спрацювання 6 нормально утримується спеціальною сталевю вставкою всередині патрону. У стисненому стані утримується пружина 7. Під час спрацювання вказівник викидається з трубки пружиною, яка звільняється після перегорання спочатку робочої вставки, а потім спеціальної сталеві.

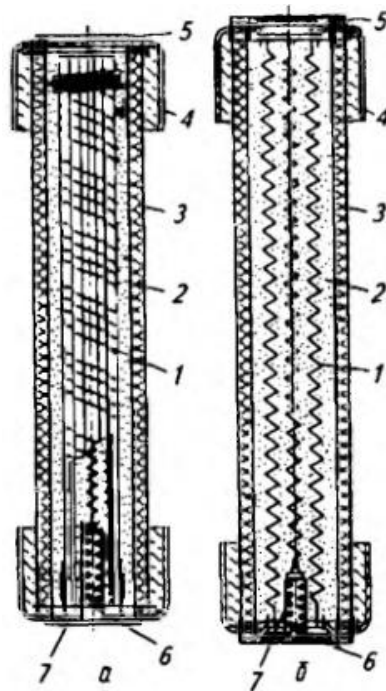


Рисунок 4.4 – Патрони запобіжників типу ПКТ на номінальні струми:

a – до 7,5 А; *б* – 10–400 А; 1 – плавкі вставки; 2 – кварцовий пісок;

3 – фарфорова трубка; 4 – латунний ковпачок; 5 – кришка; 6 – вказівник спрацювання; 7 – пружина

Для створення нормальних умов гасіння електричної дуги вставка повинна бути певної довжини та малого перерізу. Це досягається застосуванням декількох

паралельних вставок, що намотані на ребристу керамічну серцевину. Для значних струмів застосовують декілька спіральних вставок. У дрібнозернистому наповнювачі електрична дуга гаситься швидко і, як наслідок, виникають небезпечні для ізоляції електроустановки перенапруги. Для їх зменшення застосовують плавкі вставки різного перерізу за довжиною, що затягує процес гасіння дуги. Для того, щоб зменшити тривалість спрацювання запобіжника, на мідні вставки з метою створення металургійного ефекту припаюють олов'яні кульки.

На металевій рамі (рис. 4.5) закріплені два опорні ізолятори 2. Патрон 4 вставляють у контакт 3 і затискають замком для утримання патрону під час електродинамічних зусиль, що виникають при великих струмах. Запобіжники ПКТ виготовляють як для внутрішнього, так і для зовнішнього встановлення. Виготовляють також спеціальні підсилені запобіжники з підвищеною межевою потужністю відключення.

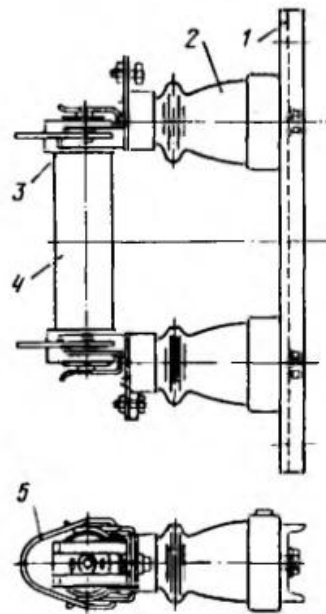


Рисунок 4.5 – Запобіжник типу ПКТ у складеному вигляді:

1 – рама; 2 – опорний ізолятор; 3 – контакт; 4 – патрон; 5 – замок

На рис. 4.6 наведені захисні характеристики запобіжників ПКТ-10, які широко застосовують для захисту трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ.

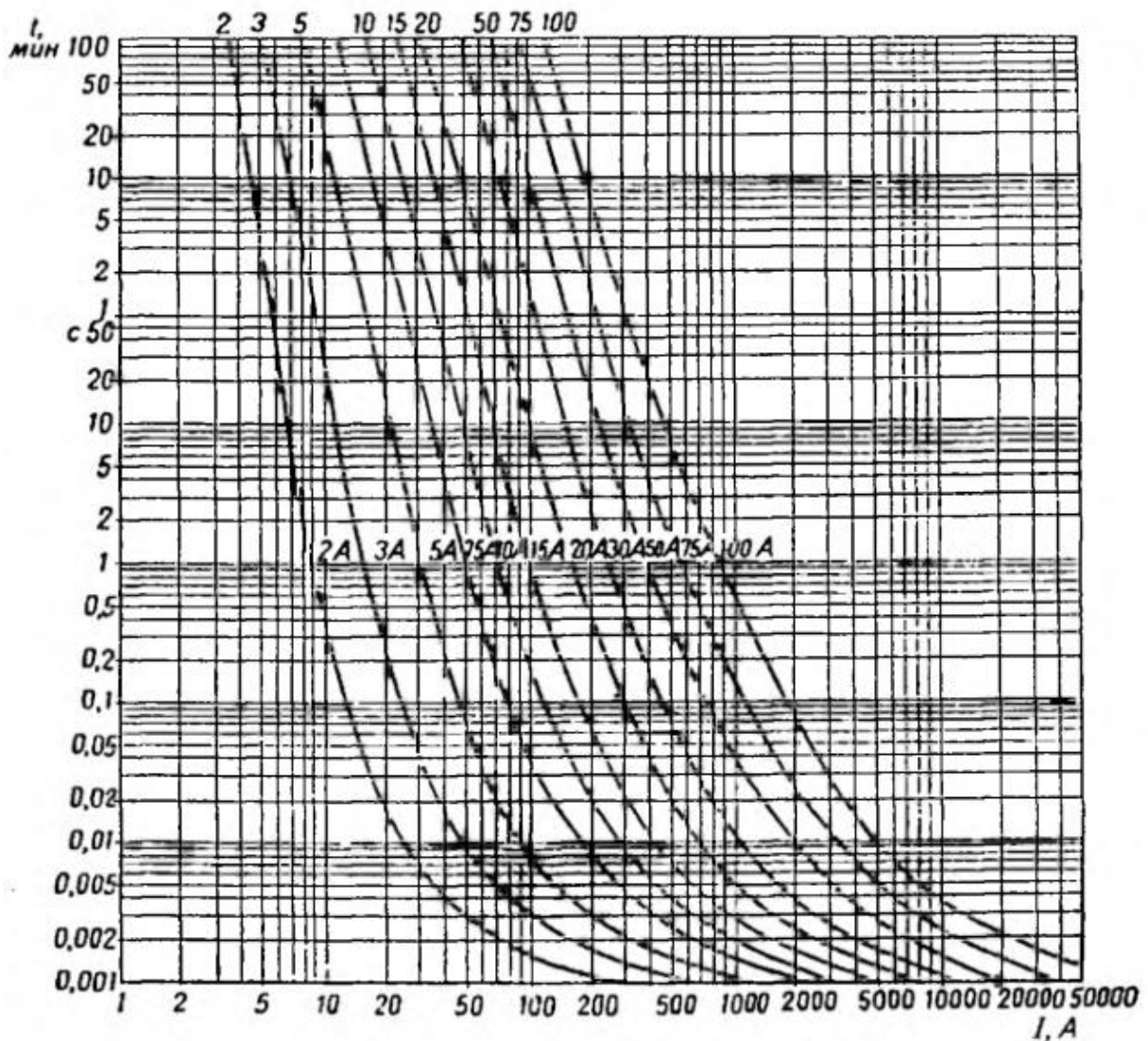


Рисунок 4.6 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок запобіжників типу ПКТ з кварцовим заповненням

Запобіжники типу ПКН (колишня назва – ПКТ) застосовують для захисту вимірювальних трансформаторів напруги.

Запобіжники типу ПКН порівняно із запобіжниками типу ПКТ мають менші розміри, вони не мають вказівника спрацювання. Перегоряння плавкої вставки визначають за показами приладів на вторинній стороні трансформатора. Головна відмінність – у запобіжниках типу ПКН плавка вставка з малим перерізом виконана з тугоплавкого металу, наприклад, константану, що має більший питомий опір. За рахунок цього досягають значного ефекту струмообмеження, що є надважливим для трансформаторів напруги. Вимикальна потужність цих

запобіжників до 1000 МВА. Для підсилених запобіжників типу ПКНУ потужність не обмежується.

Запобіжники з автогазовим гасінням електричної дуги типу ПВТ (вихлопні, колишня назва – стріляючі типу ПСН) виготовляють на напругу 10, 35 і 110 кВ. Вони призначені для встановлення у відкритих розподільних пристроях. У сільських електричних мережах найчастіше застосовують запобіжники типу ПВТ для захисту від коротких замикань районних трансформаторних підстанцій невеликої потужності напругою 35/10 та 110/10 кВ.

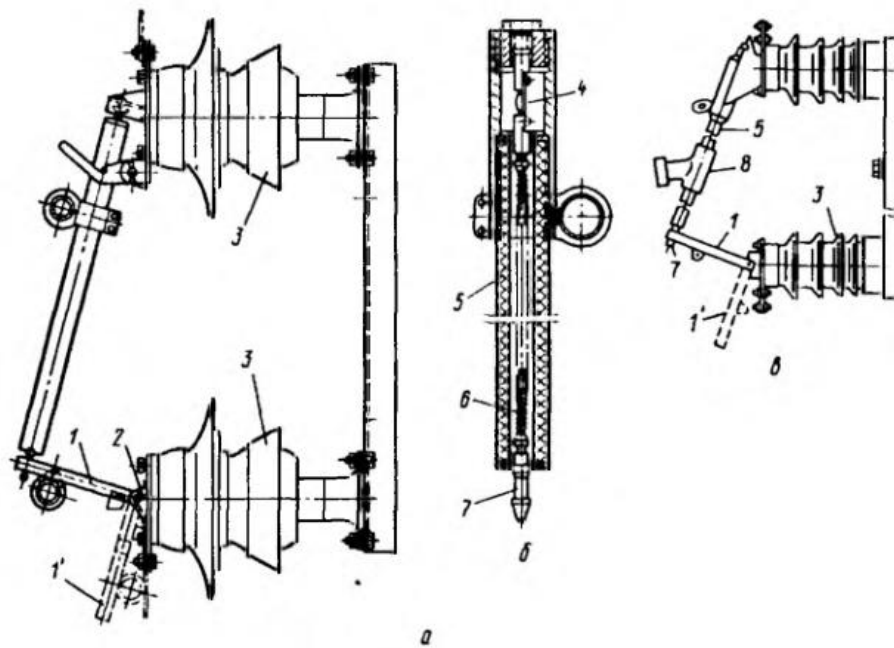


Рисунок 4.7 – Запобіжник типу ПВТ:

а і б – загальний вигляд і патрон запобіжника ПВТ-35 (ПСН-35);
в – запобіжник ПВТ-35МУ1 (ПС-35МУ1); *1 і 1'* – контактний ніж; *2* – вісь; *3* – опорний ізолятор; *4* – плавка вставка; *5* – трубка з газогенеруючого діелектрика;
б – гнучкий провідник; *7* – наконечник; *8* – патрубок

Основна частина запобіжника – трубка *5* (рис. 4.7) з твердого діелектрика (наприклад, вініпласту), всередині якого знаходиться гнучкий провідник *б*, з'єднаний одним кінцем з плавкою вставкою *4*, а іншим – з наконечником *7*. Патрон запобіжника встановлено на двох опорних ізоляторах *3*, закріплених на металевій рамі. Головка патрону затиснена спеціальним тримачем. На нижньому

ізоляторі 3 закріплено контактний ніж 1 з пружиною, що намагається повернути ніж до положення 1'. Ніж 1 з'єднаний із наконечником 7. Запобіжник монтують не вертикально, а під деяким кутом, як показано на рис. 7. Під час короткого замикання спочатку плавиться мідна, а потім стальна вставка. Під дією пружини ніж 1 повертається, і викидається гнучкий провідник. Дуга, що утворюється під час розплавлення вставок, зтягується до трубки з твердого діелектрика. Під впливом високої температури інтенсивно вивільняється газ. Тиск у трубці підвищується до 10–20 МПа, створюється інтенсивне поздовжнє дуття, що гасить дугу. При цьому гарячі гази викидаються у довкілля з потужним звуком, схожим на вистріл. Тому ПВТ встановлюють на відкритих розподільчих пристроях так, щоб у зоні вихлопу не було електричних апаратів. У цих запобіжників відсутній струмообмежувальний ефект.

Під час відключення під час викиду гнучкого зв'язку довжина дуги зростає, тому перенапруги не виникає.

Під час нормальної роботи запобіжника вставка нагрівається до високої температури. Для того, щоб запобігти газоутворенню, вставку розміщують не у газогенеруючій трубці, а в металевому ковпачку, що закриває один її кінець.

Промисловість виготовляє вихлопний запобіжник ПВТ-35МУ1. Його патрон на відміну того, що було розглянуто раніше, має металевий патрубок 8, у якому встановлено мідний клапан, що закриває поперечний отвір патрубка. При великих струмах короткого замикання, коли електрична дуга інтенсивно розвивається, тиск у патроні швидко зростає і викидає клапан, у результаті чого отвір патрубка відкривається. Під час гасіння дуги з малими струмами отвір патрубка залишається закритим і тиск у патроні поступово підвищується.

Суттєвий недолік плавких запобіжників – розкид захисних характеристик, що ускладнює узгодження захистів послідовно з'єднаних елементів мережі. Цей недолік подолано у керованих запобіжниках (УПС-35У1), що призначені для захисту трансформаторів напругою 35/10 і 110/10 кВ. У патрон встановлюють контактну систему, яка з'єднує плавку вставку з гнучким провідником всередині патрону. Контактна система забезпечує розрив мережі вставки під час спрацювання релейного захисту. Під час короткого замикання спрацьовує

релейний захист, що впливає на привід, і контактний ніж I (рис. 4.7) разом з гнучким провідником переміщаються донизу. Контактна система, що знаходиться всередині патрону, роз'єднується. Інші процеси – викидання гнучкого провідника і гасіння електричної дуги – відбуваються так само, як під час перегорання плавкої вставки у некерованому вихлопному запобіжнику. У випадку великих струмів вставка керованого запобіжника спрацьовує раніше релейного захисту.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Ескізи різних типів запобіжників.
- 3 Технічні характеристики запобіжників.
- 4 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Яке призначення плавких вставок запобіжників.
- 2 У комплексі з якими іншими апаратами застосовують запобіжники?
- 3 Які якості запобіжника типу ПР залежать від форми його плавкої вставки?
- 4 Поясніть конструкцію запобіжника типу ПР і процес гасіння дуги у ньому.
- 5 Поясніть конструкцію кварцових низьковольтних запобіжників і процес гасіння дуги у них.
- 6 Поясніть конструкцію кварцових запобіжників типу ПКТ і процес гасіння дуги у них.
- 7 Яка конструкція показчика спрацьовування запобіжника типу ПКТ?
- 8 Чим забезпечується ефект обмеження струму у кварцових запобіжниках?
- 9 Поясніть конструкцію стріляючих запобіжників і процес гасіння дуги у них?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5

Трубчаті та вентильні розрядники

Мета роботи

Вивчити принцип дії і будову трубчатих та вентильних розрядників як пристроїв захисту від перенапруг.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити конструкцію і правила вибору трубчатих і вентильних розрядників.
- 2 Вивчити схеми захисту сільських підстанцій від перенапруг.
- 3 Вивчити конструкцію вентильних розрядників.
- 4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Вивчити призначення і основні технічні дані трубчатих і вентильних розрядників.
- 2 Вивчити конструкцію трубчатих розрядників. Звернути увагу на внутрішній іскровий проміжок, форму електродів, довжину трубки і показчик спрацювання.
- 3 Вивчити конструкцію вентильних розрядників. Звернути увагу на конструкцію іскрових проміжків, виконання нелінійного опору, на забезпечення контактів і герметичності.
- 4 Вивчити схеми захисту сільських електроустановок від хвиль, що набігають, перенапруг.

Вказівки щодо виконання лабораторної роботи

Захисні апарати, що забезпечують не лише захист ізоляції від перенапруг, але і гасіння дуги супроводжувачого струму протягом часу меншого, ніж час дії релейного захисту, дістали назву захисних ***розрядників*** (рис. 5.1).

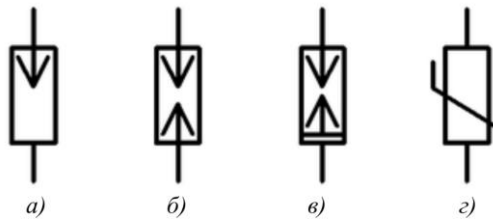


Рисунок 5.1 – Позначення розрядників
на електричних принципових схемах:

а – загальне позначення; б – трубчастий розрядник; в – розрядник вентильний або магнітовентильний; г – нелінійний обмежувач перенапруг

Існують два різні способи гасіння дуги: у трубчастих розрядниках гасіння відбувається в результаті інтенсивного повздовжнього дуття, у вентильних розрядниках – завдяки зниженню значення супроводжуючого струму за допомогою опору, включеного послідовно з іскровим проміжком.

Трубчасті розрядники. Основу трубчастого розрядника складає трубка 1 з газогенеруючого матеріалу (рис. 5.2). Один кінець трубки заглушений металевією кришкою, на якій укріплений внутрішній стержневий електрод 2. На відкритому кінці трубки розташований інший електрод у вигляді кільця 3. Проміжок S_1 між стержневим і кільцевим електродами називається внутрішнім, або дугогасильним, проміжком. Трубка відділяється від дроту фази зовнішнім іскровим проміжком S_2 для того, щоб газогенеруючий матеріал трубки постійно не розкладався під дією струмів витоку.

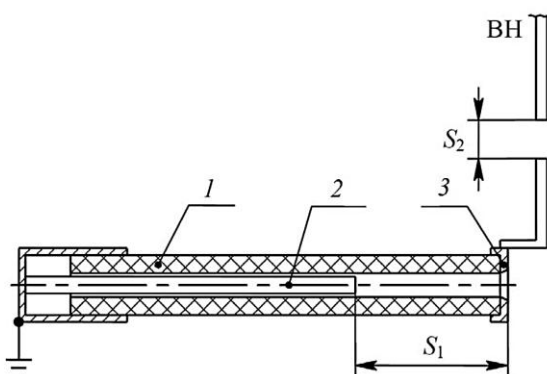


Рисунок 5.2 – Конструкція трубчастого розрядника:

S_1 – основний проміжок; S_2 – зовнішній іскровий проміжок;

1 – діелектрична труба; 2 – стрижневий електрод; 3 – відкритий електрод

Розрядники повинні відповідати таким **основним вимогам**:

1 Вольт-секундна характеристика розрядника повинна розміщуватись нижче, ніж характеристика об'єкту, що захищається. Характеристика розрядника повинна бути за можливістю рівномірною (пологою).

2 Іскровий проміжок розрядника повинен мати визначену гарантовану електричну міцність при промисловій частоті (50 Гц) і при імпульсах. Вентильний розрядник, призначений для захисту від атмосферних перенапруг, не повинен спрацьовувати при внутрішніх перенапругах.

3 Залишкова напруга на розряднику, що характеризує його обмежуючу здатність, не повинна перевищувати величин, які небезпечні для ізоляції обладнання.

4 Супроводжуючий струм частотою 50 Гц повинен вимикатися за малий час в можливо широкому діапазоні струмів.

5 Розрядник повинен мати велику кількість спрацювань без проведення нагляду і ремонту.

Довжина зовнішнього іскрового проміжку обирається за умовами захисту ізоляції і може регулюватися в певних межах. Довжина внутрішнього іскрового проміжку встановлюється відповідно до дугогасильних властивостей розрядника і регулюванню не підлягає.

При дії на трубчастий розрядник імпульсу грозової перенапруги обидва проміжки пробиваються (перекриття по зовнішній поверхні не може статися, оскільки розрядна відстань по цій поверхні багато більша від довжини внутрішнього проміжку) і відбувається обмеження імпульсу напруги. По каналах розряду пробитих проміжків проходить супроводжуючий струм робочої частоти. Під дією високої температури каналу дуги змінного струму в трубці відбувається інтенсивне виділення газу. Тиск в трубці збільшується. Гази, спрямовуючись до відкритого кінця трубки, створюють подовжнє дуття, внаслідок чого дуга гаситься під час першого проходження струму через нульове значення. Спрацьовування розрядника супроводжується вихлопом розжарених газів і звуком, що нагадує постріл.

Для успішного гасіння дуги супроводжуючого струму потрібне досить інтенсивне генерування газу в трубці, яке залежить від струму, що проходить. Тому є нижня межа струмів, які надійно відключаються трубчастим розрядником. При великих струмах занадто інтенсивне газоутворення може привести до надмірного підвищення тиску і розриву трубки або зриву наконечників. Тому для трубчастих розрядників встановлюється також верхня межа струмів, що відключаються, при якій гасіння дуги ще не супроводжується механічним ушкодженням розрядника.

Трубчасті розрядники типу РТФ мають фібробакелітову трубку (Р – розрядник, Т – трубчастий, Ф – фібробакелітовий), розрядники типу РТВ або РТВУ – трубки з вініпласту (Р – розрядник, Т – трубчастий, В – вініпластовий, У – посилений). Для підвищення механічної міцності фіброва трубка обмотується згори бакелізованим папером і покривається вологостійким лаком.

Трубчасті розрядники як правило забезпечують 7–8 успішних спрацювань, після чого газогенеруюча трубка не забезпечує необхідного тиску газів та дугогасильної здатності. Вініпластова газогенеруюча трубка вигорає скоріше ніж фібробакелітова. Для визначення кількості спрацювань розрядники обладнуються однократними або багатократними показчиками спрацювання.

Вентильний розрядник – апарат для обмеження перенапруг, який підключається до електричної мережі через іскрові проміжки та робочі елементи якого виготовлені на основі нелінійних резисторів (варисторів).

Варистор – нелінійний резистор, який за нормальної напруги промислової частоти має високий опір, а при перенапругах – має малий опір.

Вентильний розрядник типу РВО (рис. 5.3) складається з іскрових проміжків 1 і нелінійних резисторів 2, що розміщені у герметично закритому фарфоровому корпусі 3, який захищає внутрішні елементи розрядника від дії зовнішнього середовища і забезпечує стабільність характеристик.

При дії на вентильний розрядник імпульсу грозової перенапруги пробивається іскровий проміжок і через розрядник проходить імпульсний струм, що створює падіння напруги на опорі резистора. Завдяки нелінійній вольт-

амперній характеристиці це падіння напруги мало змінюється при істотній зміні імпульсного струму.

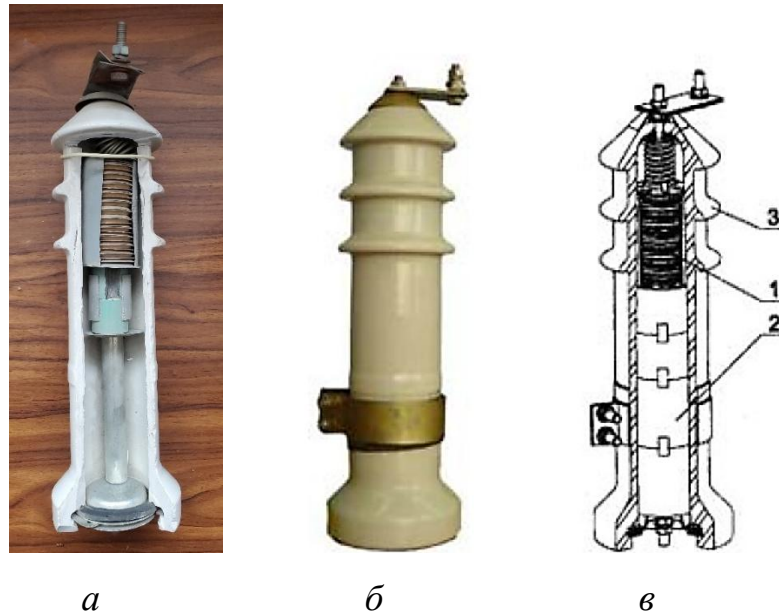


Рисунок 5.3 – Конструкція вентильного розрядника типу РВО на напругу 6/10 кВ (Р – розрядник; В – вентильний; О – полегшений):
 а – розрядник РВО у розрізі, представлений у лабораторії кафедри енергетики та ЕТС СНАУ; б – зовнішній вигляд розрядника РВО;
 в – схематичне зображення конструкції:
 1 – іскровий проміжок; 2 – нелінійний резистор; 3 – фарфоровий корпус

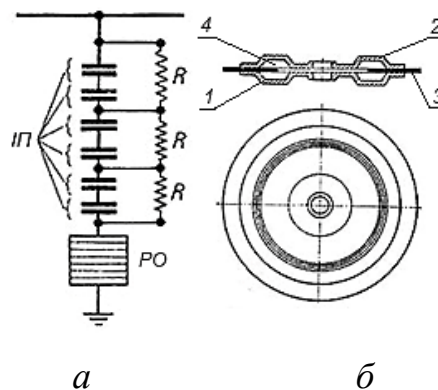


Рисунок 5.4 – Схема заміщення вентильного розрядника (а) та конструкція іскрового проміжку (б):
 ІП – іскровий проміжок; R – варистор; PO – робочий опір

Наступним за імпульсним струмом через розрядник проходить супроводжуючий струм промислової частоти. Опір нелінійного резистора при робочій напрузі різко зростає, супроводжуючий струм істотно обмежується і під час переходу його через нульове значення дуга в іскровому проміжку згасає.

Кожен блок магнітних іскрових проміжків є почерговим з'єднанням одиничних іскрових проміжків (рис. 5.4) і постійних магнітів, що розміщені у фарфоровому циліндрі. При пробі в одиничних іскрових проміжках виникає дуга, яка за рахунок дії магнітного поля, що створюється кільцевим магнітом, починає обертатися з великою швидкістю, що забезпечує більш швидке, порівняно з вентильними розрядниками, дугогасіння.

Блок магнітних іскрових проміжків складається з набору одиничних іскрових проміжків, розділених між собою кільцевими постійними магнітами 3 (рис. 5.4 б). Одиничний іскровий проміжок складається з двох концентрично розташованих мідних електродів 1 і 2, між якими утворюється кільцева щілина 4. Дуга, що виникає в щіліні, обертається під дією постійних магнітів з великою швидкістю, що сприяє її швидкому гасінню.

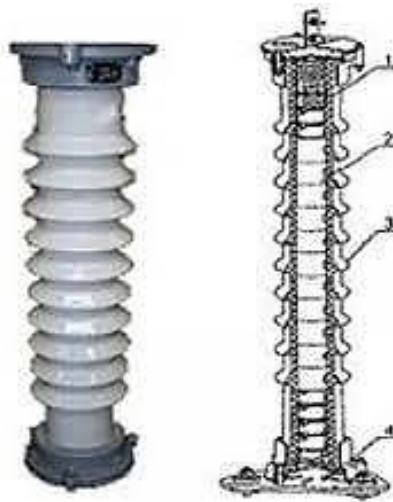


Рисунок 5.5 – Конструкція вентильного розрядника типу РВС
на напругу 35/110 кВ:

- 1 – іскровий проміжок; 2 – нелінійний резистор;
3 – фарфоровий корпус; 4 – сталева кришка

Розрядники вентиляні типу РВС-35 (рис. 5.5) призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електроустаткування змінного струму напругою 35 кВ і частотою 50 та 60 Гц. Аналогічну будову та зовнішній вигляд мають вентиляні розрядники РВС-110, що працюють зі змінним струмом напругою 110 кВ і частотою 50 та 60 Гц.

Розрядники РВС виготовляються для мереж із будь-якою системою заземлення нейтралі. Розрядники розраховані на тривалу роботу в умовах закритих та відкритих електричних установок за температури навколишнього середовища від -40 °С до +40 °С та призначені для застосування на висоті до 1000 м над рівнем моря.

Елемент розрядника РВС-35 складається з двох основних частин:

а) *блока багаторазового іскрового проміжку*, до якого входять кілька послідовно з'єднаних поодиноких іскрових проміжків, шунтованих підковоподібними нелінійними резисторами, призначеними для вирівнювання розподілу напруги. Іскристі проміжки поміщені в порцелянові циліндри;

б) *робочого резистора*, складеного з набору вілітових дисків, включених послідовно.

Багаторазовий іскровий проміжок з'єднаний послідовно з робочим резистором, закритий герметичним армованим порцеляновим кожухом і стискає пружиною.

Блоки іскрових проміжків розташовані як у верхній, так і в нижній частині розрядника РВС-35, а вілітові диски поміщені всередині між блоками іскрових проміжків. Таке розміщення іскрових проміжків знижує коефіцієнт імпульсу розрядника. Для досягнення гарного контакту між блоками іскрових проміжків і вілітовими дисками вони стискаються пружинами. Стискувальні пружини шунтуються мідними стрічками, що знижує їх індуктивний опір.

Захисна дія розрядника зумовлено тим, що під час появи небезпечного для ізоляції напруги відбувається пробій іскрового проміжку розрядника, а імпульсний струм, що протікає через нелінійність робочого опору, не створює небезпечного для ізоляції підвищення напруги.

Слідом за проходом іскри розрядника виникає струм, що протікає під дією напруги промислової частоти, так званий *супроводжувальний струм*, переривається іскровим проміжком під час першого переходу через нульове значення. Після цього робота розрядника закінчена, і він знову готовий до повторної дії.

Умовне позначення розрядника:

РВС-35 У1

Р – розрядник;

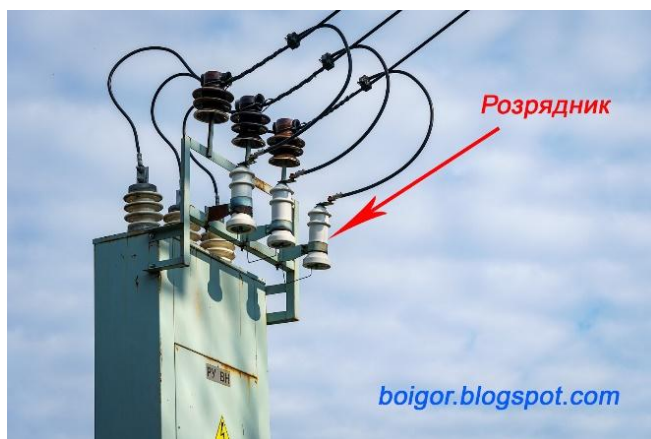
В – вентиляний;

С – станційний;

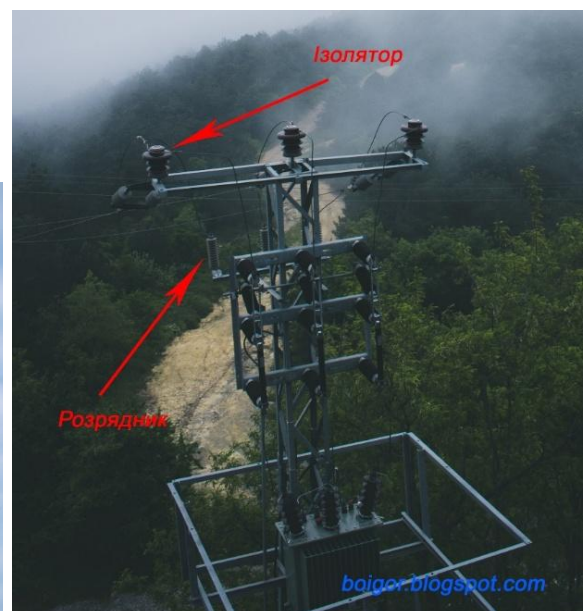
35 – клас напруги в кВ;

У, ХЛ – кліматичне виконання згідно з ГОСТ15150-69;

1 – категорія розміщення згідно з ГОСТ15150-69.



а



б

Рисунок 5.6 – Розміщення розрядників:

а – тип РВО; *б* – тип РВС

За результатами виконання лабораторної роботи заповнюють табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики розрядників

Тип	Напруга U_n , кВ	Найбільша допустима напруга, кВ	Пробивна напруга при частоті $f = 50$ Гц	Призначення

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Основні технічні дані трубчатих і вентильних розрядників.
- 3 Ескіз конструкції вентильного і трубчатого розрядників.
- 4 Опис основних конструктивних особливостей вентильного та трубчатого розрядників.
- 5 Технічні характеристики розрядників (табл. 5.1).
- 6 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Яке призначення розрядників?
- 2 Чим визначаються захисні властивості розрядників?
- 3 Будова і принцип дії трубчатого розрядника.
- 4 Від чого залежить дугогасильна здатність трубчатого розрядника?
- 5 Назвіть марки розрядників, що застосовуються у сільських електроустановках.
- 6 З якою метою в комплекті з трубчатим розрядником застосовується відкритий іскровий проміжок?
- 7 Будова і принцип дії вентильного розрядника?
- 8 Яке призначення нелінійного опору?
- 9 Чому вентильні розрядники є основним засобом захисту від перенапруг?
- 10 Поясніть схеми захисту сільських підстанцій від перенапруг.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6

Навантаження групи житлових будинків

Мета роботи

Навчитися вибирати навантаження для одиничного побутового споживача електричної енергії, для групи житлових будинків з урахуванням денного і вечірнього максимумів навантаження.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
 - 2 Накреслити план населеного пункту відповідно до свого варіанту до якого визначити комунально-побутових споживачів.
 - 3 Обрати навантаження для одиничного побутового споживача електричної енергії.
 - 4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.
- Вихідні дані взяти відповідно свого варіанту у викладача.

Порядок виконання роботи

- 1 Визначити навантаження для групи житлових будинків.
- 2 Визначити навантаження для групи комунальних споживачів.
- 3 Визначити геометричні центри навантажень кожного побутового і комунального об'єкту.
- 4 Результати занести до табл. 6.1.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

За вказаним у завданні варіантом обирають і подають на листі формату А3 або А4 у стандартному масштабі план населеного пункту, обирають споживачів електричної енергії та їх навантаження.

Розрахунок навантажень на вводах до споживачів проводять паралельно для денного і вечірнього максимумів навантаження. Розрахункові навантаження

(денне та вечірнє) на вводах у виробничі, побутові та комунальні приміщення обирають із завдання.

Для спрощених розрахунків використовують коефіцієнти денного і вечірнього максимумів k_d і k_e . Для виробничих споживачів їх беруть такими, що дорівнюють $k_d = 1$, $k_e = 0,6$; для побутових споживачів без електроплит $k_d = 0,3 - 0,4$, $k_e = 1$ та з електроплитами $k_d = 0,6$, $k_e = 1$; для змішаного навантаження $k_d = k_e = 1$.

Визначення навантажень для групи житлових будинків здійснюють за наведеною нижче методикою.

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму дорівнює:

$$P_e = n \cdot k_0 P_0, \quad (6.1)$$

де n – кількість будинків у групі (визначається із завдання), шт.;

k_0 – коефіцієнт одночасності (для будинків однієї групи);

P_0 – розрахункове навантаження на вводі в житловий будинок відповідно до рекомендацій, наведених нижче, Вт.

Навантаження денного максимуму групи житлових будинків рекомендується брати:

$$P_d = 0,3 P_e. \quad (6.2)$$

Для населених пунктів, що електрифікуються вперше, а також за відсутності даних щодо електроспоживання будинків P_0 задаються відповідно до ДБН В.2.5-23:2010 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Для комунальних споживачів величини розрахункових навантажень одиничного споживача на вводі обирають з вихідних даних. Для розрахунку навантаження групи комунальних споживачів використовують вирази:

$$P_{\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial i} ; \quad (6.3)$$

$$P_{\epsilon} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} , \quad (6.4)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\epsilon i}$ – сумарні потужності окремих споживачів.

Таблиця 6.1 – Розрахунок координат центру навантаження комунально-побутових споживачів

№ спож-ча на плані	Назва споживача	$P_{\partial}, \text{кВт}$	$P_{\epsilon}, \text{кВт}$	$x, \text{см}$	$y, \text{см}$	$P \cdot x$	$P \cdot y$
1	2	3	4	5	6	7	8
Разом				—	—		

Трансформаторну підстанцію, як правило, встановлюють у центрі навантажень зони її дії.

Координати центру навантажень визначають за формулами:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i} , \quad (6.5)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i} , \quad (6.6)$$

де P_i – розрахункова потужність на вводі i -го споживача, кВт;

x_i, y_i – відстань до i -го споживача за координатними осями.

Масштаб та розміщення осей координат вибирають довільно.

Розрахунок центра навантаження ведуть за одним, денним або вечірнім, максимумом, для якого сумарне навантаження більше.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Вихідні дані щодо комунально-побутових споживачів (табл. 6.1) відповідно до свого варіанту.
- 3 Побудова плану населеного пункту у частині комунально-побутових споживачів.
- 4 Визначення навантаження комунально-побутових споживачів населеного пункту.
- 5 Визначення координат центру навантажень комунально-побутових споживачів населеного пункту.
- 6 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 У чому полягає відмінність вибору денного і вечірнього приєданого максимумів навантажень для комунальних і побутових споживачів?
- 2 Як визначають денний і вечірній максимуми навантажень побутових споживачів?
- 3 Як визначають денний і вечірній максимуми навантажень комунальних споживачів?
- 4 Як розраховують координати центру навантажень споживачів?
- 5 Поясніть, чому важливо трансформаторну підстанцію розміщати саме у геометричному центрі навантажень?
- 6 Поясніть фізичний зміст коефіцієнтів денного і вечірнього максимумів.
- 7 Чому як правило комунально-побутових споживачів живлять окремо від промислових, включно зі встановленням окремих трансформаторних підстанцій?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 7

Навантаження промислових споживачів

Мета роботи

Навчитися розраховувати навантаження для промислових споживачів.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.

2 Накреслити план населеного пункту відповідно до свого варіанту до якого визначити промислових споживачів та виписати їх характеристики (денне та вечірнє навантаження, кількість об'єктів, що доводяться на групу).

3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Вихідні дані взяти відповідно свого варіанту у викладача.

Порядок виконання роботи

1 Відповідно до вихідних даних на плані населеного пункту (див. лабораторну роботу № 6) визначити промислові об'єкти та побудувати уточнений план населеного пункту.

2 Визначити геометричні центри навантажень кожного промислового об'єкту.

3 Результати занести до табл. 7.1.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Розрахунок навантажень на вводах до споживачів ведеться паралельно для денного і вечірнього максимумів навантаження.

Розрахункові навантаження (денне та вечірнє) на вводах до виробничих об'єктів беруть із завдання відповідно даних, наведених у лабораторній роботі № 6. Роботу виконують у такій послідовності:

1) відповідно до плану населеного пункту визначають промислові об'єкти. Дані заносять до табл. 7.1;

2) визначення навантажень на вводах до споживачів проводять паралельно для денного і вечірнього максимумів навантаження. Розрахункові навантаження (денне та вечірнє) на вводах у виробничих приміщеннях беруть із завдання. Дані заносять до табл. 7.1.

Для промислових споживачів величини розрахункових навантажень одиничного споживача на вводі обирають з вихідних даних. Для розрахунку навантаження групи промислових споживачів використовують вирази:

$$P_{\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial i} ; \quad (7.1)$$

$$P_{\epsilon} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} , \quad (7.2)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\epsilon i}$ – сумарні потужності окремих споживачів.

Трансформаторну підстанцію, як правило, встановлюють у центрі навантажень зони її дії.

Координати центру навантажень визначають за формулами:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i} , \quad (7.3)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i} , \quad (7.4)$$

де P_i – розрахункова потужність на вводі i -го споживача, кВт;

x_i, y_i – відстань до i -го споживача за координатними осями.

Масштаб та розміщення осей координат вибирають довільно.

Розрахунок центра навантаження проводять за одним, денним або вечірнім, максимумом, для якого сумарне навантаження більше.

Таблиця 7.1 – Розрахунок координат центру навантаження

№ споживача на плані	Назва споживача	P_d , кВт	P_v , кВт	$x, см$	$y, см$	$P \cdot x$	$P \cdot y$
1	2	3	4	5	6	7	8
Разом				—	—		

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Вихідні дані щодо промислових споживачів (табл. 7.1) відповідно до свого варіанту.
- 3 Побудова плану населеного пункту у частині промислових споживачів.
- 4 Визначення навантаження промислових споживачів населеного пункту.
- 5 Визначення координат центру навантажень промислових споживачів населеного пункту.
- 6 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Що називають приймачем електроенергії? Наведіть приклади.
- 2 Які категорії електроприймачів існують і яким нормативним документом визначаються?
- 3 Що називають денним S_d і вечірнім S_v максимумами навантаження споживача або групи споживачів?
- 4 Що називають графіком навантаження? Їх види та мета створення.
- 5 Як розраховують навантаження для групи промислових споживачів?
- 6 Що таке коефіцієнт одночасності k_o ?
- 7 Що називають коефіцієнтом денного k_d та вечірнього k_v максимумів?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 8

Навантаження системи зовнішнього освітлення населеного пункту

Мета роботи

Навчитися виконувати розрахунок навантаження і проєктування (трасування) системи зовнішнього освітлення населеного пункту.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Спираючись на дані лабораторних робіт №№ 6 і 7, накреслити загальний план населеного пункту відповідно до свого варіанту, до якого включити комунально-побутових і промислових споживачів та виписати їх характеристики (денне та вечірнє навантаження, кількість об'єктів, що доводяться на групу).
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Відповідно до загального плану населеного пункту здійснити трасування повітряної лінії системи вуличного освітлення.
- 2 Визначити довжини кожної пронумерованої ділянки системи вуличного освітлення та занести отримані результати на план.
- 3 Визначити потужність системи зовнішнього освітлення населеного пункту для кожної трансформаторної підстанції.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Потужність системи зовнішнього освітлення населеного пункту визначається з виразу:

$$P_{\text{вул.}} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + N \cdot P_{0 \text{ прим.}}, \quad (8.1)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м; (визначається за планом населеного пункту)

N – кількість виробничих приміщень, шт.;

$P_{0 \text{ вул.}}$, $P_{0 \text{ прим.}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно на один погонний метр вулиці та на одне виробниче приміщення, кВт.

Навантаження вуличного освітлення задаються відповідно до норм. Залежно від типу покриття та ширини проїжджої частини доріг і вулиць питома потужність освітлювальних установок при середній освітленості 1–4 лк складає 3–13 Вт/м.

Нормативи навантаження зовнішнього освітлення території господарських дворів складає 250 Вт на одне приміщення і 3 Вт на 1 м довжини периметра двору, а для громадських і торговельних центрів – 0,5 Вт на 1 м² площі.

Отримані значення навантаження системи вуличного освітлення враховуються при визначенні загального навантаження трансформаторної підстанції лише за вечірнім графіком роботи.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Вихідні (табличні) дані зі звіту лабораторних робіт №№ 6 і 7 щодо споживачів (комунально-побутових, промислових) відповідно до свого варіанту.
- 3 Побудова плану населеного пункту з трасуванням ЛЕП.
- 4 Визначення потужності системи зовнішнього освітлення населеного пункту за складовими і загальною.
- 5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Який документ визначає номінальні значення питомої потужності освітлювальних установок? Наведіть нормативні значення.

- 2 Як розраховують довжину ліній системи зовнішнього освітлення?
- 3 Як розрахувати потужність зовнішнього освітлення території господарських дворів?
- 4 Які сучасні підходи до будови систем зовнішнього освітлення населених пунктів?
5. Які сучасні засоби зовнішнього освітлення використовують? Наведіть приклади?
- 6 Які ви знаєте способи підвищення енергоощадності систем зовнішнього освітлення? Їх переваги і недоліки.

ЧАСТИНА II

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 9

Вибір перерізів проводів у мережах 0,4 кВ

Мета роботи

Навчитися здійснювати вибір перерізів проводів у мережах 0,4 кВ.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Ознайомитися з схемою повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ (рис. 9.1), її споживачами та їх характеристиками.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Відповідно до схеми повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ (рис. 9.1), виконати розрахунки за наведеною у роботі методикою, а результати занести до табл. 9.1 і 9.2.
- 2 Використовуючи довідкові данні, здійснити підбір проводів ліній електропередачі відповідно до розрахованих параметрів (табл. 9.1 і 9.2).

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Вибір перерізів проводів в мережах 0,4 кВ проводиться за найменшими зведеними річними затратами з наступною їх перевіркою на допустиму втрату напруги.

Розрахунок проводять для переважаючого (вечірнього або денного) максимуму навантаження на головних ділянках ліній.

Кожному значенню площі перерізу проводу відповідає інтервал навантажень, згідно з яким зведені витрати будуть мінімальні.

Проводи вибирають за еквівалентною потужністю:

$$S_{екв} = k_0 S_p, \quad (9.1)$$

де k_d – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, для ліній що заново будуються $k_d = 0,7$;

S_p – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Втрата напруги на розрахункових ділянках ліній визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{діл}} = \Delta U_{\text{нум}} S_p L_{\text{діл}}, \quad (9.2)$$

де $\Delta U_{\text{нум}}$ – питома втрата напруги, %/(кВА × км);

$L_{\text{діл}}$ – довжина ділянки лінії, км.

Результати розрахунків зводять до табл. 9.1, окремо для ПЛ–0,4 кВ.

Таблиця 9.1 – Вибір проводів ПЛ–0,4 кВ

Ділянка	S_p , кВА	k_d	$S_{\text{ЕКВ.}}$, кВА	$L_{\text{діл.}}$, км	$F_{\text{осн.}}$, мм ²	Втрати напруги, %			$F_{\text{дод.}}$, мм ²	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{\text{нум}}$, %/(кВА × км)	на ділянці	від РТП (або ТП)		$\Delta U_{\text{нум}}$, %/(кВА × км)	на ділянці	від РТП (або ТП)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Спершу за економічним інтервалом обирають основний переріз проводу, якщо він не задовольняє вимозі допустимої втрати напруги, тоді обирають додатковий переріз, починаючи з головної ділянки.

Розрахункова схема до лабораторної роботи подана на рис. 9.1.

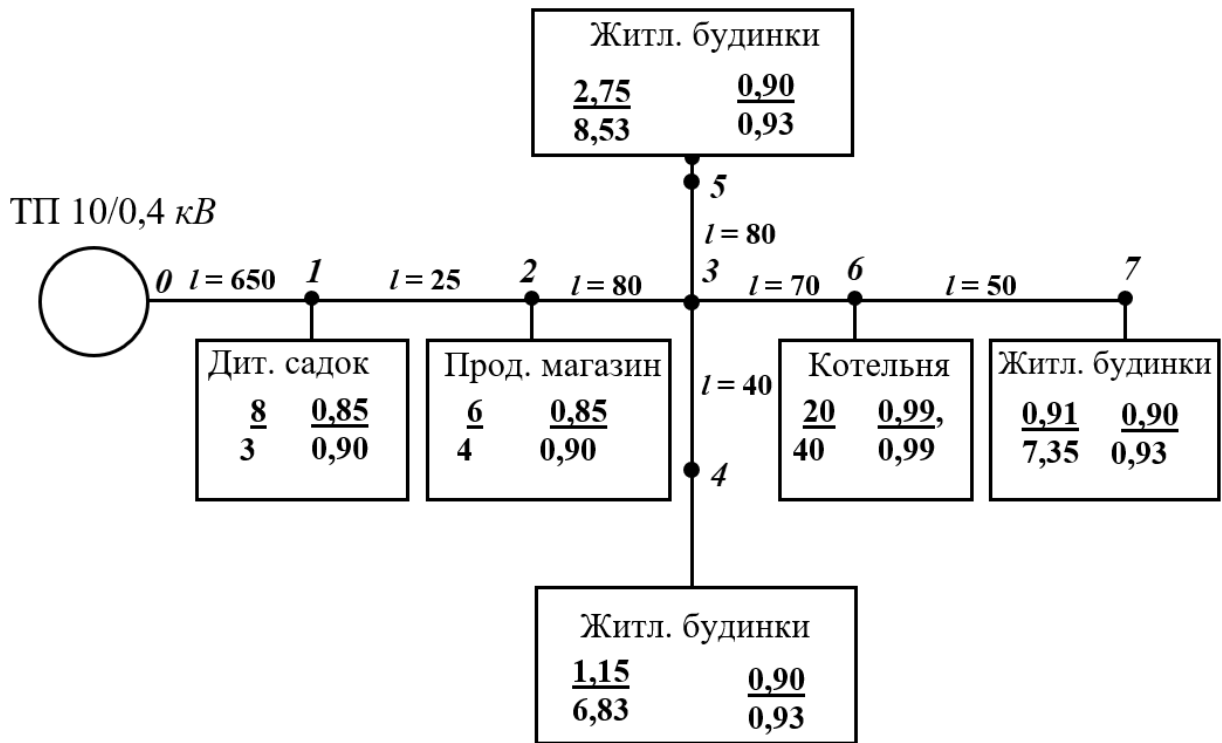


Рисунок 9.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,4 кВ

Визначення розрахункового навантаження ділянки лінії

Через неоднорідність навантажень розрахунок виконують методом надбавок. Він починається з кінця лінії (як правило найвіддаленішої)

$$P_p = P_{\phi} + \Delta P_m, \quad (9.3)$$

де P_{ϕ} – більше з навантажень, кВт;

ΔP_m – надбавка від меншого навантаження, кВт.

Надбавки потужностей для знаходження сумарного навантаження у мережах напругою 0,4 кВ ΔP_m подані у довідкових даних.

Середньозважений коефіцієнт потужності на ділянках лінії з різномірними навантаженнями визначають за формулою:

$$\cos \varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (9.4)$$

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

Значення повних потужностей на ділянках лінії розраховують за виразами:

$$S_{p\partial} = \frac{P_{\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}}. \quad (9.5)$$

Результати розрахунків заносять до табл. 9.2.

Таблиця 9.2 – Розрахункові навантаження в лінії 0,4 кВ (див. рис. 9.1)

Ділянка	7–6	6–3	4–3	5–3	3–2	2–1	1–0
$S_{p\partial}, \text{кВА}$							
$S_{p\epsilon}, \text{кВА}$							
$\cos \varphi_{\partial}$							
$\cos \varphi_{\epsilon}$							

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Розрахункова схема повітряної лінії 0,4 кВ (рис. 9.1).
- 3 Основні розрахунки відповідно до наведеної методики для однієї з ділянок мережі.
- 4 Таблиці 9.1 і 9.2 з результатами розрахунків.
- 5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Принцип розрахунку загального навантаження групи споживачів.
- 2 Принцип розрахунку повної потужності на ділянках мережі.
3. Принцип розрахунку середньозваженого коефіцієнту потужності на ділянках лінії з різнорідними навантаженнями.
- 4 Принцип вибору перерізів дротів у мережах 0,4 кВ.
- 5 Принцип розрахунку втрат напруги на розрахункових ділянках ліній.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 10

Вивчення конструкцій вимикачів навантаження ВНП-16, ВНП-17, ВНР-10, ВНРП-10 та вакуумних вимикачів ВНВ-10

Мета роботи

Вивчити конструкції вимикачів навантаження ВНП-16, ВНП-17, ВНР-10, ВНРП-10 та вакуумних вимикачів ВНВ-10, принцип дії та місця застосування, ознайомитися з основними їх технічними характеристиками.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Вивчити конструкції та принцип дії вимикачів навантаження ВНП-16, ВНП-17 та ВНР-10, ВНРП-10, місця застосування, ознайомитися з основними їх технічними характеристиками.
- 3 Вивчити конструкцію та принцип дії вакуумного вимикача ВНВ-10, місця застосування, ознайомитися з основними їх технічними характеристиками.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

1 Оглянути конструкцію вимикача навантаження ВН-10/400, вакуумної дугогасильної камери КДВ-21, розміщених у лабораторії кафедри, визначити їх основні елементи, принцип дії.

2 Оформити звіт з лабораторної роботи.

Методичні вказівки щодо виконання роботи

Вимикач навантаження – це комутаційний апарат, що здатний вмикати без ушкодження як номінальні навантажувальні струми (робота під навантаженням), так і надструми під час аварійних режимів.

Вимикач навантаження допускає комутацію номінального струму, але не розрахований на розрив струмів під час короткого замикання. Вимкнення надструмів у таких вимикачах здійснюється спеціальними запобіжниками.

Привід вимикачів навантаження може бути м'язовим – безпосереднього увімкнення і вимкнення від попередньо натягнутої пружини. Іноді застосовується електропривод увімкнення і соленоїд дистанційного вимкнення.

Вимикач навантаження загального призначення (типи ВН, ВНА, ВНМ) призначаються для роботи у шафах комплектних розподільчих пристроїв (КРП), камерах стаціонарних одностороннього обслуговування (КСО) і шафах комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) внутрішнього встановлення на клас напруги до 10 кВ трифазного змінного струму частотою 50 і 60 Гц для системи із заземленою та ізольованою нейтраллю. Вимикачі типу ВНВ, ВНВП можуть застосовуватися для напруг до 35 кВ, а ВНЕ і вимикачі масляні ВМ – до 220 кВ.

Важливо! Інший тип комутаційних апаратів – роз'єднувачі, які часто використовують у поєднанні з вимикачами навантаження не можуть здійснювати комутації під навантаженням через відсутність у їх конструкції елементів гасіння електричної дуги. Основне призначення роз'єднувача – забезпечити видимий розрив контакту для безаварійного обслуговування електричного обладнання. Розмикання контактів роз'єднувачами здійснюють лише після здійснення операції вимкнення вимикача навантаження.

До високовольтних комутаційних пристроїв також відносять віддільники та короткозамикачі.

Умовне позначення вимикача навантаження

$\text{ВНХ}_1\text{-Х}_2\text{-10/Х}_3\text{-Х}_4 \text{ х}_6\text{х}_7 \text{ З Х}_3$:

ВН – вимикач навантаження;

Х₁ – виконання:

А – автогазовий;

М – модернізований;

П – із пружинним приводом;

Р – з ручним приводом;

В – з вакуумною дугогасильною камерою;

ВП – з вакуумною дугогасильною камерою підвісної конструкції (у КРП);

Е – елегазовий;

X₂ – тип розташування приводу:

П – правий,

Л – лівий;

10 – номінальна напруга, кВ;

X₃ – номінальний струм, А (320, 400, 630);

X₄ – наскрізний струм короткого замикання (тобто від джерела живлення до місця КЗ і назад без втрат напруги), кА (10, 20);

x₅ – наявність ножів заземлення:

з – із заземлювальними ножами;

2з – із заземлювальними ножами з двох сторін

x₆ – розташування заземлювальних ножів (якщо тільки з одного боку):

п – заземлювальні ножі розташовані за запобіжниками;

в – заземлювальні ножі розташовані з боку заземлювальних контактів

З – пристрій для подавання команди на вимкнення у випадку перегорання запобіжника;

X₃ – кліматичне виконання (У, УХЛ, Т) і категорія розміщення (З) за ГОСТ 15150.

Приклади запису умовних позначень вимикачів навантаження:

ВНП-10/630-20з УЗ; ВНР_п-10/630;

ВНА П(Л)-10/630-20-У2; ВНМ-10/630-31,5 УХЛЗ

Технічні характеристики вимикачів ВН:

– номінальна напруга, кВ	10;
– найбільша робоча напруга, кВ	12;
– номінальний струм, А	400, 630;
– висота над рівнем моря, м, не більше	1000;
– значення температури довкілля, °С	– 45 до +35;
– довкілля	невибухонебезпечне;
– відносна вологість довкілля, % (за температури 20°С)	80;

– робоче відомості у просторі
площині.

встановлення на вертикальній

Вимикачі навантаження ВН-16, ВНП-16, ВНП-17 відносяться до автогазових вимикачів. Їх використовують в установках невеликої потужності, замість дорогих масляних вимикачів. Вимикачі навантаження ВН-16 виготовлені на базі триполюсних розмикачів РВ-10/400 та призначені для внутрішньої установки. Так само, як і роз'єднувачі, вони забезпечують видимий розрив кола. Проте, роз'єднувачі не можуть вимикати струми навантаження, і цим вони відрізняються від вимикачів навантаження.

Вимикачі типу ВН на 10 кВ забезпечують комутування струму холостого ходу та номінального струму навантаження силових трансформаторів потужністю від 160 до 1600 кВА. Гасіння електричної дуги, що виникає між контактами вимикача при відключенні струму навантаження, здійснюється в дугогасній камері, що має вкладиші з органічного скла. Під дією високої температури електричної дуги органічне скло горить, виділяючи при цьому велику кількість газу який має хорошу дугогасну здатність (за складом виділених газ містить 60–70 % водню). При виділенні газу в дугогасній камері значно підвищується тиск, який створює поздовжнє дуття газу, під дією якого з дугогасної камери видувається іонізований газ і призводить до згасання дуги та розриву кола.

Дугогасні камери виконують із термостійкої пластмаси. Вони мають дугоподібну форму, тому рухомі дугогасні контакти легко входять у камери. При включенні вимикача спочатку замикаються дугогасні контакти, потім – головні контакти. Процес вимкнення проходить навпаки – спочатку розмикаються головні, а потім дугогасні контакти. У вимкненому положенні рухомий дугоподібний контакт утворює видимий розрив з дугогасною камерою.

Якщо до вимикача навантаження ВН підключити силові високовольтні запобіжники типу ПКТ, то використовувати такий вимикач можна значно ширше. Вимикач навантаження, конструктивно доповнений трьома запобіжниками, утворює апарат типу ВНП. Його функціональні властивості при

цьому розширюються: він здатний відключати струми перенавантаження та струми короткого замикання в силових колах. При цьому комутування робочих струмів здійснюється за допомогою вимикача, а відключення струмів короткого замикання – плавкою вставкою запобіжників ПК.

Вимикач ВНП-17 являє собою конструктивний варіант вимикача ВНП-16 і відрізняється від нього тим, що має механізм автоматичного відключення при спрацюванні запобіжників.

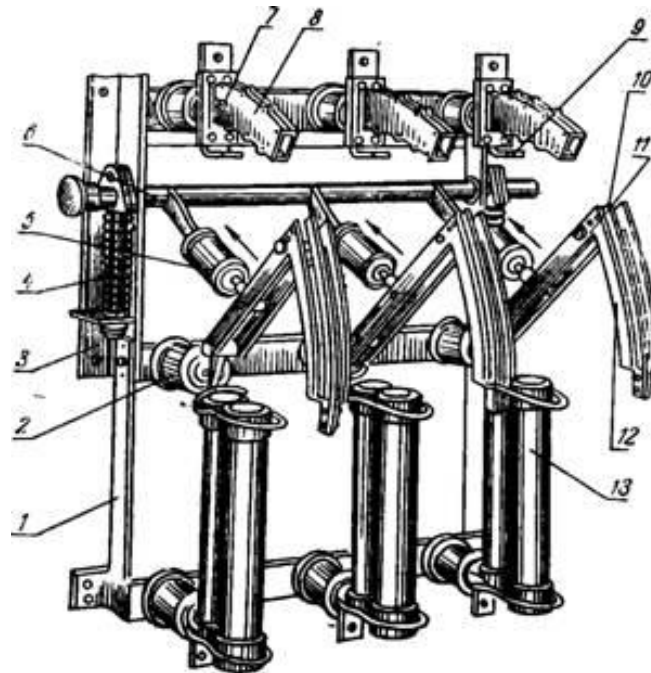


Рисунок 10.1 – Вимикач навантаження типу ВНП-16 із запобіжниками ПКТ-10:

1 – каркас; 2 – опорні ізолятори; 3 – сталева зварна рама; 4 – пружина; 5 – важіль з порцеляновою тягою; 6 – вал; 7 – дугогасний нерухомий контакт; 8 – дугогасна камера; 9 – робочий нерухомий контакт; 10 – рухомий дугогасний контакт; 11 – ніж (рухомий робочий контакт); 12 – напрямні смуги, прикріплені до ножа; 13 – плавкий запобіжник

Для виконання заземлення установки при відключеннях, вимикачі навантаження можуть бути обладнані ножами заземлення, що приварюються до окремого валу. У такому виконанні вимикачі навантаження позначаються ВНПз-16 або ВНПз-17. Ножі заземлення встановлюються зверху або знизу вимикача навантаження. Вали ножів заземлення і вимикача зв'язані блокуванням, завдяки якому не можна включити ножі заземлення при

включеному вимикачі. Операції із заземлюючими ножами можна виконувати тільки при цілком відключеному вимикачі навантаження.

Керування ножами заземлення здійснюється окремими ручними приводами ПР-1 або ПР-2, а керування вимикачем навантаження – приводами ПР-17 або приводами ПРА-12 чи ПРА-17 з дистанційним (автоматичним) відключенням (обладнані електромагнітами відключення).

Вимикач навантаження ВВП-16 (рис. 10.1) змонтований на сталевій зварній рамі 3 з опорними ізоляторами 2. На верхньому ізоляторі кожної фази встановлено нерухомі контакти – робочий 9 і дугогасний 7. Останній розміщений у пластмасовій дугогасній камері 8. Усередині камери розташована вкладка з органічного скла, що складається з двох частин і в зібраному вигляді утворює вузьку щілину для входу рухомого дугогасильного контакту. На нижньому ізоляторі укріплений ніж 11 – рухомий робочий контакт, що складається з двох пов'язаних між собою мідних смуг. Рухомий дугогасний контакт 10 розташований між двома напрямними смугами 12, прикріпленими до ножа. На рамі в підшипниках встановлено вал 6, до якого приварені три важелі з порцеляновими тягами 5. Рухома система вимикача навантаження відключається за допомогою двох пружин 4. Для встановлення плавких запобіжників 13 до рами кріпиться додатковий каркас 1 з опорними ізоляторами, забезпеченими контактними губками і пружинами.

Коли вал вимикача повертається проти годинникової стрілки, важелі з порцеляновими тягами тягнуть ножі в напрямку стрілок, зображених на малюнку (контакти замикаються). Довжина контактів така, що дугогасильний контакт, який входить у канал дугогасильної камери, замикається з нерухомим контактом раніше, ніж замкнуться робочі контакти. Наприкінці ходу рухомої системи, коли ланцюг уже замкнутий через дугогасильні контакти і небезпеки появи дуги немає, замикаються робочі контакти. Під час вимкнення вимикача спочатку розмикаються робочі контакти і лише потім дугогасильні, дуга, що виникає між ними, затягується у вузьку щілину вкладиша. Під дією високої температури органічне скло виділяє велику кількість газів і тиск у ділянці контактів підвищується; гази з силою виходять у зазори між дугогасними контактами та

стінками камери, створюють подовжнє дуття і швидко гасять дугу. Одна вкладка забезпечує близько 150 відключень вимикача навантаження.

Для приведення в дію вимикачів ВН і ВНП застосовують приводи марок ПР-17 і ПРА-17.

Вимикачі навантаження серії ВН-10 також забезпечують гасіння дуги за допомогою камер з газогенеруючими вкладишами. Їх комплектують ручними приводами (ВНР-10), запобіжниками, призначеними для захисту електричних мереж від струмів коротких замикань та розташованими зверху або знизу вимикачів (ВНРп-10), із заземлюючими ножами, розташованими перед (ВНРп-10з) або за (ВНРп-10зп) запобіжниками.

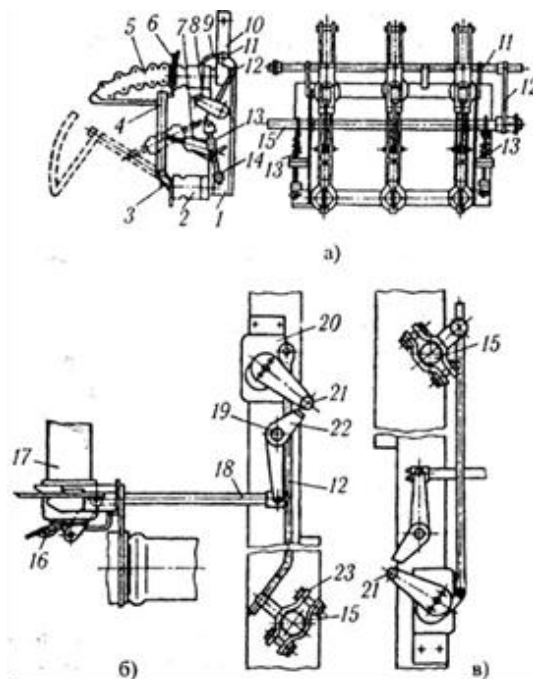
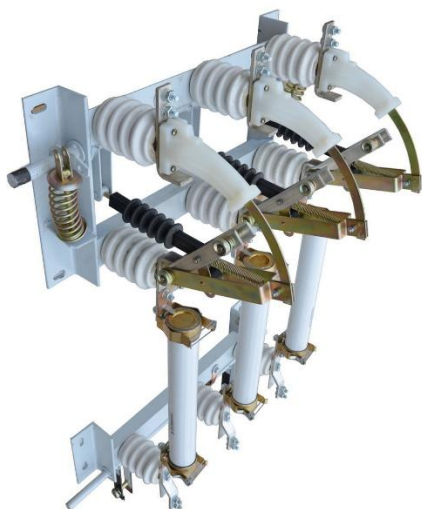


Рисунок 10.2 – Вимикач навантаження ВНР-10/400-10з (а) та пристрій для його відключення при встановленні напіврами над та під вимикачем (б, в):

- 1 – зварна рама; 2 – опорний ізолятор; 3 – контакти; 4 – контакти;
- 5 – основний ніж; 6 – головні контакти; 7 – ізоляційна тяга; 8 – важіль;
- 9 – гнучкі з’єднувачі; 10 – заземлювальні ножі; 11, 15 – вал; 12, 18 – тяга;
- 13 – пружина; 14 – амортизуючі гумові шайби; 16 – прапорець;
- 17 – запобіжник; 19 – релейний валик; 20 – допоміжні контакти; 21 – ролик контактів; 22 – защіпка; 23 – хомут



а



б

Рисунок 10.3 – Зовнішній вигляд вимикача навантаження:

а – ВНР-10/400-10з; б – ВНР-10/400 без запобіжників та ножів заземлення,
представлений на кафедрі енергетики та ЕТС СНАУ

Вимикач навантаження ВНР-10/400-10з зображений на рис. 10.2, складається зі зварної рами 1, на якій встановлені шість опорних ізоляторів 2. На нижніх ізоляторах закріплені контакти 3 з основними ножами 4, а на верхніх – головні 6 і дугогасні контакти, що закриті дугогасними камерами. Рух від валу вимикача до ножів передається за допомогою важеля 8 та ізоляційної тяги 7. Спеціальні пружини 13, обладнані амортизуючими гумовими шайбами 14, забезпечують необхідну швидкість при відключенні вимикача. Для заземлення вимикача передбачені заземлювальні ножі 10, з'єднані з рамою вимикача гнучкими з'єднувачами 9 та приводяться в дію валом 11 заземлюючого пристрою.

Для включення вимикача його вал 15 обертається (при переміщенні рукоятки важеля включення приводу знизу догори) і за допомогою ізоляційних тяг включає контактні ножі. При відключенні вал обертається під дією пружин відключення (переміщенням важеля відключення, згори вниз або дистанційно від кнопки відключення) і через ізоляційні тяги спочатку розмикає головні, а потім дугогасні контакти, які розмикаються в дугогасних камерах.

Вимикач може бути обладнаний пристроєм для його відключення при спрацюванні запобіжника 17 (рис. 10.2 б, в), який пов'язує вал 15 вимикача з

допоміжними контактами 20 за допомогою тяги 12, що закріплена до валу хомутами 23. Прапорець 16 при перегоранні запобіжника 17 через тягу 18, релейний валик 19 та заціпку 22 діє на ролик 21 контактів, які подають команду на відключення вимикача.

Автогазові вимикачі навантаження розглянутих типів монтуються в закритих установках станцій, підстанцій та розподільчих пунктів.

Вакуумні вимикачі останнім часом отримали широке застосування, особливо у мережах з порівняно невеликими струмами короткого замикання. Основною частиною їх конструкції є вакуумна камера. Відомо, що електрична міцність вакуумного проміжку (при тиску 10^{-5} – 10^{-6} Па) у багато раз більша, ніж у повітряного проміжку при атмосферному тиску. Цю властивість використовують у вакуумних дугогасних камерах типу КДВ. При розмиканні контактів площа їх доторкання швидко зменшується, тому температура в точці дотику за рахунок струму, що проходить, різко збільшується, утворюючи місток з розплавленого металу. За дуже короткий час цей місток нагрівається і відбувається випаровування металу. Наявність у міжконтактному проміжку парів металу спричинює виникнення дуги. Внаслідок глибокого вакууму проходить швидка дифузія заряджених частинок в навколишнє середовище. При переході струму через нуль дуга гасне. Приблизно через 10 мкс між контактами відновлюється електрична міцність вакууму. Пари металу осідають на сталевих екранах камери, що зберігають ізоляційний корпус камери від забруднення.

Для зменшення випаровування контактів застосовуються контактні наконечники з тугоплавких металів (вольфраму).

Камера КДВ-5 має скляний циліндричний корпус, усередині якого через верхній фланець входить нерухомий контакт, а через нижній фланець і сильфонне ущільнення – рухомий контакт. Хід рухомого контакту складає всього 4–5 мм. Відкачування повітря з камери провадиться через ніпель, приварений до верхнього фланцю. Тиск у камері 10^{-5} Па. Всі з'єднання частин камери виконуються щільними вакуумними швами. За рахунок випаровування контактів при відключенні відбувається погіршення вакууму, але якщо контакти виконані з тугоплавкого металу, то камера може витримати велику кількість

відключень. Розглянута камера при напрузі 10 кВ відключає струм 600 А не менше 500 разів, а струм 200 А – до 30 000 разів. Порівняно невеликий струм відключення не дозволяє застосовувати вакуумні вимикачі для відключення струмів короткого замикання. Для вакуумних вимикачів розроблені та випускаються також й інші типи дугогасних камер КДВ-12, КДВ-17, КДВ-21.

На основі вакуумних дугогасильних камер КДВ-12 та КДВ-21 створені вимикачі навантаження РМВАК-10/320, ВНВ-10/320, ВНВП-10/320 на 10 кВ, 320 А.

Вимикач ВНВП-10/320 застосовується у комірках комплектного розподільчого пристрою, в цьому випадку він монтується на візку, що викочується, (рис. 10.4). Такий вимикач розрахований на максимальний струм вимикання 2000 А. Застосовують для відкритих гірничих розробок, на пунктах живлення екскаваторів і драг, у стаціонарних рудничних установках водовідливання, вентиляції, комутації дугових печей.

Основні технічні дані ВНВ-10/320:

– номінальна напруга, кВ	10
– найбільша напруга, кВ	12
– номінальний струм, А	320
– номінальний струм відключення, кА	2
– стійкість до наскрізних струмів КЗ, кА:	
– динамічна	70*
– термічна, для проміжку часу 0,3 с	30*
– номінальний струм увімкнення, кА	15
– допустиме кількість спрацювань вимикача при $U_{\text{ном}}$ без заміни камери КДВ:	
– при відключенні струму 900 А	30000
– при відключенні струму 2000 А	10
– повний час вимкнення не більше, с	0,05
– напруга ланцюгів керування приводом, В	230
– маса, кг	170

* Цей струм вимикач не відключає, але після проходження його не потрібно замінювати вакуумні дугогасильні камери.

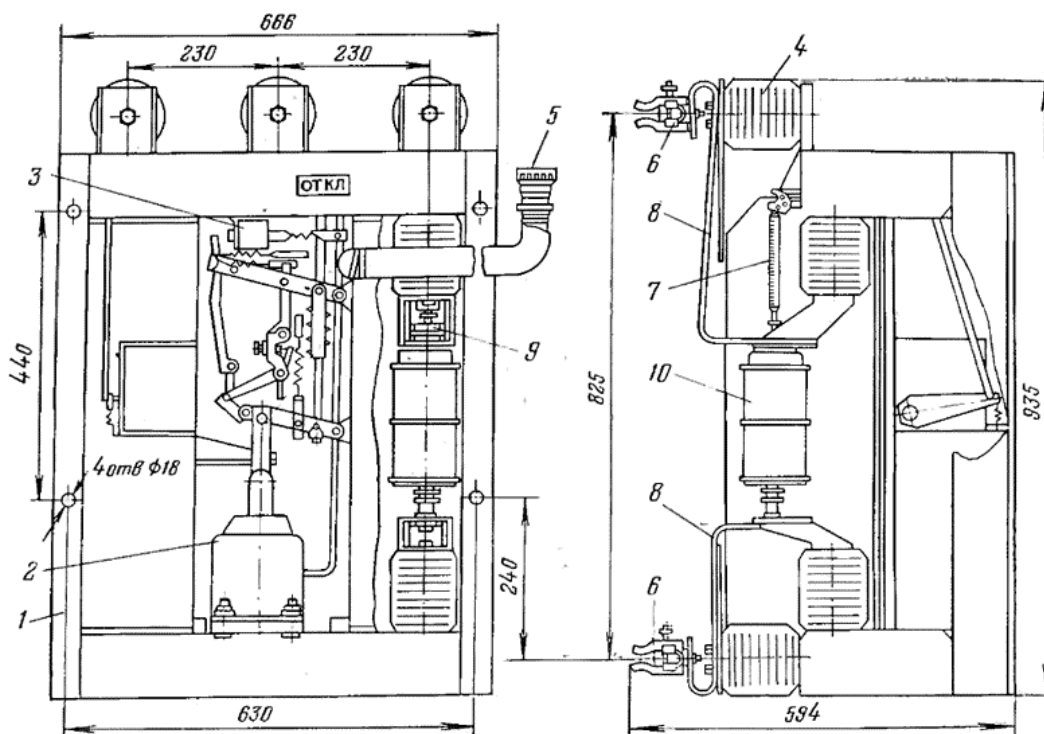


Рисунок 10.4 – Вакуумний вимикач навантаження ВНВП-10/320:

- 1 – рама; 2 – електромагніт увімкнення; 3 – електромагніт вимкнення;
 4 – ізолятор опорний; 5 – роз’єм штепсельний; 6 – рухомий первинний контакт;
 7 – тяговий ізолятор; 8 – шини рухомих контактів; 9 – виток динамічний; 10 –
 камера дугогасильна (КДВ-21)



а



б

Рисунок 10.5 – Вакуумна дугогасильна камера КДВ-21:

а – зовнішній вигляд; б – розріз:

- 1 – клемник нерухомого контакту; 2 – нерухомий контакт; 3 – рухомий
 контакт; 4 – металевий екран; 5 – ізолятор керамічний (полімерний);
 6 – сильфон; 7 – клемник рухомого контакту

Перевагою вакуумних вимикачів є малі габарити, вибухо-, пожежобезпечність, висока надійність. Недоліком вакуумних вимикачів є невеликі струми відключення та можливість комутаційних перенапруг при відключенні малих індуктивних струмів, коли згасання дуги в камері відбувається при переході струму через нуль.

У камері збірній одностороннього обслуговування КСО-272, розміщеній у лабораторії кафедри енергетики та ЕТС СНАУ, що працює з напругою 6–10 кВ у мережах змінного струму промислової частоти 50 Гц, можливі декілька варіантів виконання, що включають використання масляних і вакуумних силових вимикачів при роботі як розподільчий пристрій із можливістю захисту від КЗ, з вакуумними вимикачами навантаження камерного виконання, що вимагає використання зовнішнього захисту або запобіжників з плавкою вставкою, з контакторами (вакуумним або електромагнітним), що також вимагає застосування зовнішніх пристроїв від перенапруг та може бути використано для підключення та подальшого керування силового енергетичного обладнання (насосні і компресорні станції, високовольтні електроприводи з частими пусками обладнання), або можуть використовуватися як допоміжна чи спеціалізована комутаційно-розподільча, вимірювальна камера. Велика кількість варіацій використання КСО-272 визначає значну кількість схемних рішень та використовуюваного електротехнічного обладнання. На рис. 10.7 можна побачити фото комутаційних пристроїв, наявних у лабораторії кафедри енергетики та ЕТС СНАУ, а саме камерний вакуумний вимикач навантаження виконання для КСО-272 з вакуумними дугогасильними камерами КДВ-21 (рис. 10.5, 10.7 а, б), що за своєю суттю та технічними характеристиками подібний до вакуумного вимикача навантаження ВНВП-10/320 (рис. 10.4). На самій камері КСО-272 можна побачити маломасляний силовий вимикач ВМГ-10 (рис. 10.7 в).

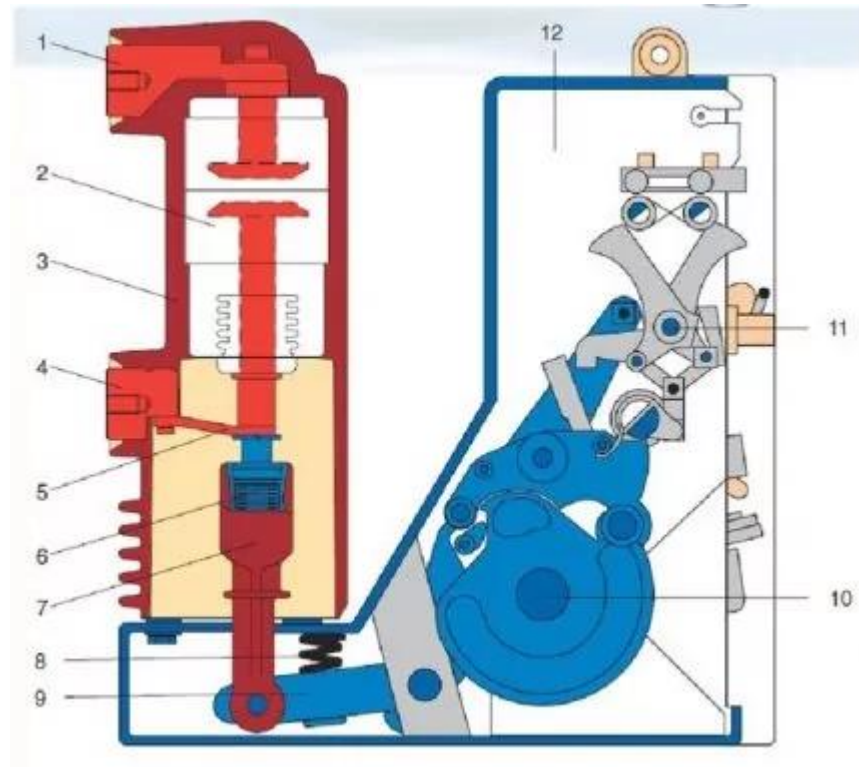


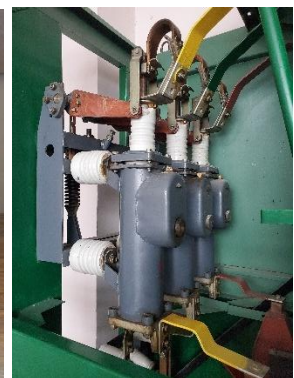
Рисунок 10.6 – Структурна схема вакуумного вимикача навантаження:
 1 – верхній вивід; 2 – вакуумна камера; 3 – полімерний ізолятор; 4 – нижній вивід; 5 – стрічковий контакт; 6 – силова пружина; 7 – тяговий шток;
 8 – пружина вимкнення; 9 – важіль передачі; 10 – вал приводу;
 11 – розчеплювач; 12 – корпус



а



б



в

Рисунок 10.7 – Комутаційні пристрої, що використовуються для КСО-272, представлені у лабораторії кафедри енергетики та ЕТС СНАУ:
 а, б – камерний вакуумний вимикач навантаження виконання для КСО-272 з вакуумними дугогасильними камерами КДВ-21 (два види одного апарата);
 в – маломасляний силовий вимикач ВМГ-10

Вакуумні вимикачі серії TEL (ВВ/TEL) (рис. 10.8) є комутаційними апаратами нового покоління. Виготовляють на номінальну напругу 10, 24 кВ, номінальний струм – 630, 800, 1000 А. Призначені для встановлення в комірках КРП. В основі принципу дії керування вимикачем покладено використання *пофазних електромагнітних приводів* з «магнітною заціпкою», механічно пов'язаних спільним валом. Вимикач складається з трьох полюсів із вбудованими електромагнітними приводами, розташованих в спільній основі (рис. 10.9). Якір електромагнітів механічно зв'язаний із загальним валом, на якому встановлений постійний магніт, що керує при повороті валу за герметизованими контактами («герконами») для зовнішніх допоміжних кіл. Контакти перемикального типу для зовнішніх допоміжних кіл встановлені на двох монтажних платах, розташованих між полюсами вимикача.

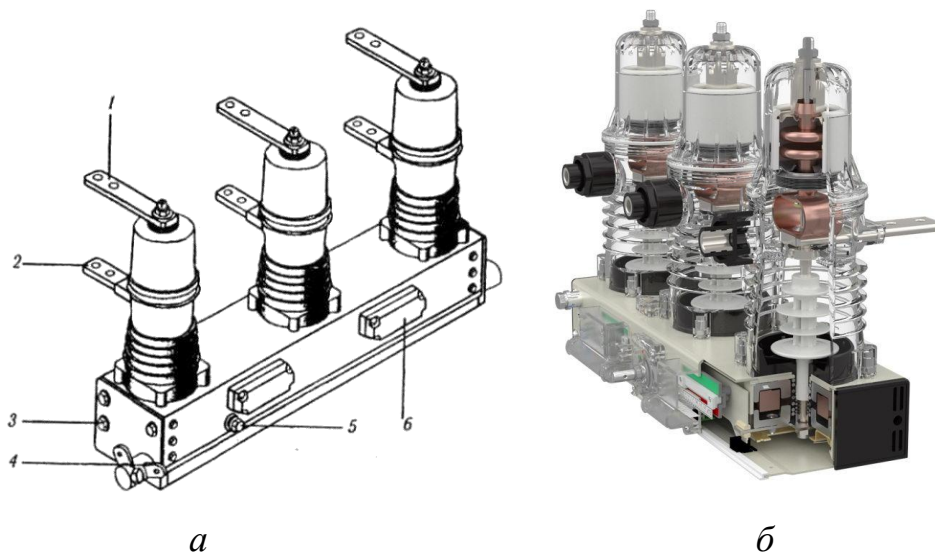


Рисунок 10.8 – Вакуумний вимикач ВВ/TEL:

а – принципова конструкція; б – зовнішній вигляд

1 – підключення № 1 до головних кіл; 2 – підключення № 2 до головних кіл;
3 – кріплення вимикача; 4 – кріплення кнопки річного відключення і вказівника
«УВМК-ВИМК»; 5 – заземлення вимикача; 6 – підключення до вторинних кіл

Вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10 поставляються як для будівництва нових КРУ, так і для модернізації наявних. Під час модернізації вакуумні вимикачі

ВВ/TEL-10 призначені для заміни застарілих масляних вимикачів, які відпрацювали свій ресурс, на вакуумні.

Структура умовного позначення вакуумних вимикачів типу ВВ/TEL:

ВВ/TEL-X1-X2/X3-X4X5-X6

ВВ – вимикач вакуумний;

TEL – найменування типу вимикача;

X₁ – значення номінальної напруги, кВ;

X₂ – значення номінального струму відключення, кА;

X₃ – значення номінального струму, А;

X₄ – кліматичне виконання;

X₅ – категорія розміщення;

X₆ – конструктивне виконання за каталогом.

Основні технічні характеристики	вакуумного вимикача
ВВ/TEL-10-20/1000-У2-48:	
– значення номінальної напруги, кВ	10
– значення найбільшої робочої напруги, кВ	12
– значення номінального струму (I _{ном}), А	1000
– значення номінального струму відключення (I _{0ном}), кА	20
– значення наскрізного струму короткого замикання, кА	
– найбільший пік	52
– початкове діюче значення періодичної складової	20
– значення нормованого процентного вмісту аперіодичної складової, %	40
– значення струму термічної стійкості, кА	20
– значення часу протікання струму термічної стійкості, с	3
– значення власного часу відключення вимикача, с, не більше	0,015
– значення повного часу відключення, с, не більше	0,025
– значення власного часу включення, с, не більше	0,055
– значення неодноразовості замикання і розмикання контактів, с	0,004

– значення номінальної напруги живлення котушок електромагнітів, В	230
– значення номінальної оперативної напруги живлення:	
– змінна, В	100; 110; 230
– постійна, В	24; 48; 110; 220
– діапазон, %	85–100
– значення ресурсу з комутаційної стійкості:	
– при номінальному струмі ($I_{\text{ном}}$), операцій «Вкл–Вимк»	50000
– при струмах короткого замикання $I=(60–100) \%$ від ($I_{0\text{ном}}$), операцій «Вкл–Вимк»	100

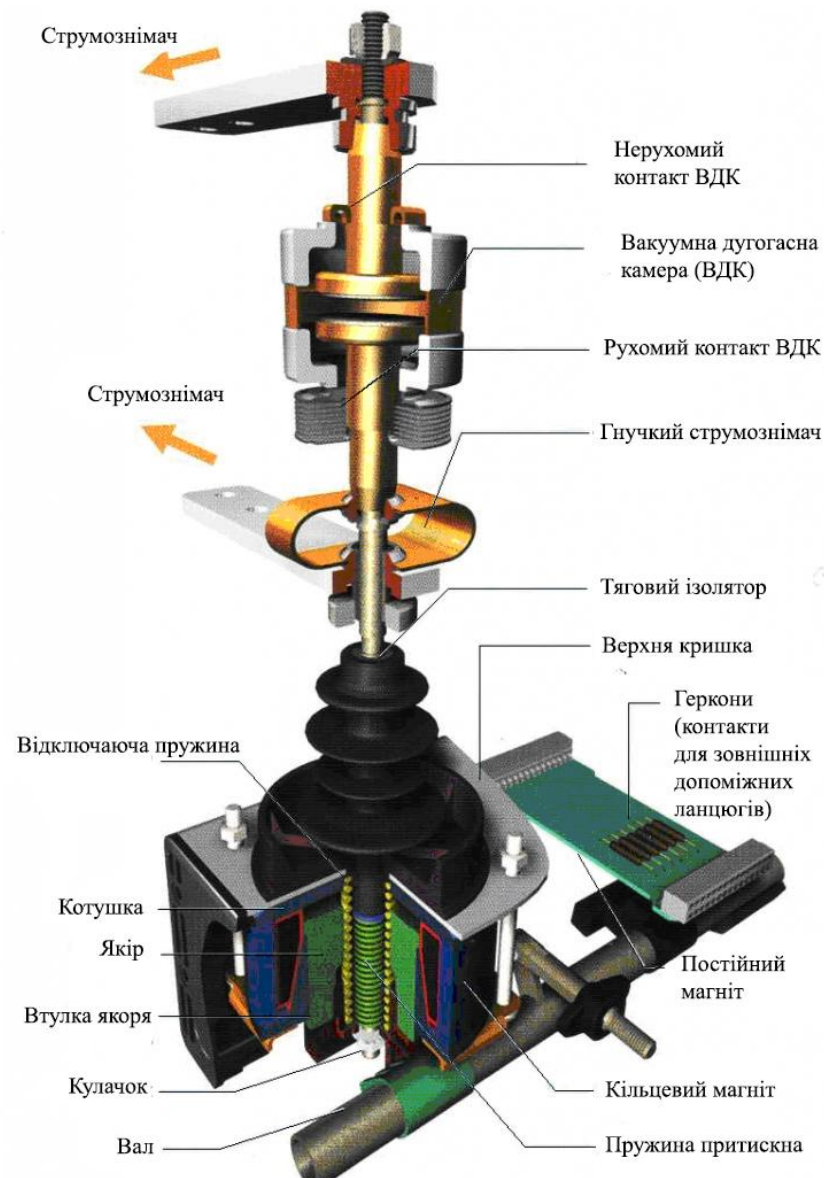


Рисунок 10.9 – Поліус вимикача серії BB/TEL

– Значення механічного ресурсу, циклів «Вкл–Вимк»	50000
– значення електричного опору головного ланцюга полюса, мкОм, не більше	40
– маса, кг, не більше	39
– термін служби до списання, років	25

Основні переваги вимикачів ВВ/TEL:

- висока надійність;
- немає потреби технічного обслуговування впродовж усього терміну експлуатації;
- можливість встановлення у будь-які шафи розподільчих пристроїв середнього класу напруги;
- широкий діапазон оперативних живильних напруг;
- низьке енергоспоживання від мережі оперативного живлення;
- функції телесигналізації;
- сертифікація виробів на відповідність національним стандартам країн-споживачів і міжнародним стандартам;
- широкий спектр сервісних послуг і підтримка замовника впродовж усього життєвого циклу виробів;
- екологічна чистота та безпека для довкілля.

Гарантійний термін експлуатації вимикачів ВВ/TEL складає 5 років. Термін експлуатації вимикачів становить 25 років, водночас вони не вимагають профілактичних ремонтів і обслуговування в процесі експлуатації.

Зміст звіту

1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.

2 Конструкція вимикача навантаження ВН-10/400, вакуумної дугогасильної камери КДВ-21, розміщених у лабораторії кафедри, визначити їх основні елементи, принцип дії. За вимоги викладача допускається розглянути і інші типи вимикачів навантаження відповідно до теми роботи.

3 Таблиці з основними технічними характеристиками розглянутих вмикачів навантаження.

4 Для кожного типу вимикача навантаження, розглянутого у роботі, надати опис переваг і недоліків їх використання, а також рекомендовані місця їх встановлення і основні вимоги щодо їх вибору.

5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Які функції виконують вимикачі навантаження?
- 2 З яких конструктивних елементів складаються вимикачі навантаження ВВП-16, ВВП-17?
- 3 Як здійснюється гасіння електричної дуги в автогазових вимикачах?
- 4 Якими конструктивними елементами відрізняється вимикач ВВП-16 від вимикача ВВП-17?
- 5 Чи буде відключатись вимикач навантаження ВВП-10 при перегоранні запобіжника?
- 6 З якою метою послідовно з вимикачем навантаження встановлюють запобіжники?
- 7 В яких електроустановках застосовуються автогазові вимикачі?
- 8 З яких конструктивних елементів складається дугогасильна камера вакуумного вимикача?
- 9 Пояснити конструкцію вакуумного вимикача ВВВ-10/320?
- 10 Які недоліки мають вакуумні та автогазовані вимикачі навантаження?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 11

Вивчення конструкції малооб'ємних масляних вимикачів

Мета роботи

Вивчити особливості конструкції та функціональні можливості, конструкції малооб'ємних масляних вимикачів ВКЕ-10, ВМГ-10 і ВМП-10, будову електромагнітного приводу ПЕ-11 та схему керування вимикачами ВМГ-10 і ВМП-10.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Зобразити конструкцію малооб'ємного масляного вимикача.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Розглянути зовнішній вигляд, конструкцію і принцип дії малооб'ємного масляного вимикача, розміщений у лабораторії кафедри.
- 2 Оформити звіт.

Методичні вказівки щодо виконання роботи

Масляні вимикачі працюють на трансформаторних підстанціях та переважно знаходяться в увімкненому стані. Відключення відбувається лише під час аварій, планових та позапланових ремонтів.

Маркування масляних вимикачів наведено нижче.

Приклад розшифровки маркування вимикача ВКЕ-10-31,5/3150У2 розшифровується:

В – вимикач; К – колонковий; Е – з електромагнітним приводом; 10 – номінальна напруга 10 кВ; 31,5 – номінальний струм відключення 31,5 кА; 3150 – номінальний струм 3150 А; У – для помірного клімату; 2 – для роботи у приміщенні з вільним доступом зовнішнього повітря.

Маркування силових вимикачів

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<u>Одна буква:</u> В – вимикач									<u>Одна цифра:</u> 1 – для роботи на відкритому повітрі; 2 – для роботи у приміщенні з вільним доступом зовнішнього повітря; 3 – для роботи у закритих приміщеннях із природною вентиляцією
<u>Одна буква:</u> М – масляний (маломасляний); В – вакуумний; П – підвісне виконання полюсів; К – колонковий або для КРП									<u>Одна або дві букви:</u> У – для помірного клімату; Т – для тропічного клімату; ХЛ – для холодного клімату
<u>Одна або дві букви:</u> Г – горшковий (генераторний); М – модернізований; Е – з електромагнітним приводом; П – привід пружинно-моторний або підвісне виконання полюсів; СП – спеціального призначення; Т – трьохполюсний; К – підвісне виконання полюсів									<u>Багатозначна цифра:</u> Номінальний струм, А
<u>Одна буква:</u> С – сейсмостійкий; П – для приватних комунікацій									<u>Двох- або трьохзначна цифра:</u> Номінальний струм відключення, кА
									<u>Багатозначна цифра:</u> Номінальна напруга, кВ
									<u>Багатозначна цифра:</u> Серія

Основні технічні характеристики вимикача ВКЕ-10-31,5/3150У2:

•номінальна напруга, кВ	10
•номінальний струм, А	630; 1000; 1600
•номінальний струм відключення, кА	20; 31,5
•номінальна напруга ЕВ, ЕО, В	110; 230
•тип приводу: вбудований електромагнітний привід постійного струму	
•габаритні розміри, мм	640x626x1158
•маса, кг	170
•нормативно-технічний документ	ТУ 16-520.236-81.

Вимикачі малооб'ємні масляні серії ВКЕ-10 та ВМГ-10 (ВМП-10) призначені для роботи у шафах КРП внутрішнього та зовнішнього встановлення номінальною напругою 6–10 кВ та комутації кіл трифазного змінного струму у номінальному режимі роботи установки, а також для автоматичного вимикання цих кіл при коротких замиканнях та перевантаженнях.

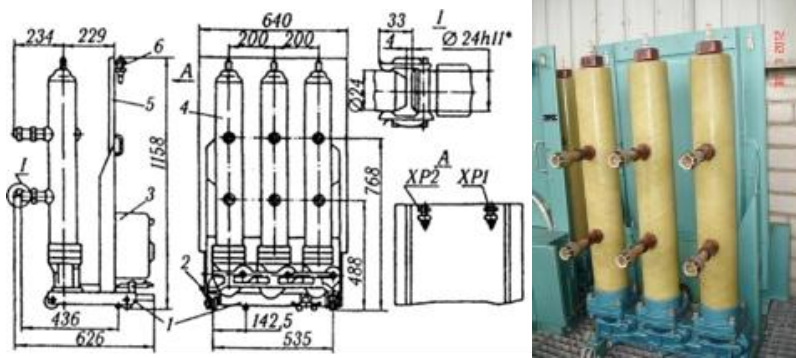


Рисунок 11.1 – Вимикач ВКЕ-10:

1 – основа; 2 – пластина підйому шторкового механізму в КРП; 3 – привод електромагнітний; 4 – полюс; 5 – перегородка фасадна; 6 – роз'єм штепсельний

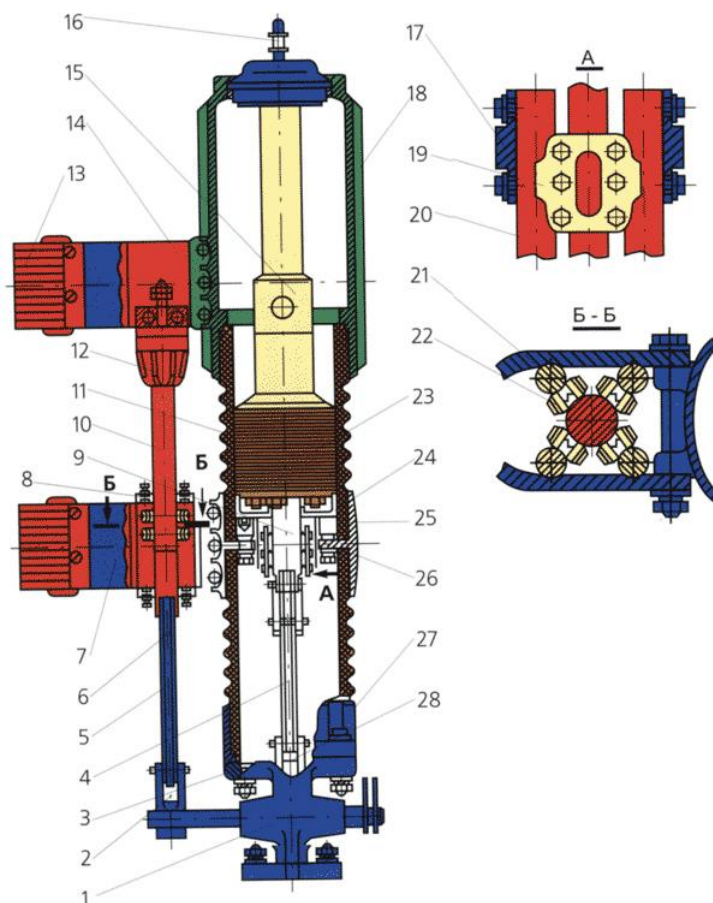


Рисунок 11.2 – Поліус вимикача ВК-10-31,5/3150У2; ВКЕ-10-31,5/3150У2:

1 – корпус механізму; 2 – важіль механізму зовнішній; 3, 24 – прокладки; 4, 5 – тяги ізоляційні; 6, 11 – циліндри нижній і верхній; 7, 14 – пластини нижня і верхня; 8 – струмопровід; 9, 10 – стержні рухомі; 12 – контакт нерухомий; 13 – контакт рухомий висувного елемента КРП; 15 – контакт розетковий; 16 – скло масловкажчика; 17 – обойма; 18 – корпус; 19 – струмовідвід; 20, 21 – стержні напрямні; 22 – ролик; 23 – камера дугогасильна; 25 – циліндр розпірний; 26, 27 – фланці; 28 – важіль механізму внутрішній

Вимикачі з малим об'ємом дугогасної рідини (трансформаторного мастила) належать до малооб'ємних масляних вимикачів.

Як ізоляційні матеріали у конструкціях застосовують тверді діелектрики: фарфор, гетинакс, текстоліт. Ці вимикачі є вибухобезпечними внаслідок малої кількості мастила в полюсах та високої механічної міцності циліндрів (допустимий тиск 70 кгс/см²).

Принцип дії вимикачів полягає у гасінні електричної дуги, що виникає при розмиканні контактів, потоком газомасильної суміші, яка утворюється в результаті інтенсивного розкладання трансформаторної мастила під дією високої температури горіння електричної дуги. Цей потік набуває поперечного, при розташуванні контакту у дугогасній камері, і повздовжнього, після виходу рухомого контакту з дугогасної камери, напряду в дугогасильній камері, яка розміщена в зоні гасіння дуги. Конструктивно кожний розрив кола в вимикачі відбувається в окремому полюсі, що має вмонтовану дугогасну камеру з поперечно-повздовжнім принципом гасіння дуги.

Керування вимикачами здійснюється електромагнітними приводами постійного струму (двигун мотор-редуктор КЛ-50 АВВ У3). При цьому оперативне включення здійснюється електромагнітом включення, а відключення – пружинами відключення самих вимикачів, які вбудовані в конструкцію рами та зводяться при їх включенні.

Основа має раму, до якої приварені бокові стійки для кріплення приводу вимикача. На рамі, встановленій на колесах, закріплена педаль для розблокування вимикача в комірці КРП та заземлюючий контакт.

Всередині корпусу на кожний полюс передбачено механізм переміщення рухомого стержня, який складається з двох важелів зовнішнього і внутрішнього, що жорстко закріплені на спільному валі.

Полюс вимикача складається з корпусу 1, ізоляційного циліндра 11 та корпусу 18 до якого приєднаний контакт рухомий 13 у верхній частині та важіль механізму зовнішній 2 (рис. 11.2). У корпусі 18 концентрично розміщено розетковий контакт 15, з'єднаний з дугогасильною камерою 23. У розпорному

циліндрі 25 знаходиться фланець 26 та рухомий стержень 8, ущільнений прокладкою 24. Рух стержня 8 забезпечується ізоляційною тягою 4, яка кінематично з'єднана ізоляційною тягою 5 та нижнім циліндром 6.

У циліндрі полюса встановлено струмовивідний пристрій, що складається із обойми з двома направляючими стержнями 20, 21. Між направляючими та рухомими стержнями встановлений струмовідвід у вигляді роликового струмознімного пристрою 22, що призначений для передачі струму з рухомого на напрямні стержні і одночасно для направлення рухомого стержня. Струмовідвід має від чотирьох до восьми пар роликів, залежно від номінальної сили струму вимикача.

Над струмознімним пристроєм встановлені розпірний циліндр 25 з прокладкою 24, дугогасильна камера 23 поперечного масляного дуття. Дугогасна камера утворює пакет ізоляційних перегородок, які стягнуті за допомогою шпильок. У камері є центральний отвір для просування рухомого стержня. У верхній частині камери ізоляційні перегородки утворюють дві (три) поперечні, розташовані одна під одною дуттьові щілини, для гасіння великих струмів, пов'язані вертикальним каналом з надкамерним і підкамерним простором. У нижній частині камери є дві глухі масляні кишені для гасіння малих струмів. Конусна втулка встановлена у середній частині камери, призначена для запобігання надлишового розгону рухомого стержня під дією високого тиску, що виникає при вимиканні струмів короткого замикання.

Масловказівник 16 призначений для спостереження за рівнем мастила у полюсі і складається із скла з двома граничними рисками (рис. 11.2).

На струмопровідних стержнях встановлені стичні контакти 15 штепсельного типу.

Масляні вимикачі ВМП і ВМГ належать до малооб'ємних масляних та є триполюсними комутаційними апаратами, але мають незначні відмінності:

- конструктивні особливості;
- габарити;
- особливості монтажу.

Основні технічні характеристики вимикача ВМГ-10 (рис. 10.7 в):

1. Номінальна напруга, кВ	10
2. Найбільша робоча напруга, кВ	12
3. Номінальний струм, А	630; 1000
4. Номінальний струм відключення, кА	20
5. Граничний наскрізний струм, кА:	
а) початкове ефективне значення періодичної складової	20
б) амплітудне значення	52
6. Граничний струм термічної стійкості для проміжку часу 4 с, кА	20
7. Власний час вимкнення вимикача з приводом, с, не більше, ніж	
ПЕ-11	0,1
ПП-67	0,12
8. Час вимкнення (до згасання дуги) вимикача з приводом, с, не більше	
ПЕ-11	0,12
ПП-67	0,14
9. Власний час увімкнення вимикача з приводом, с	0,3
10. Мінімальна безструмова пауза під час автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), с	0,5
11. Маса вимикача (без мастила), кг	120–135
12. Маса мастила, кг	4,5

Основні технічні характеристики вимикача ВМП-10:

1. Номінальна напруга, кВ	10
2. Найбільша робоча напруга, кВ	12
3. Номінальний струм, А	600; 1000; 1500
4. Номінальний струм відключення, кА	20
5. Граничний наскрізний струм, кА:	
а) початкове ефективне значення періодичної складової	30
б) амплітудне значення	52
6. Граничний струм термічної стійкості для проміжку часу 4 с, кА	20

7. Власний час вимкнення вимикача з приводом, с, не більше, ніж

ПЕ-11	0,1
ПП-67	0,12

8. Час вимкнення (до згасання дуги) вимикача з приводом, с, не більше

ПЕ-11	0,12
ПП-67	0,14

9. Власний час увімкнення вимикача з приводом, с

0,3

10. Мінімальна безструмова пауза під час автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), с

0,5

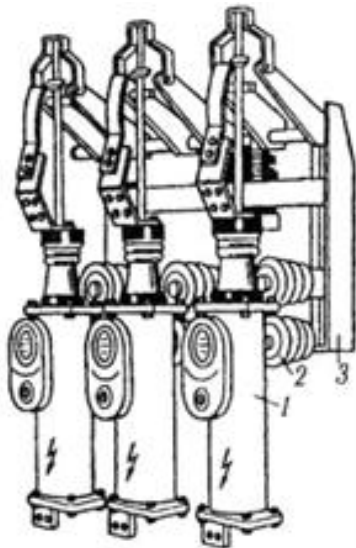
11. Маса вимикача (без мастила), кг

140–160

12. Маса мастила, кг

4,5

У вимикачах типу ВМГ-10 (рис. 11.3) баки виготовляються з металу – чавуну чи сталі. В середині баків передбачено латунний шов чи мідне кільце для зменшення намагнічуючих струмів в циліндрах, з метою зменшення втрат електроенергії.



а



б



в

Рисунок 11.3 – Вимикачі ВМГ-10 і ВМП-10:

а – елементи вимикача ВМГ-10: 1 – полюс; 2 – ізолятор; 3 – рама;

б – зовнішній вигляд вимикача ВМГ-10; в – зовнішній вигляд вимикача ВМП-10

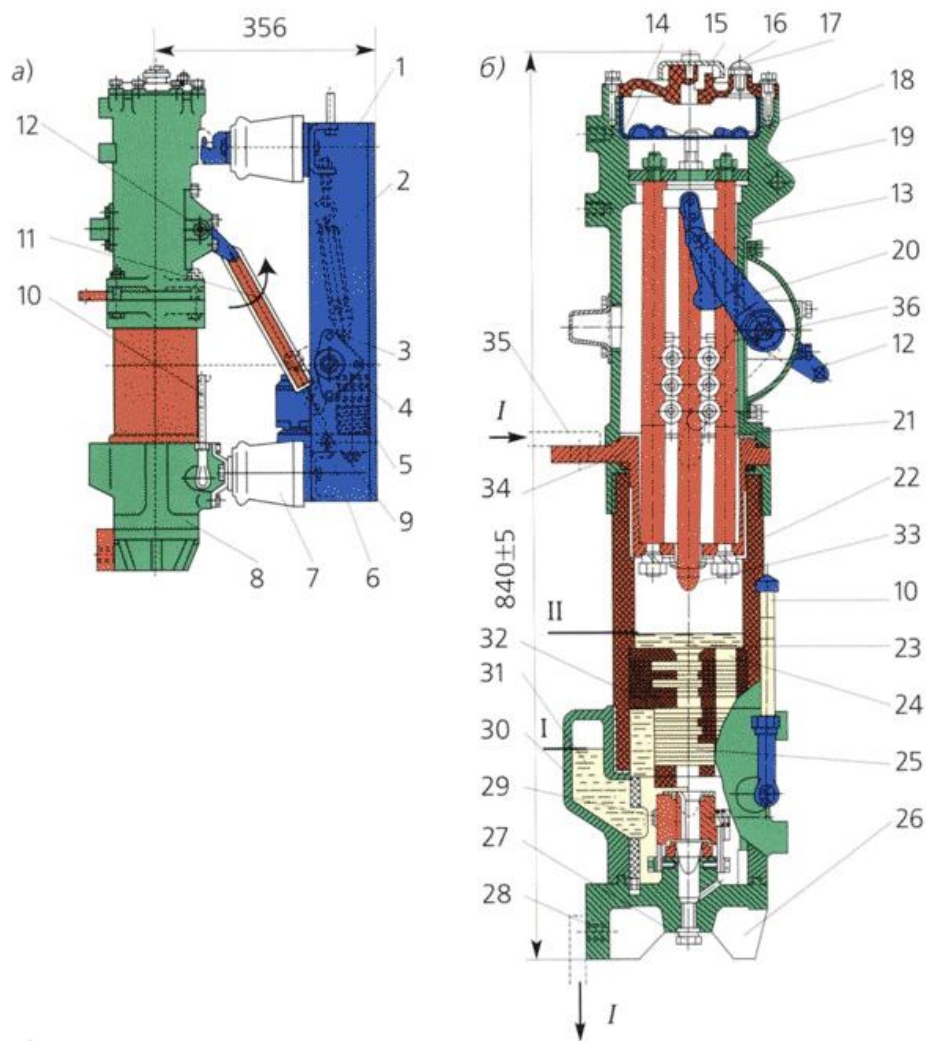


Рисунок 11.4 – Будова вимикача ВМП-10:

- а – зовнішній вид вимикача: 1 – сталева рама; 2 – пружина вимикача;
 3 – двоплечий важіль; 4 – вал вимикача; 5 – пружинний демпфер; 6 – болт
 заземлення; 7 – опорний ізолятор; 8 – бачок фази; 9 – масляний демпфер;
 10 – мастиловказівник; 11 – ізолювальна тяга; 12 – важіль;
- б – розріз фази вимикача: 13 – випрямляючий механізм;
 14 – масловіддільник; 15 – канал для виходу газу; 16 – кришка; 17 – пробка
 маслоналивного отвору; 18 – отвори масловіддільника; 19 – корпус;
 20 – важіль; 21 - контактний стрижень; 22 – склопоксидний циліндр;
 23 – центральний канал камери; 24 – бічний вихлопний канал;
 25 – дугогасильна камера; 26 – нижня кришка фази; 27 – маслоспускна пробка;
 28 – шина, що відводить; 29 – нерухомий контакт; 30 – нижній фланець; 31 –
 буферний простір; 32 – масляна кишеня; 33 – рухомий контакт; 34 – верхнє
 виведення; 35 – підвідна шина; 36 – струмоз’ємні ролики

Нерухомий контакт вимикача (одного полюса) розташований під дугогасною камерою і прикріплений без ізоляції до металевого циліндра. Ізоляція рухомого контакту (ножа) при вимкненому положенні вимикача здійснюється за допомогою гетинаксової прохідної втулки-циліндра та прохідного фарфорового ізолятора.

Дугогасна камера складається з пакету ізоляційних пластин (рис. 11.4 і 11.5), що стягнуті трьома ізоляційними шпильками. У нижній частині камери один над одним розташовані поперечні дуттьові канали, а в верхній – масляні «кишені».

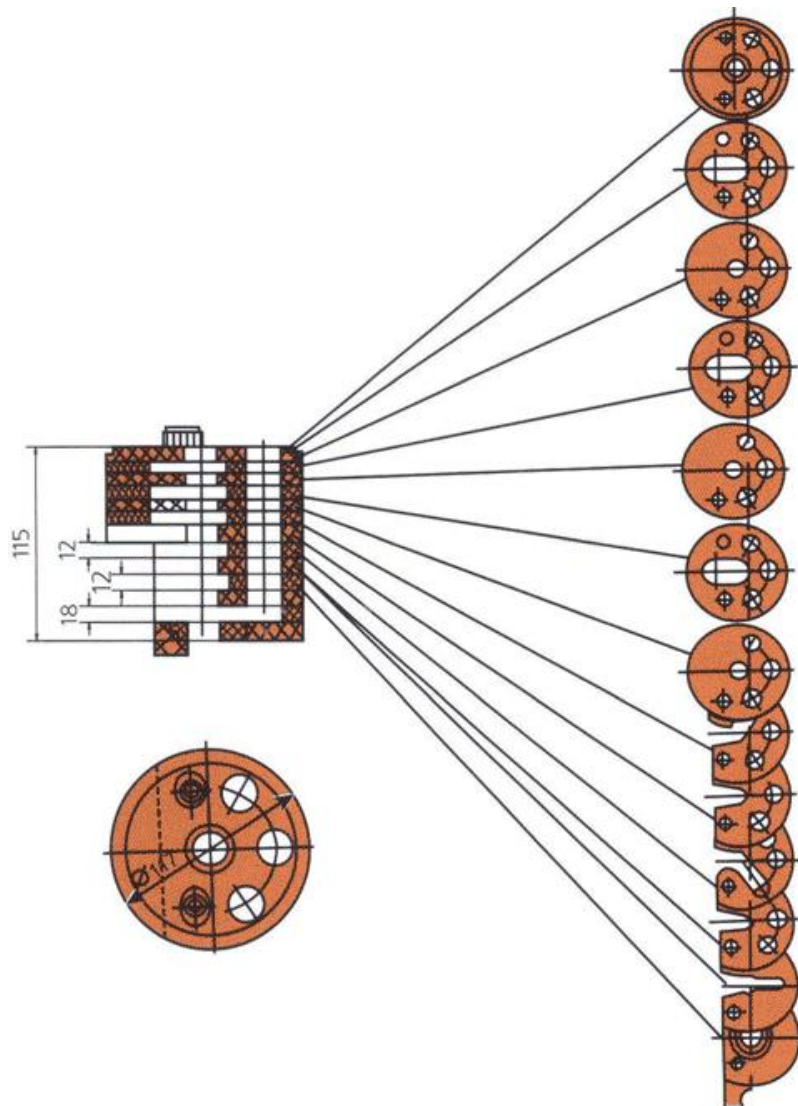


Рисунок 11.5 – Дугогасильна камера вимикача ВМП-10

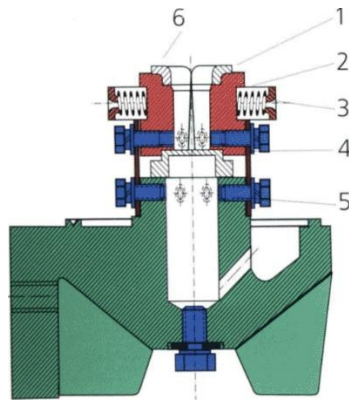


Рисунок 11.6 – Розетковий контакт вимикача ВМП-10:

1 – мідний сегмент; 2 – натискна пружина; 3 – упорне кільце; 4 – гнучкий зв'язок; 5 – контактотримач; 6 – металокерамічне облицювання

Поперечні дуттьові канали мають виводи, направлені догори. Великі та середні струми гасяться за допомогою дуття в поперечних каналах, а малі струми, якщо вони не будуть погашені в поперечних каналах, загасяться дуттям в масляних «кишеннях». Холодне мастило, що знаходиться у масляних «кишеннях» сприяє інтенсивному охолодженню дуги та утворенню масло-газової суміші, яка утворює дуття в поздовжньому напрямку (в напрямку руху контактної ножа) та остаточно гасить дугу (рис. 11.7).

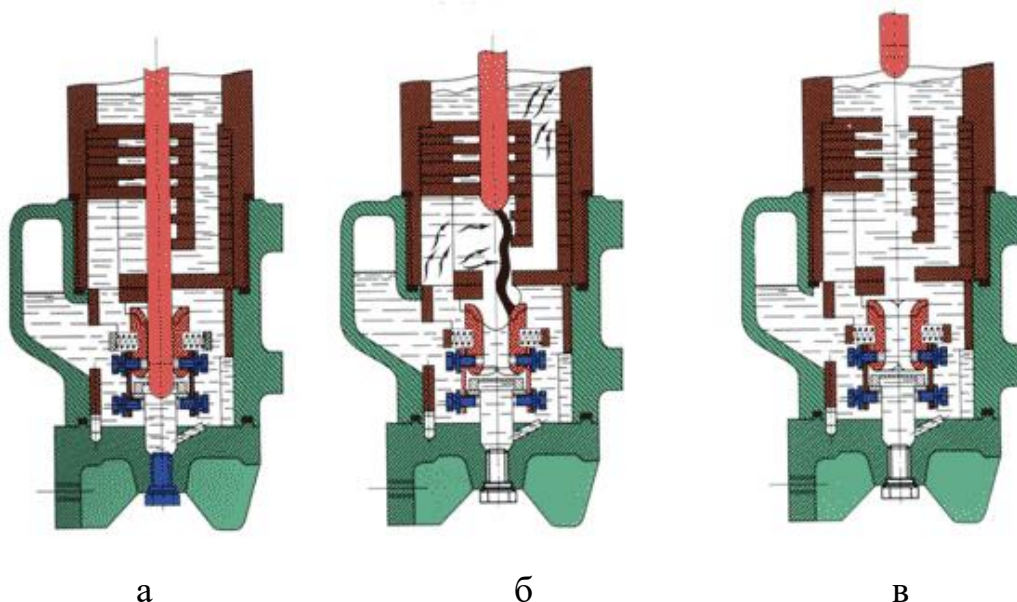


Рисунок 11.7 – Процес гасіння дуги у камері вимикача ВМП-10:

а – вимикач включений; б – гасіння дуги; в – вимикач відключений

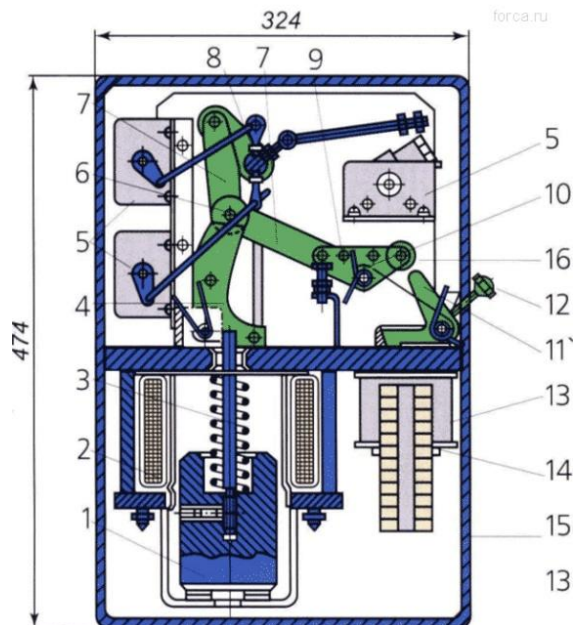


Рисунок 11.8 – Будова електромагнітного приводу ПЕ-11:

- 1, 2 – відповідно сердечник і котушка вмикаючого електромагніту; 3 – шток;
 4 – утримувальна засувка; 5 – блок-контакти КСА; 6 – ролики; 7 – серезки;
 8 – вал; 9 – трикутний важіль; 10 – пружина; 11 – собачка розчеплення;
 12 – рукоятка; 13 – електромагніт дистанційного відключення;
 14 – складальні затискачі

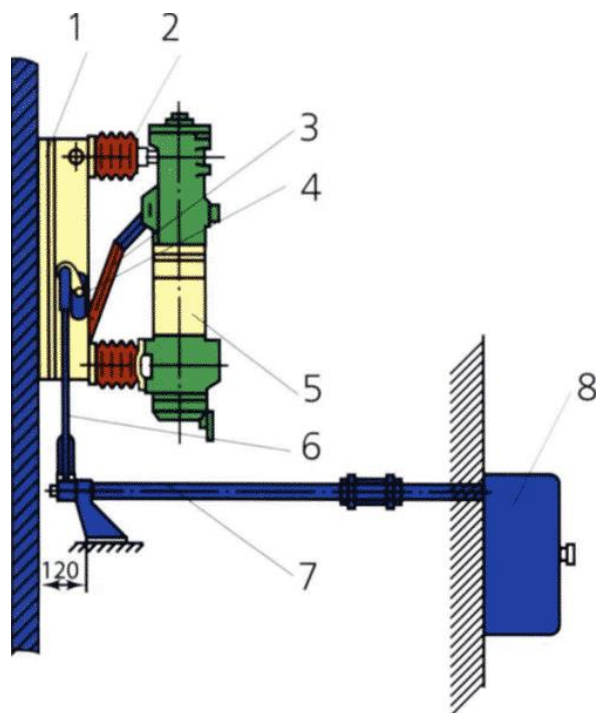


Рисунок 11.9 – Вимикач ВМП-10 із приводом ПЕ-11

- 1 – сталева рама; 2 – ізолятор; 3, 6 – тяга; 4 – вал вимикача ВМП-10;
 5 – полюс вимикача; 7 – вал; 8 – привід ПЕ-11

Для керування вимикачами ВМП-10 і ВМГ-10 застосовується привідний механізм ПЕ-11 (привод електромагнітний). Встановлюються також і інші приводи: ПП-67, ПП-67К та інші.

Привод ПЕ-11 (рис. 11.8 і 11.9) (ШПЕ-11 – при встановленні приводу у шафі) складається з механічної та електричної частин. До механічної частини відносять систему зламлювальних важелів, а до електричної – соленоїди включення та відключення. Вал приводу пов'язаний з контактами блокування SQ1 і SQ2 через відповідні тяги (рис. 11.9).

Оперативне перемикання вимикача здійснюється різними видами управління: місцевим, дистанційним та автоматичним.

Для керування високовольтними вимикачами застосовуються ключі управління типу КСВФ, а також ключі типів ПМОВФ (перемикач малогабаритний загального використання) та МКВ (малогабаритний ключ).

Електрична схема управління масляним вимикачем наведена на рис. 11.10. Схема виконана у відповідності з позначеннями, прийнятими для ключа МКВ. Відомості ключа показані вертикальними пунктирними лініями.

Згідно схеми керування вимикачем командні імпульси від ключа керування SA подаються не безпосередньо в кола електромагнітів, а через проміжні реле КСС («Включити») або КСТ («Відключити»), які в свою чергу діють на електромагніти вимикача. Виконавчими органами в схемі є електромагніти включення YAC та відключення YAT. Електромагніт YAC, що виконує операції з переміщення контактної системи вимикача та зведенню його пружин відключення, споживає значний струм (близько 75 А), тому його живлення забезпечується від спеціальних шин живлення EY, а включення та відключення кола – за допомогою контактора КМ, котушка якого знаходиться в колі включення та замикається через контакти ключа SA.

Електромагніт відключення YAT, що вивільняє при відключенні защіпку приводу (вимикач відключається під дією пружин відключення, які при цьому нічим не утримуються), споживає невеликий струм, тому він включений безпосередньо через контакти ключа SA.

Схема (рис. 11.10) відповідає відключеному положенню вимикача. Ключ керування SA знаходиться в положенні О («Відключений»). При повороті рукоятки ключа в відомості В («Включено») утворюється електричне коло: шина керування +ЕС, контакти 1-3 ключа SA, замкнений блокуючий контакт SQ1, котушка контактора KM, шина -ЕС. При автоматичному включенні (при замиканні контактів KSQ1) послідовність зберігається, так як контакти KSQ1 шунтують контакти SQ1 ключа SA.

При подачі команди «Відключити» утворюється електричне коло: шина +ЕС, контакти 2–4 ключа SA, блокуючий контакт SQ2 (який замкнувся при включенні вимикача), обмотка електромагніту відключення YAT, шина –ЕС. Осердя електромагніту YAT переміщується, звільнюючи заціпку привода і вимикач відключається. За допомогою контактів KSQ2 вимикач може бути також вимкнений від захисту.

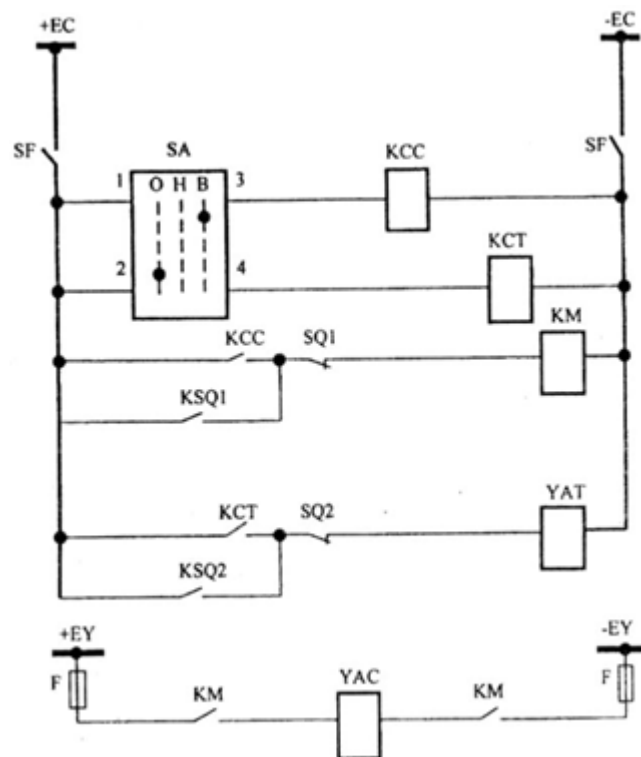


Рисунок 11.10 – Схема керування вимикачем з електромагнітним приводом

Масляні вимикачі є не найнадійнішим електрообладнанням, періодично вони ламаються. Перелік найпоширеніших поломок:

- перегрівання контактних з'єднань у шинах, горщиках із подальшим аварійним відключенням;

- погане вмикання;

- часті відключення;

- погіршення ізоляції, перекриття полюсів при КЗ;

- поломки механізмів і приводів;

- неполадки контактної системи (не повне включення рухомих контактів, зависання їх у проміжному положенні, поломки розеткових контактів).

Основні переваги масляних вимикачів:

- невибагливість, можливість експлуатації за різної температури;

- проста конструкція.

Недоліки масляних вимикачів:

- висока вибухо- і пожежонебезпека;

- необхідно постійно контролювати рівень мастила у горщиках, доливати у разі потреби, мати мастильне господарство;

- необхідність наявності кваліфікованого персоналу, який би займався обслуговуванням і ремонтом.

Випробування масляних вимикачів

Після проведення ремонтів і планового технічного обслуговування масляних вимикачів, обов'язково проводяться високовольтні випробування. Вони включають в себе подачу високої напруги на полюси пристроїв.

Для масляних вимикачів напругою 6 кВ подається найчастіше 30–36 кВ випробувальної напруги з підвищувального трансформатора від спеціальної лабораторії.

Випробувальну напругу подають протягом 5 хвилин на кожну фазу по черзі (або відразу на 3 фази, якщо дозволяє конструкція випробувальної лабораторії). Якщо за цей час ізоляція витримає цю напругу і не станеться пробою, то випробування вважається успішним. Також перед і після випробування

заміряють опір ізоляції кожного полюса, який має бути більшим у 1,3 рази за той, що був до випробувань.

Якщо випробування пройшло успішно, масляний вимикач вводять в експлуатацію, якщо ж на якійсь фазі трапляється пробій, то проводять огляд і, за необхідності, ремонт (пошук місця пробою, посилення або заміна ізоляції в цьому місці).

Після цього знову проводяться високовольні випробування доти, доки всі три фази не витримають випробувальну напругу заданий час.

Доцільність заміни масляного вимикача на вакуумний

Масляні вимикачі найбільшої популярності та поширення набули у XX столітті, у XXI столітті їх дедалі активніше витісняють вакуумні вимикачі, які мають такі переваги:

1. значно менші габарити і маса;
2. висока надійність;
3. простота в обслуговуванні;
4. набагато простіше і безпечніше вмикання і вимикання;
5. значно більший ресурс.

З огляду на вищеописані пункти стає очевидно, що вакуумні вимикачі за всіма параметрами виграють порівняно з масляними.

Звичайно, замінити цілу секцію підстанції, або всю підстанцію з масляних на вакуумні вимикачі складно: це довго і дорого. Однак на довгій дистанції в кілька десятків років таке вкладення повністю виправдовує себе.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Зображення, опис конструкції та функціональних можливостей, конструкції одного з малооб'ємних масляних вимикачів (ВКЕ-10, ВМГ-10 і ВМП-10), а також будову електромагнітного приводу ПЕ-11 та схему керування вимикачем (для вимикачів ВМГ-10 і ВМП-10).

- 3 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Які функції виконує масляний вимикач?
- 2 В яких установках застосовуються масляні вимикачі ВКЕ-10 та ВМГ-10, ВМП-10, подібність та відмінність характеристик та конструкції?
- 3 З яких конструктивних елементів складається масляний вимикач ВКЕ-10?
- 4 З яких конструктивних елементів складається масляний вимикач ВМП-10?
- 5 Будова дугогасної камери малооб'ємного масляного вимикача.
- 6 Поясніть принцип гасіння електричної дуги.
- 7 З яких конструктивних елементів складається масляний вимикач ВМГ-10?
- 8 З яких конструктивних елементів складається електромагнітний привод ПЕ-11?
- 9 Поясніть роботу електричної схеми керування масляного вимикача.
- 10 Які функції виконують блокуючі контакти SQ1 та SQ2?
- 11 Яке призначення контактора КМ?
- 12 Випробування масляних вимикачів.
- 13 Розкажіть про доцільність заміни масляних вимикачів на вакуумні.
- 14 Маркування масляних вимикачів.
- 15 Поясніть фізичний зміст кожного параметра, що входить до технічних характеристик малооб'ємного масляного вимикача навантаження.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 12

Регулювання напруги в електричних мережах

Мета роботи

Вивчити принципи регулювання напруги у сільських електричних мережах, навчитися розраховувати допустиму втрату напруги у мережі.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

1 Для заданої розрахункової схеми електричної мережі (рис 12.1) визначити відхилення та втрати напруги на елементах мережі. Результати звести у табличному виді (табл. 12.1).

2 Проаналізувати отримані результати та надати рекомендації щодо допустимості втрат напруги та можливих способів утримання напруги до допустимих меж.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Регулювання напруги в сільських електричних мережах. При регулюванні напруги в сільських електричних мережах поліпшується режим напруг споживачів, підвищується якість електричної енергії, що поставляється, а також збільшується допустима втрата напруги у мережі до межі, обумовленої економічною доцільністю, і завдяки цьому зменшується витрата металу проводів.

Напругу у сільських мережах підтримують регулюванням напруги генераторів сільських електростанцій, мережними регуляторами напруги різних типів, конденсаторами, що включаються послідовно або паралельно.

У мережах напругою 110 кВ і вище для регулювання напруги широко застосовують синхронні компенсатори.

Регулювання напруги генераторів сільських електростанцій.

Генератори можуть працювати з номінальним навантаженням тільки у тому випадку, якщо їх напруга відхиляється не більше ніж на $\pm 5\%$ відносно їх номінальної напруги. Оскільки номінальна напруга генератора на 5% вище номінальної напруги мережі, тоді її загальне відхилення відносно напруги мережі становить від $+10$ до 0% . Зустрічне регулювання як правило можливе у таких самих або менших межах.

Допустиму втрату напруги у мережі збільшують за рахунок зустрічного регулювання напруги генераторів, яка може відбуватися автоматично (залежно від струму в обмотках статора генератора) або його виконують вручну. В останньому випадку напругу підтримують залежно від навантаження генераторів. Оскільки напругу регулюють лише залежно від тривалих змін навантаження, регулювати вручну нескладно.

Зустрічне регулювання напруги генераторів доцільно використовувати на поодинокі працюючих сільських станціях з однорідним з'єднанням споживачів. Якщо максимумами і мінімумами цих навантажень не збігаються, то застосовувати зустрічне регулювання складно і доцільність його використання перевіряють порівняльними розрахунками мережі.

Зустрічне регулювання можливе лише у тому випадку, коли генератор має відповідний запас потужності і здатний сприйняти максимальне навантаження при підвищеній напрузі.

При спільній роботі декількох сільських електростанцій у загальній енергетичній системі з однорідним навантаженням теоретично можна застосовувати зустрічне регулювання напруги. Потрібно тільки забезпечувати одночасність регулювання на всіх електростанціях системи, тому що в іншому випадку будуть більші переструми реактивних потужностей проводами ліній і зайві втрати енергії. Однак на практиці це не може бути реалізовано.

На потужних електричних станціях, об'єднаних у районні енергетичні системи, зустрічне регулювання напруги генераторів при нормальних режимах не застосовують. Напругу генераторів на них підтримують стабільною.

Застосування мережних регуляторів напруги і конденсаторів

Мережні регулятори напруги. Вони регулюють напругу в будь-яких точках мережі. Чим ближче регулятор до споживача, тим ефективніше регулювання, але разом з тим потрібна більша кількість регуляторів у мережі, що призведе до збільшення їх загальної вартості.

Як регулятори застосовують трансформатори або автотрансформатори зі змінним коефіцієнтом трансформації під навантаженням.

Виготовляють трансформатори потужністю від 560 кВА і напругою 35/10 кВ з чотирма ступенями регулювання по 2,5 % у кожную сторону відносно номінального значення напруги а, отже, із загальною межею регулювання ± 10 % (загалом вісім ступенів). Від цих восьми ступенів обмотки виконано дев'ять введів, по контактах яких рухається перемикач. Перемикання відбувається без розриву ланцюга. У момент перемикання сусідні контакти замикаються через реактор, який обмежує струм до допустимого значення. Керування автоматизоване і здійснюється реле напруги. Точність підтримання напруги на затискачах реле $\pm 1,25$ %. Витримку часу спрацювання забезпечує реле часу з електроприводом. Перемикання здійснюються електродвигуном постійного струму напругою 220 В. Схема живиться постійним струмом від акумуляторної батареї або, що більш зручно, від випрямляючої установки. Передбачене також ручне керування перемикачем безпосередньо на трансформаторі та дистанційне – від щита керування.

Регульовані трансформатори типу ТМН мають потужності 1000, 1600, 2500, 4000 і 6300 кВА, межі регулювання ± 9 %. Трансформатори ТМН комплектуються швидкодіючими перемикачами з малогабаритними активними опорами. У перемикачах шість ступенів тонкого регулювання і один ступінь грубого регулювання, що дорівнює половині діапазону регулювання. Регулятором підтримується напруга на вводах трансформатора незмінною, тобто здійснюється стабілізація напруги її на рівні 105 %, повністю компенсуючи втрату напруги на лінії напругою 35 кВ і у самому трансформаторі. Технічно цілком можливо зустрічне регулювання у широких межах. Однак глибоке

зустрічне регулювання ефективно лише при співпадінні графіків навантаження всіх споживачів даної підстанції.

Допустима втрата напруги у лініях 0,4 і 10 кВ визначається за відхиленням напруги споживачів, яке повинне бути у межах $\pm 5\%$ від номінального значення.

Загальна допустима втрата напруги під час 100 % (повного) навантаження дорівнює:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \Delta V_{\text{живл.}}^{100} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - V_{\text{спож.}}^{100}, \quad (12.1)$$

де $\Delta V_{\text{живл.}}^{100}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 100 % навантаженні (для системи 35/10/0,4 кВ – на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ), %;

$\Delta V_{\text{спож.}}^{100}$ – допустиме відхилення напруги споживача при 100 % навантаженні, %;

$\sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100}$ – сумарні втрати напруги у лініях та трансформаторах при 100 % навантаженні, %.

Одержану загальну допустиму втрату напруги необхідно розділити приблизно порівну між лініями мережі 10 і 0,4 кВ.

Відхилення напруги для найближчого до джерела живлення споживача при 25 % навантаженні віддаленої ТП перевіряють за виразом:

$$V_{\text{спож.}}^{25} = \Delta V_{\text{живл.}}^{25} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25}, \quad (12.2)$$

де $\Delta V_{\text{живл.}}^{25}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні, %;

$\sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\Sigma \Delta U_{втр.}^{25}$ – сумарні втрати напруги у лініях та трансформаторах при 25 % навантаженні, %.

Для розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги (табл. 12.1).

З метою закріплення поданої вище теоретичної інформації необхідно визначити допустиму втрату напруги у мережі, зображеній на рис. 12.1.

Вважається, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрій автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ у межах $\Delta V_{спож.}^{100} = +5\%$, $\Delta V_{живл.}^{25} = 2\%$.

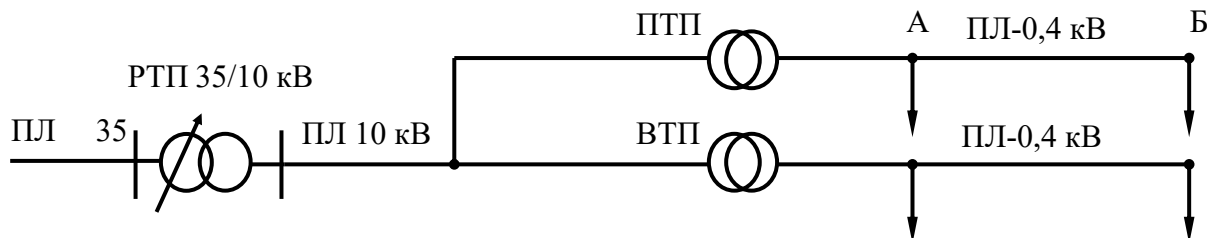


Рисунок 12.1 – Розрахункова схема електричної мережі:

РТП – районна трансформаторна підстанція (вузлова); ВТП – віддалена трансформаторна підстанція (існуюча, тупикова); ПТП – проєктна трансформаторна підстанція (тупикова)

Вибір надбавок вважається вірним, якщо у результаті виконуються дві умови:

1) фактичне відхилення напруги у будь-якій точці мережі 10 кВ не повинно перевищувати допустимого значення $\Delta U_{факт. 10} \leq \Delta U_{доп 10} \pm 10\%$.

2) фактичне відхилення напруги у будь-якій точці мережі 0,4 кВ не повинно перевищувати допустимого значення $\Delta U_{факт. 0,4} \leq \Delta U_{доп 0,4} \pm 5\%$.

Таблиця 12.1 – Відхилення та втрати напруги на елементах мережі

Елемент установки	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП (ВТП)		Проектована ТП (ПТП)	
	100 %	25 %	100 %	25 %
Відхилення напруги на шинах 10 кВ				
Лінія 10 кВ				
Трансформатор 10/0,4 кВ				
– постійна надбавка				
– змінна надбавка				
– втрати				
Лінія 0,4 кВ				
Відхилення напруги споживача				

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Розрахункова схема електричної мережі (рис 12.1) з коротким її описом.
- 3 Розрахунок відхилень та втрат напруги на елементах мережі з їх зведенням до табличного виду (табл. 12.1).
- 4 Рекомендації щодо допустимості отриманих втрат напруги.
- 5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 У чому полягає причина виникнення втрат напруги у мережі?
- 2 Які є методи регулювання напруги генераторів електричної мережі.
- 3 У чому полягає принцип розрахунку втрат напруги?
- 4 Які складові втрат напруги мережі?
- 5 Навіщо підтримують напругу електричної мережі?
- 6 Як застосовують мережні регулятори напруги і конденсатори?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 13

Перенапруги в електроустановках та пристрої захисту від них

Мета роботи

Вивчити принципи виникнення перенапруг в електроустановках, їх вплив на роботу електрообладнання та ознайомитися з принципами і пристроями захисту від них.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Ознайомитися із засобами захисту від атмосферних перенапруг відкритих електроустановок.
- 2 Вивчити конструкції трубчастих розрядників.
- 3 Вивчити конструкції вентильних розрядників.
- 4 Ознайомитися із принципом дії та характеристиками обмежувачів перенапруг.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Класифікація перенапруг. Однією з основних причин виникнення аварійних режимів в електричних установках є короткочасні збільшення напруги вище номінального значення, які називаються перенапругами. Перенапруги бувають внутрішнього та зовнішнього походження.

Перенапруги внутрішнього походження (комутаційні) виникають внаслідок перехідних процесів при нормальних увімкненнях і вимкненнях, аварійних замиканнях фази на землю, коротких замиканнях, обривах проводів.

Перенапруги зовнішнього походження (атмосферні) являють собою результат впливу на електричні установки атмосферної електрики. Такі перенапруги виникають внаслідок прямих грозових розрядів. Крім того, вони

можуть бути наслідком дії магнітного поля грозового розряду.

Атмосферні перенапруги частіше за все спостерігаються в проводах повітряних ліній. Найбільш небезпечні прямі удари блискавки в електроустановки.

Перенапруги, що виникають на одному з елементів електроустановки, не локалізуються на ньому, а розповсюджуються до інших елементів, електрично пов'язаних з місцем виникнення пошкодження. При цьому порушення електричної міцності ізоляції та аварія можливі не там, де виникла перенапруга, а в будь-якому іншому елементі установки, ізоляція якого має менший запас електричної міцності. Часто послабленою може виявитись ізоляція елемента, більш важливого з точки зору забезпечення надійності електропостачання і більш цінного, наприклад трансформатора чи генератора. Пошкодження ізоляції апаратів – незворотній процес (подальше їх використання неможливе).

Більшість перенапруг внутрішнього походження являють собою високочастотні швидкозатухаючі коливання (рис. 13.1 а, б), частота яких в десятки і сотні разів більша, ніж частота нормального режиму.

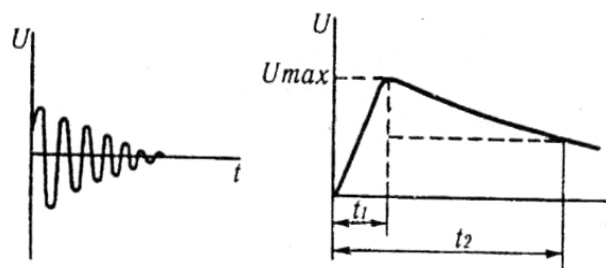


Рисунок 13.1 – Види перенапруг:
а – внутрішні; б – зовнішні (атмосферні)

Атмосферні перенапруги зазвичай мають форму аперіодичного імпульсу (хвилі), при якому потенціал на даному елементі установки спочатку швидко зростає від нормального значення до деякого максимуму $U_{\max}$ – амплітуди перенапруги, а потім порівняно повільно зменшується до нормального значення. Час t_1 , з якого потенціал збільшується до амплітуди $U_{\max}$, називається фронтом хвилі (імпульсу), а час t_2 з початку процесу до моменту, коли потенціал на

спадаючій частині імпульсу досягає рівня 50% амплітуди – її довжиною.

Грозозахист електричних установок. Захист електричних установок включає захист їх елементів від ураження прямими ударами блискавки і захист ізоляції від перекриття та пробоїв внаслідок високих перенапруг. Крім цього, необхідний захист трансформаторів і машин від хвиль, набігаючих з ПЛ, а також від переходів імпульсних перекриттів ізоляції елементів установки в стійку електричну дугу.

Особливо важливо захищати людей і тварин від уражень перенапругами в мережах споживачів під дією атмосферних перенапруг, і від пожеж в результаті пошкодження перенапругами ізоляції мережі чи від іскор розрядів.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводів, тобто добре заземлених провідників, розташованих вище, ніж елементи електричної установки, що захищаються. При достатній кількості і належному розташуванні блискавковідводів над розміщеними будівлями всі розряди блискавки будуть влучати в ці блискавко захисні пристрої.

Для захисту об'єктів невеликої довжини, наприклад, відкритих підстанцій, будівель, використовують стержньові блискавковідводи, що розміщуються на конструкціях будівлі чи окремо від них, а для захисту об'єктів більшої довжини: лінії електропередачі, підстанції, що займають великі території – блискавковідводи у вигляді заземлених тросів, закріплених на опорах і натягнутих над об'єктами захисту на відповідній висоті.

При ударі блискавки в блискавковідводи напруга в місці розряду може викликати пошкодження будь-якої ізоляції, тому крім установки блискавковідводів необхідно виконувати їх заземлення через малий опір.

Такі заземлення роблять на стержневих блискавковідводах. їх можна встановлювати і на тросових блискавковідводах великої довжини, але не на кожній опорі. Тому для захисту від вторинних перекриттів необхідно посилювати ізоляцію чи встановлювати спеціальну грозозахисну апаратуру.

Грозозахисна апаратна. Спеціальну грозозахисну апаратуру застосовують для захисту апаратів трансформаторів і машин від атмосферних перенапруг.

Грозозахисні апарати повинні спрацювати і відвести хвилю атмосферної

перенапруги в землю раніше, ніж на ізоляції, що захищається, перенапруга досягне небезпечного значення, а потім погасити електричну дугу швидше, ніж спрацює релейний захист чи запобіжники.

У обмежувачах перенапруг (ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний) через дуже велику нелінійність характеристики резистора супроводжуючий струм при робочій напрузі має значення менше міліампера, що безпечно для захисного апарату і не створює помітних втрат енергії. Тому ОПН виконуються без іскрових проміжків.

Найпростішим грозозахисним апаратом є *іскровий проміжок*, який встановлюється перед апаратом, що захищається. Один з електродів проміжку приєднують до фазного проводу, а інший заземлюють. Захисні проміжки виконують у вигляді ріг з електродами із круглої сталі діаметром не менше 10 мм.

Самогасіння електричної дуги в проміжку відбувається тільки тоді, коли струм невеликий. Якщо захисний проміжок не забезпечує надійної роботи грозозахисну і не гасить електричної дуги, то застосовують розрядники.

Основним елементом розрядника є іскровий проміжок. Вольт-секундна характеристика цього проміжку (рис. 13.2, крива 2) повинна лежати нижче, ніж характеристика електричної міцності обладнання, що захищається (рис. 13.2, крива 1).

Одним із радикальних заходів, які дозволяють знизити перенапругу є застосування розрядників, які приєднуються між вводами обладнання і землею.

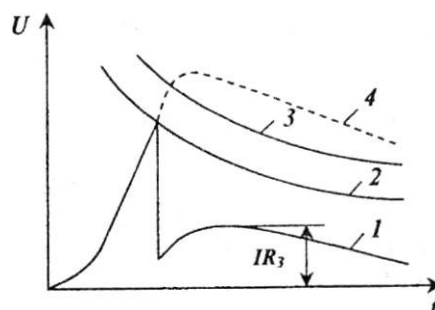


Рисунок 13.2 – Узгодження характеристик розрядника та обладнання, що захищається

При появі перенапруги проміжок повинен пробитися раніше, ніж ізоляція

обладнання, що захищається. Після пробою лінія заземлюється через опір розрядника або накоротко. При цьому напруга на лінії визначається струмом I , що проходить через розрядник, опорами розрядника і заземлення R_3 . Чим менший цей опір, тим краще обмежується перенапруга, оскільки при цьому більша різниця між можливою (рис. 13.2, крива 4) та обмеженою розрядником перенапругою (рис. 13.2, крива 3).

Напруга на розряднику при протіканні імпульсного струму даної величини і форми називається залишковою напругою. Чим менша ця напруга, тим краща якість розрядки.

Після того, як імпульсний струм проходить через розрядник, іскровий проміжок стає іонізованим і він легко пробивається номінальною фазною напругою. Виникає коротке замикання на землю і через розрядник протікає струм промислової частоти, який називається супроводжуючим. У зв'язку із зміною режиму роботи установки супроводжуючий струм може змінюватись в широких межах.

Щоб запобігти вимкненню обладнання релейним захистом, цей струм повинен бути вимкнений розрядником за максимально короткий час (напівперіод промислової частоти).

Конструктивно захисні проміжки виконуються у вигляді стержневих електродів, що створюють різко неоднорідне поле (рис. 13.3).

Перехід імпульсного струму при пробіі проміжку в стійку дугу може супроводжуватися аварійним відключенням електроустановки або ділянки електричної мережі. Для підвищення надійності електропостачання бажано проміжки встановлювати лише на тих ділянках мережі, які обладнані пристроями автоматичного повторного включення (АПВ).

В установках до 35 кВ захисні проміжки мають невелику довжину. Щоб уникнути випадкового їх замикання (наприклад, птахами) в заземлюючих спусках захисних проміжків створюються додаткові іскрові проміжки. Електроди захисних проміжків в установках 3–10 кВ доцільно виконувати у вигляді рогів, оскільки під дією електродинамічних сил і теплових потоків

повітря дуга розтягується і може згаснути. Самозгасання дуги між електродами у вигляді рогів відбувається при струмі в дузі, що не перевищує 300 А.



Рисунок 13.3 – Кріплення грозотросу з іскровим розрядником

Простота і дешевизна стержневих проміжків визначають їх широке застосування, особливо в мережах нижчих класів напруги. На лініях електропередачі високої і надвисокої напруги вживаються спеціальні заходи по обмеженню внутрішніх перенапруг, тому стержневі проміжки можуть на них застосовуватися для координації, тобто для обмеження максимального значення імпульсу напруги, що набігає на підстанцію, і струму через вентильні розрядники при грозових перенапругах.

Пристрій з дугозахисними рогами (наприклад, типу УЗД) складається з зажиму, рогу та алюмінієвого шунта, який для зручності монтажу та транспортування згорнутий у пружину (рис. 13.4). Дугозахисні роги призначені для відведення дуги на достатню відстань від провідника та ізолятора. Їх рекомендується застосовувати для штирових та опорних ізоляторів.



Рисунок 13.4 – Пристрої захисту від дуги УЗД-1.1, УЗД-1.2, УЗД-1.3

Конструкція і розміщення дугозахисних пристроїв обираються так, щоб будь-яке тривале однофазне замикання переходило в міжфазне, при якому автоматичний захист відключає усю повітряну лінію. Після цього автоматичним повторним ввімкненням лінія приводиться в початковий стан. Це ілюструє рис. 13.5. У момент виникнення перенапруги дугове перекриття в першу чергу виникає на поверхні ізолятора 1 (рис. 13.5), після чого під впливом електродинамічних сил дуга переміщується по алюмінієвому дроту, накрученому на шийку ізолятора, навколо шунту до рогу розрядника 2. Під час горіння на кінці рогу дуга іонізує повітря, внаслідок чого виникає міжфазне коротке замикання 3, на яке негайно реагує релейний захист, відключаючи мережу.

Короткочасне однофазне замикання завдяки спіральним шунтам, що захищають дріт в районі ізоляторів, не є небезпечним для ізольованого дроту і не призводить до міжфазного замикання і, відповідно, до відключення лінії автоматичним захистом.

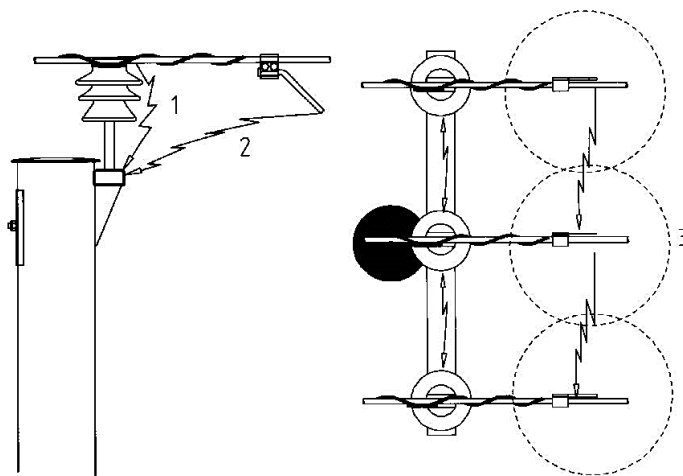


Рисунок 13.5 – Пристрій з дугозахисними рогами для захисту від грозових перенапруг

Магнітовентильні розрядники. Магнітовентильний розрядник складається з декількох послідовних блоків з магнітним іскровим проміжком і відповідного числа вілітових дисків.

На рис. 13.6 подано конструкцію магнітовентильного розрядника у зборі. Блок магнітних іскрових проміжків складається з набору одиничних іскрових проміжків 2, розділених між собою кільцевими магнітами 3. Одиничний іскровий проміжок складається з двох концентрично розташованих мідних електродів 6 і 8, між якими утворюється кільцева щілина 7. Дуга, що виникає в щілині, обертається під дією постійних магнітів з великою швидкістю, що сприяє її швидкому гасінню. Набір з постійних магнітів і одиничних іскрових проміжків розміщується всередині фарфорової покритишки 1, що закрита сталевими кришками 5. Магніти і мідні електроди щільно стискаються сталеву пружиную 4.

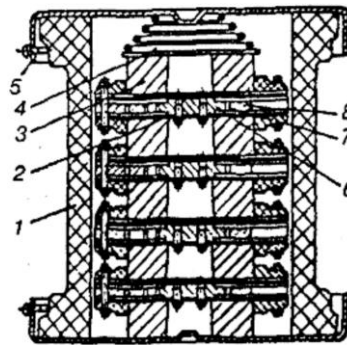


Рисунок 13.6 – Переріз магнітовентильного розрядника:

- 1 – фарфорової покритишки; 2 – іскровий проміжок; 3 – кільцевий магніт;
4 – сталева пружина; 5 – сталева кришка; 6 і 8 – мідні електроди;
7 – кільцева щілина

Застосування розрядників. Вентильні розрядники на підстанціях 35–110 кВ з трансформаторами потужністю до 40 МВА, приєднаних до відгалужень, встановлюються якнайближче до устаткування, що захищається. На відстані не більше 10 м від устаткування із зниженим рівнем ізоляції (електричні машини, силові трансформатори).

Для захисту машин, що обертаються, напругою 6–10 кВ застосовуються магнітно-вентильні розрядники серії РВМ. Для захисту ізоляції трансформаторів і устаткування РУ 3–10 кВ застосовуються вентильні розрядники серії РВП. Ізоляцію устаткування напругою 15–220 кВ захищають вентильними

розрядниками серії РВС. Для захисту ізоляції устаткування 15–35 кВ, випробувальні напруги якого понижені порівняно з загальними вимогами, повинні застосовуватися магнітно-вентильні розрядники серії РВМ. Ізоляцію устаткування номінальною напругою 110–220 кВ із зниженими випробувальними напругами, а також ізоляцію устаткування 330 і 500 кВ захищають вентильними розрядниками з магнітним гасінням дуги серії РВМГ. У тих випадках, коли на підстанції 110 кВ встановлені автотрансформатори з пониженим рівнем ізоляції, для їх захисту також застосовують магнітно-вентильні розрядники типу РВМГ-110. Вентильні розрядники серії GZ, розрядники РС-10 і РВО-35 полегшеної конструкції призначені для захисту низьковідповідального устаткування 6–35 кВ. Комбіновані вентильні розрядники серії РВМК на напругу 330 і 500 кВ призначені для захисту ізоляції від грозових і внутрішніх перенапружень. Розрядники серії РВМК застосовуються лише в тих випадках, коли необхідний захист ізоляції від внутрішніх перенапружень, а розрядники серії РВМГ не можуть бути встановлені внаслідок їх обмеженої дугогасної і пропускнуєї спроможності.

У даний час для захисту мереж 110–500 кВ від атмосферних перенапружень (а також від внутрішніх), разом з вентильними розрядниками застосовуються обмежувачі перенапруг ОПН, що мають ряд переваг порівняно з розрядниками (менші габарити і вага при таких самих технічних характеристиках), але поки що дорожчі. Порівняно з розрядниками типу РВМГ нелінійні обмежувачі знижують рівень обмеження комутаційних перенапружень на 30–40 %, а атмосферних перенапруг на 10–20 %.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Конструкції трубчастих і вентильних розрядників.
- 3 Принцип дії та характеристики обмежувачів перенапруг.
- 4 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Класифікація перенапруг.
- 2 Як здійснюється грозозахист відкритих електроустановок – трансформаторних підстанцій та повітряних ліній електропередачі?
- 3 Призначення розрядників та вимоги до них.
- 7 Поясніть узгодження характеристик розрядників та обладнання, що захищається.
- 8 Конструктивні особливості обмежувачів перенапруги типу MWK.
- 9 Маркування розрядників.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 14

Максимальний струмовий захист повітряної лінії

Мета роботи

Вивчити методи релейного захисту та максимального струмового захисту повітряної лінії

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Розрахувати максимальний струмовий захист повітряної лінії напругою 10 кВ.
- 2 Розрахувати струмову відсічку повітряної лінії напругою 10 кВ.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Релейний захист – це автоматичний пристрій, який складається із вимірювальних трансформаторів та реле, які реагують на зміну режиму на будь-якій ділянці мережі та подають імпульс на відключення даної ділянки комутаційними апаратами, або на сигналізацію. Для правильного та своєчасного виконання своїх функцій релейний захист повинен забезпечувати необхідну швидкість дії, чутливість, селективність та надійність.

Для ПЛ-10 кВ як основний захист від міжфазних коротких замикань, як правило, застосовується максимальний струмовий захист (МСЗ), а як додатковий – струмова відсічка (СВ).

1 Розрахунок максимального струмового захисту повітряної лінії напругою 10 кВ

Задаються дворелейною схемою МСЗ зі з'єднанням трансформаторів струму в неповну зірку. Використовуємо струмові реле РТ-40 (КА1, КА2), реле часу РТМ-12 (КТ) та проміжні реле РП-341 (KL1, KL2) (рис. 14.1).

Струм спрацювання МСЗ повинен відстроюватися від робочого струму лінії з урахуванням можливих кидків струму самозапуску двигунів:

$$I_{c.з} = \frac{k_n}{k_n} k_{c.зан} I_{роб.мах}, \quad (14.1)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, приймається для реле РТ-40 $k_n = 1,2$;

$k_{c.зан}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, для лінії сільськогосподарського призначення може бути прийнятий 1,2–1,3;

k_n – коефіцієнт повернення реле, $k_n = 0,8–0,85$;

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм лінії, А.

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ при їх сумісній роботі забезпечуються, якщо виконується умова:

– для захистів із залежною витримкою часу

$$I_{c.з} \geq 1,4 I_{n.в(5)}; \quad (14.2)$$

– для захисту із незалежною витримкою часу

$$I_{c.з} \geq 1,3 I_{\kappa}, \quad (14.3)$$

де $I_{n.в(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегорає за 5 с, А;

I_{κ} – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегорає за час $t_{п.в.}$, А.

$$t_{n.в} \geq t_{c.з} + 0,3; \quad (14.4)$$

де $t_{c.з}$ – час спрацювання захисту, с; $t_{c.з} = 1,2$ с.

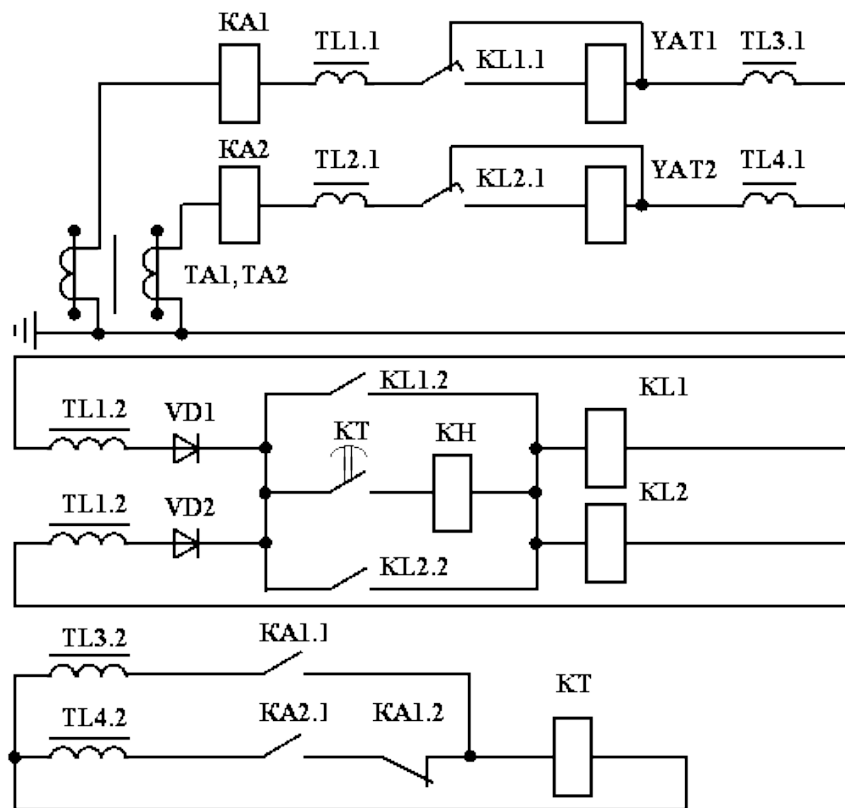


Рисунок 14.1 – Схема МСЗ струмової лінії 10 кВ

Найбільш потужна ТП 10/0,4 – ТПЗ: $S_H = 160$ кВА, $I_{n.6} = 20$ А, $I_K = 150$ А.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{c.x}^{(3)}}{k_{mc}}, \quad (14.5)$$

де $I_{c.з}$ – більше значення струму спрацювання захисту, А;

$k_{c.x}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

k_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

За умовою надійного спрацювання електромагніту вимикання зі струмом спрацювання 5 А:

$$I_{c.p} \geq (6 - 6,5) A. \quad (14.6)$$

Найбільше із значень, отриманих за виразами (14.2) і (14.3) округляють до струму уставки $I_{y.p}$, А, обраного типу реле, за умови:

$$I_{y.p} \geq I_{c.p}. \quad (14.7)$$

Тоді дійсне значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{c.з} = \frac{k_{mc} \cdot I_{y.p}}{k_{cx}}. \quad (14.8)$$

Чутливість захисту визначається за формулою:

$$k_u = \frac{I_{к.мин} \cdot k_{cx.мин}}{I_{y.p} \cdot k_{mc}} \geq 1,5, \quad (14.9)$$

де $I_{к.мин}$ – струм двополюсного КЗ у кінці ділянки, що захищається, А;

$k_{cx.мин}$ – мінімальна величина коефіцієнта схеми.

2 Розрахунок струмової відсічки повітряної лінії напругою 10 кВ

Струмову відсічку лінії (додатковий захист) також реалізуємо за допомогою реле РТ-40. Схема з'єднання трансформаторів струму – неповна зірка.

Струм спрацьовування відсічки ПЛ-10 кВ вибирається за умовами:

А) струм спрацювання відсічки повинен бути більшим ніж максимальний струм КЗ у кінці ділянки, що захищається:

$$I_{c.з} \geq k_n \cdot I_{к.маx}, \quad (14.10)$$

де $I_{c.з}$ – струм спрацювання відсічки, А;

$I_{k.\max}$ – максимальний струм КЗ (трифазного) у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_n – коефіцієнт надійності (для реле РТ-40 $k_n = 1,2-1,3$);

Б) струмова відсічка не повинна спрацювати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ:

$$I_{c.в} \geq \frac{(4-5) \cdot \sum S_{н.тр}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (14.11)$$

де $\sum S_{н.тр}$ – сумарна потужність ТП 10/0,4 кВ, що живляться від лінії, кВА.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за формулою:

$$I_{c.p.в} = \frac{I_{c.в} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{mc}}, \quad (14.12)$$

де $I_{c.в}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (14.10) і (14.11).

Значення, отримане за виразом (14.12) округлюємо до струму уставки ($I_{y.p.в}$) обраного типу реле, за умови

$$I_{y.p.в} \geq I_{c.p.в}. \quad (14.13)$$

Тоді дійсне значення струму спрацювання відсічки

$$I'_{c.в} = \frac{k_{mc} \cdot I_{y.p.в}}{k_{cx}}. \quad (14.14)$$

Визначення чутливості захисту.

Чутливість відсічки

$$k_{ч.в} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{y.p.в}} \cdot \frac{k_{сх}}{k_{mc}} \geq 1,2, \quad (14.15)$$

де $I_{\kappa}^{(3)}$ – струм КЗ у місці встановлення захисту у найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі (триполюсне КЗ).

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Результати розрахунку максимального струмового захисту повітряної лінії напругою 10 кВ.
- 3 Результати розрахунку струмової відсічки повітряної лінії напругою 10 кВ.
- 4 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 У чому полягає призначення і загальна характеристика релейного захисту та автоматизації?
- 2 Які основні вимоги до обладнання релейного захисту і автоматики?
- 3 Які основні принципи релейного захисту?
- 4 Що таке максимальний струмовий захист?
- 5 Як забезпечують захист генераторів?
- 6 Як забезпечують захист трансформаторів?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 15

Сільські споживчі трансформаторні підстанції

Мета роботи

Вивчити схеми з'єднань і конструктивне виконання споживчих трансформаторних підстанцій 35, 10–6/0,4 кВ.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Вивчити схеми з'єднань споживчих трансформаторних підстанцій 35, 10–6/0,4 кВ.
- 3 Вивчити конструкцію і комплектацію шаф високої і низької напруги комплектної підстанції 10/0,4 кВ.
- 4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Ознайомитися з конструкцією та комплектацією шаф високої і низької напруги КТП 10/0,4 кВ.
- 2 Ознайомитися зі способами установки КТП 10/0,4 кВ на фундаменті і правилами її монтажу.
- 3 Ознайомитися із блокуваннями, що застосовуються на КТП та їх призначенням.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Підстанції напругою 6–10/0,4 кВ називають споживчими. Вони призначені для живлення як правило *трифазних чотирьохпровідних із заземленою нейтраллю* розподільчих ліній напругою 0,4 кВ. Використовують як одно- так і двотрансформаторні ТП потужністю 25–630 кВА у більшості випадків *зовнішнього встановлення*. За умови спеціального обґрунтування встановлюють *закриті підстанції* (ЗТП). Проектують мережі із комплектними ТП зовнішнього встановлення. Для споживачів першої категорії за надійністю

електропостачання найбільш поширені ЗТП. Експлуатують також **щоглові ТП зовнішнього встановлення**, хоча у нових проєктах їх вже не застосовують.



Рисунок 15.1 – Відкрита ТП

До **переваг відкритих** (рис. 15.1) **ТП** належать:

- менша вартість будівельної частини підстанції;
- кращий доступ підйомально-транспортних засобів до основного обладнання, що значно спрощує та здешевлює проведення поточних і капітальних ремонтів;
- вища пожежна безпека;
- кращі умови відведення тепла основного електрообладнання;
- зручність підведення повітряних ЛЕП.

Основний **недолік відкритих ТП** – безпосередній атмосферний вплив на обладнання.

Переваги закритих ТП:

- менша вартість апаратури;
- стабільність умов обслуговування в усі пори року та впродовж доби;
- вища надійність електрообладнання завдяки більш стабільним умовам його функціонування;
- займають меншу площу.

Недоліками закритих ТП є більша вартість будівельних робіт і підвищення небезпеки під час виконання ремонтних робіт, пов'язаної з обмеженими площами й об'ємами приміщень.

Основні схеми первинних з'єднань РП напругою 10 кВ КТП подані на рис. 2 (у деяких схемах не зображені додаткові роз'єднувачі, які встановлюють на кінцевих опорах для приєднання КТП до ліній). КТП тупикового типу з одним трансформатором (рис. 15.2 а) застосовують для електропостачання сільськогосподарських споживачів. Роз'єднувач встановлюють на кінцевій опорі лінії напругою 10 кВ, а запобіжники напругою 10 кВ – на КТП. Замість роз'єднувача у ланцюгу трансформатора за умови відповідного обґрунтування може бути використано вимикач навантаження.

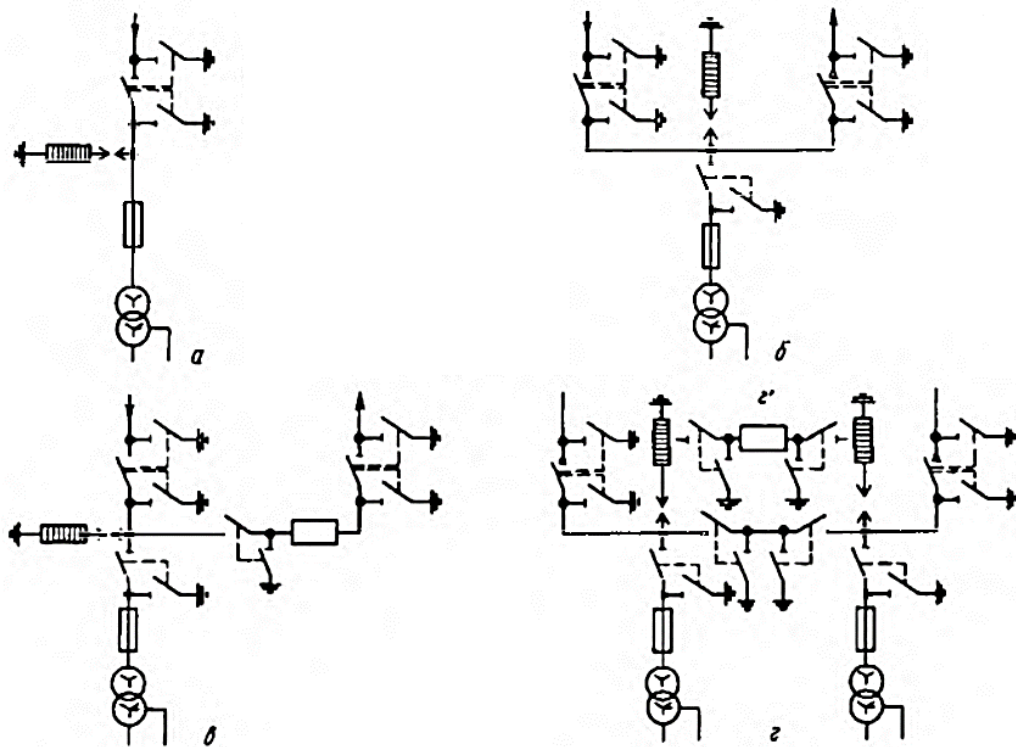


Рисунок 15.2 – Основні схеми приєднань РП напругою 10 кВ підстанції 10/0,4 кВ:
 а – тупикового типу з одним трансформатором; б – з одним трансформатором та шинами з вимикачами навантаження; в – одотрансформаторна підстанція суміщена з пунктом автоматичного секціонування або пунктом АВР лінії напругою 10 кВ; г – двотрансформаторна підстанція з шинами напругою 10 кВ, секціонованими вимикачем навантаження та роз'єднувачем;
 г' – двотрансформаторна схема містка з одним вимикачем

Схема на рис. 15.2 б також з одним трансформатором та шинами з вимикачами навантаження призначена для мереж напругою 10 кВ не лише з однобічним, але й двобічним живленням, коли за умовами надійності допускаються ручні післяаварійні перемикання. Трансформатор приєднують до шин через роз'єднувача та запобіжники. При ввімкнених вимикачах навантаження може здійснюватися живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини підстанції. У цій схемі допускається один з вимикачів навантаження з замінити на роз'єднувач із застосуванням відповідних блокувань.

На рис. 15.2 в одотрансформаторна підстанція суміщена з пунктом автоматичного секціонування або пунктом АВР на лінії напругою 10 кВ. Схему застосовують у мережах 10 кВ з одно- або двостороннім живленням, у яких за умовами надійності електропостачання вимагається автоматичне і ручне секціонування лінії напругою 10 кВ.

На рис. 15.2 з подана схема з двома трансформаторами і шинами напругою 10 кВ, секціонованими вимикачем навантаження та роз'єднувачем. Її застосовують переважно у мережах напругою 10 кВ з двостороннім живленням, де допускається ручне секціонування ліній напругою 10 кВ.

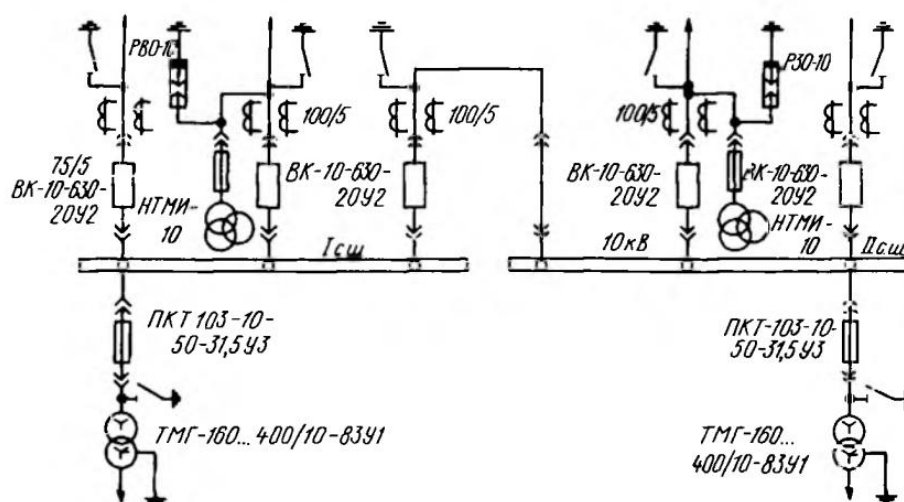


Рисунок 15.3 – Головна схема з'єднань підстанції УЗТП напругою 10/0,4 кВ

Основний режим роботи підстанції – живлення кожного трансформатора від незалежного джерела по лінії напругою 10 кВ (секційний вимикач навантаження вимкнений). За умови ввімкнення секційного вимикача навантаження можна здійснити живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини ТП. Замість секційного вимикача навантаження може бути встановлено масляний вимикач (із заміною вимикача навантаження на роз'єднувач з лівого боку від нього, рис. 15.2 з'). На такій схемі (схема містка з одним вимикачем) двотрансформаторна підстанція суміщена з пунктом автоматичного секціонування або пунктом АВР лінії напругою 10 кВ.

Схема з'єднань підстанції УЗТП напругою 10/0,4 кВ (рис. 15.3) розроблена для електропостачання відповідальних сільськогосподарських споживачів, де необхідно забезпечити АВР на стороні напругою 10 кВ. Підстанція двотрансформаторна, потужністю 2 х 400 кВА, з РП 10 кВ вузлового типу за схемою із секціонованою системою шин, чотирма відвідними ПЛ напругою 10 кВ і застосування комірок КРП серії К-104, з вимикачами ВК-10.

Закриті підстанції будують одноповерховими з варіантами виконання будівель із цегли, великопанельних залізобетонних та металевих тришарових конструкцій.

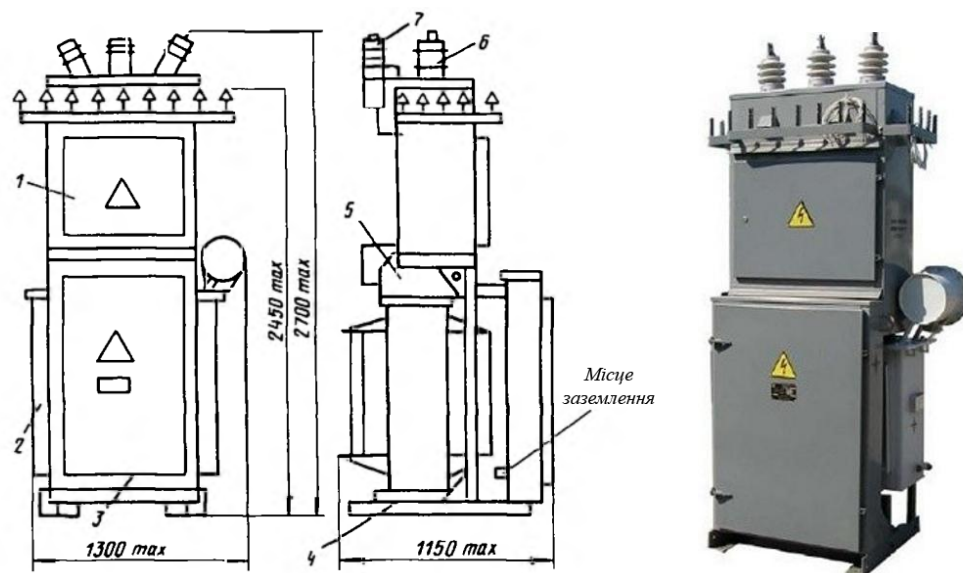


Рисунок 15.4 – Схема КТП напругою 10/0,4 кВ потужністю 25–160 кВА

Найбільша кількість підстанцій тупикового типу із застосуванням КТП (рис. 15.2 а). Схема КТП потужністю 25–160 kVA подана на рис. 15.4. Вона має блокове виконання та складається із підвідного пристрою високої напруги (10 kV) та РП (0,4 kV), які зачиняються одностулковими, оснащеними замками дверима, і силового трансформатора. Принципова електрична схема КТП напругою 10/0,4 kV потужністю 25–160 kVA (рис. 15.5).

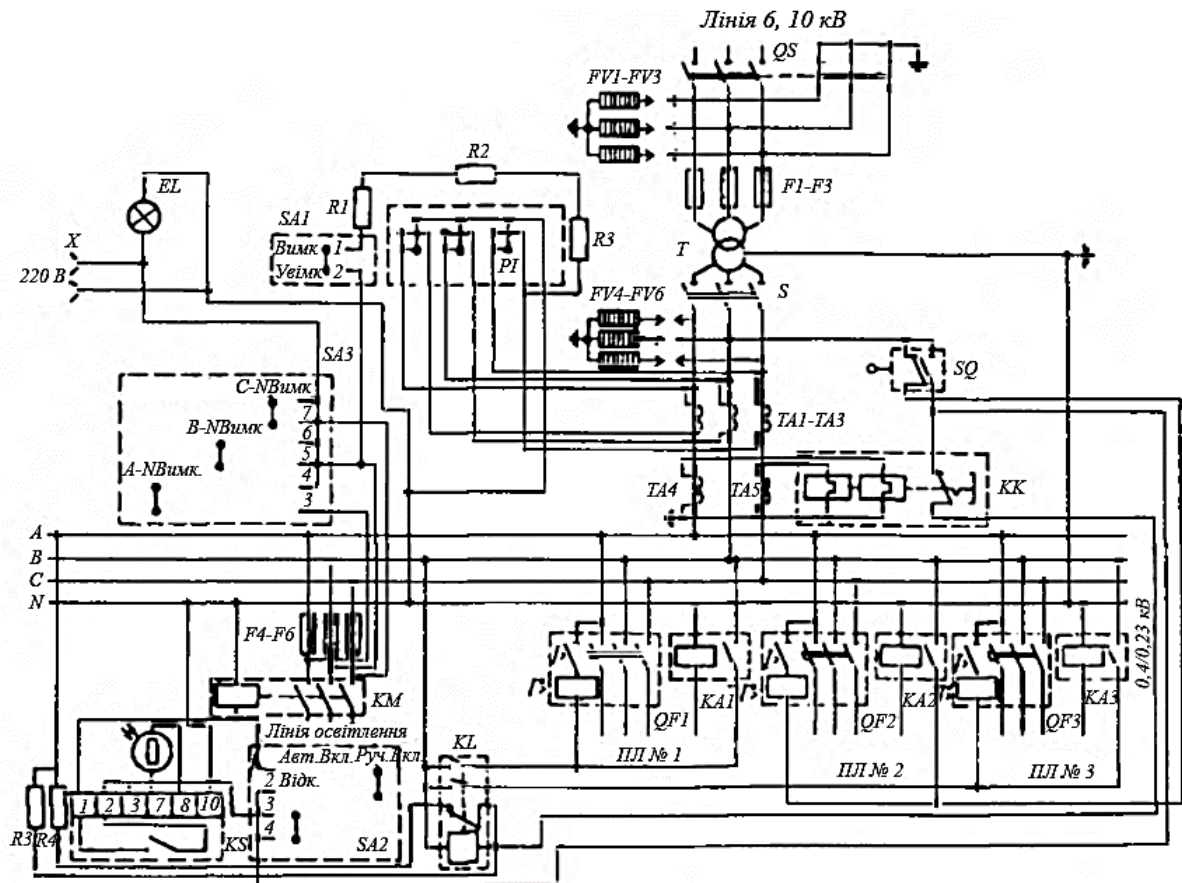


Рисунок 15.5 – Схема електричних з'єднань КТП напругою 10/0,4 kV , потужність 25–160 kVA

РП напругою 10 kV складається з роз'єднувача QS із заземлюючими ножами, що розміщений на найближчій опорі лінії напругою 10 kV , вентильних розрядників $FV1-FV3$ для захисту обладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг на стороні напругою 10 kV та запобіжників $F1-F3$, що знаходяться у пристрої вводу високої напруги, і забезпечують захист трансформатора від багатозфазних коротких замикань. Запобіжники з'єднані відповідно з прохідними

ізоляторами та силовим трансформатором. Інша апаратура знаходиться у нижньому відсіку (шафі), тобто РП напругою 0,4 кВ. На вводі до РП встановлено рубильник S , вентиляльні розрядники $FV4-FV6$ для захисту від перенапруг на стороні напруги 0,4 кВ, трансформатори струму $TA1-TA3$, що живлять лічильник активної енергії PI , і трансформатори $TA4, TA5$, до яких підключено теплове реле KK для захисту силового трансформатора від перевантаження. Ввімкнення, відімкнення та захист відхідних ліній напругою 0,4 кВ від короткого замикання і перевантаження здійснюється автоматичними вимикачами $QF1-QF3$ з комбінованими роз'єднувачами. Для захисту ліній від однофазних коротких замикань у нульових проводах ПЛ № 1–3 встановлені струмові реле $KA1-KA3$, які під час спрацювання замикають ланцюг обмотки незалежного роз'єднувача. Реле налаштовуються на спрацювання при однофазних коротких замиканнях у найвіддаленіших точках мережі.

Під час перевантаження силового трансформатора роз'єднуючі контакти теплового реле KK , що шунтують у нормальному режимі обмотку проміжного реле KL , роз'єднуються, подаючи на неї через резистори $R4$ і $R5$ напругу. У наслідок спрацювання реле KL відключаються лінії № 1 і 3 та виводиться з роботи резистор $R4$, збільшуючи опір у ланцюгу обмотки реле KL . Це необхідно для обмеження до номінального значення (230 В) напруги, яка подається на обмотку реле KL після притягування якоря, що пов'язано із збільшенням опору обмотки реле. Захист від перевантаження спрацьовує не більше ніж через 1,3 год за нормального струму, що дорівнює 1,45 номінального струму силового трансформатора.

Лінії № 2 та вуличного освітлення захистом від перевантаження не вимикаються. Для автоматичного ввімкнення та відімкнення лінії вуличного освітлення слугує фотореле KS , а під час ручного управління цією лінією використовують перемикач $SA2$. Фотореле і перемикач $SA2$ впливають на обмотку магнітного пускача KM .

Для підтримання нормальної температури поблизу лічильника активної енергії PI у зимових умовах слугують резистори $R1-R3$, що підключаються перемикачем $SA1$.

Для контролю наявності освітлення і напруги РП напругою 0,4 кВ призначена лампа *EL*, що вмикається перемикачем *SA3*. Напругу вимірюють переносним вольтметром, який вмикають у штепсельну розетку *X*, розміщену у РП напругою 0,4 кВ. Перемикач *SA3* слугує для вимірювання напруги всіх фаз.

Для запобігання відключення рубильника під навантаженням передбачене блокування, яке спрацьовує так. Під час відкривання панелі закриття РП напругою 0,4 кВ замикаючі контакти вимикача блокування *SQ*, що шунтують обмотку проміжного реле *KL*, розмикаються і реле *KL* спрацьовує, відмикаючи автоматичні вимикачі ліній № 1 і 3. Одночасно знімається напруга з обмотки магнітного пускача *KM* і вмикається лінія вуличного освітлення. Розмикальні контакти вимикача блокування *SQ* розмикаються і вмикають автоматичний вимикач лінії № 2 (положення контактів вимикача *SQ* на рис. 15.5 зображено при відкритій панелі, що закриває РП напругою 0,4 кВ).

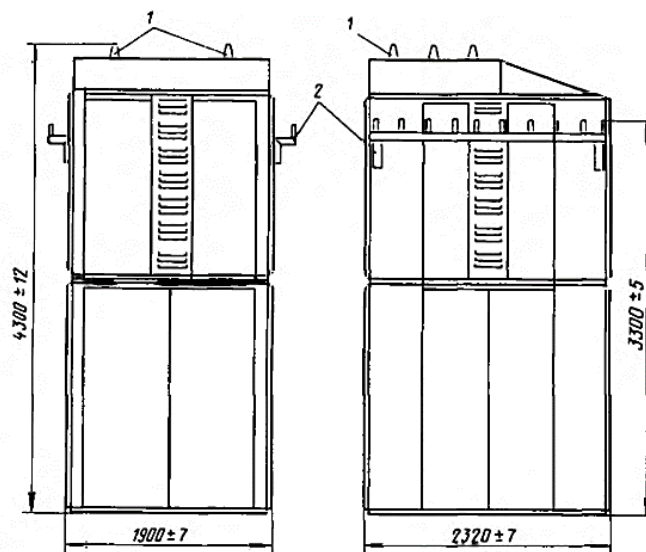


Рисунок 15.6 – Схема КТПП-В-400/10 У1:

1 – прохідні ізолятори; 2 – кронштейн для виведення напруги 0,4 кВ

Передбачені також механічні блокування, що не допускають відкриття дверей ввідного пристрою високої напруги при розмиканні заземлюючих ножів роз'єднувача, а також відключення заземлюючих ножів роз'єднувача при відкритій дверці ввідного пристрою 10 кВ. Блок-замок дверей підвідного пристрою і блок-замок приводу заземлюючих ножів мають однаковий секрет. До

них підходить загальний ключ. Під час ввімкненого положення роз'єднувача ключ з приводу заземлюючих ножів витягти не можливо. Після вимкнення головних і увімкнення заземлюючих ножів роз'єднувача ключ вільно виймається з приводу заземлюючих ножів і ним можна відкрити двері увідного пристрою.

Для електропостачання потужних виробничих споживачів застосовують серію КТП напругою 10/0,4 кВ з одним або двома трансформаторами прохідного типу КТПП і тупикового типу КТПТ потужністю 25–630 і 2 х (25–630) кВА з повітряними вводами зовнішнього встановлення. Конструктивно однотрансформаторні КТПП і КТПТ виконують у вигляді одного блоку, у якому у відповідних відсіках розміщені РП напругою 10 і 0,4 кВ, а також силовий трансформатор. Оболонка блоку (шафа) виготовлена з листової сталі та має двері для обслуговування РП. Для безпечного обслуговування передбачені блокування.

Двотрансформаторна КТП складається з двох з'єднаних трансформаторних блоків. РП напругою 10 кВ КТПП і КТПТ виконують за певними схемами (рис. 15.2 а, б і з). Зокрема, КТПП потужністю 250–630 кВА з одним трансформатором (рис. 15.6) виконано за схемою, зображеною на рис. 15.2. Схема напругою 0,4 кВ в основному аналогічна схемі на рис. 15.5, однак передбачається також варіант зі встановленням блоків «запобіжник – вимикач» замість автоматів на відповідних лініях, кількість яких збільшено до чотирьох.

Щоглові підстанції потужністю 25–100 кВА монтують на П-подібній опорі, а потужністю 150–250 кВА – на АП-подібній опорі. Підстанції у більшості випадків виконують тупиковими. На рис. 15.6 показана щоглова ТП напругою 10/0,4 кВ. Все обладнання розміщене на П-подібній опорі.

РП напругою 0,4 кВ (рис. 15.7) являє собою металеву шафу 5 брызкозахищеного виконання зі встановленою усередині апаратурою. Вводи до шафи трансформатора і виводи 6 до ліній напругою 400/230 В виконані у трубах. Для підйому на площадку 4 слугує складувальна металева драбина 7, яку (у складеному вигляді) також, як і дверцята шафи і привід роз'єднувача, замикають. Для захисту ТП від перенапруг встановлені вентильні розрядники 1.

Трансформатор 3 встановлено на огороженій площадці 4 на висоті 3–3,5 м (рис. 15.7). Напруга до трансформатора подається через лінійний

роз'єднувальний пункт та запобіжники 2. Лінійний роз'єднувальний пункт (рис. 15.8) містить роз'єднувач 2 із приводом 3, встановлений на кінцевій опорі 1.

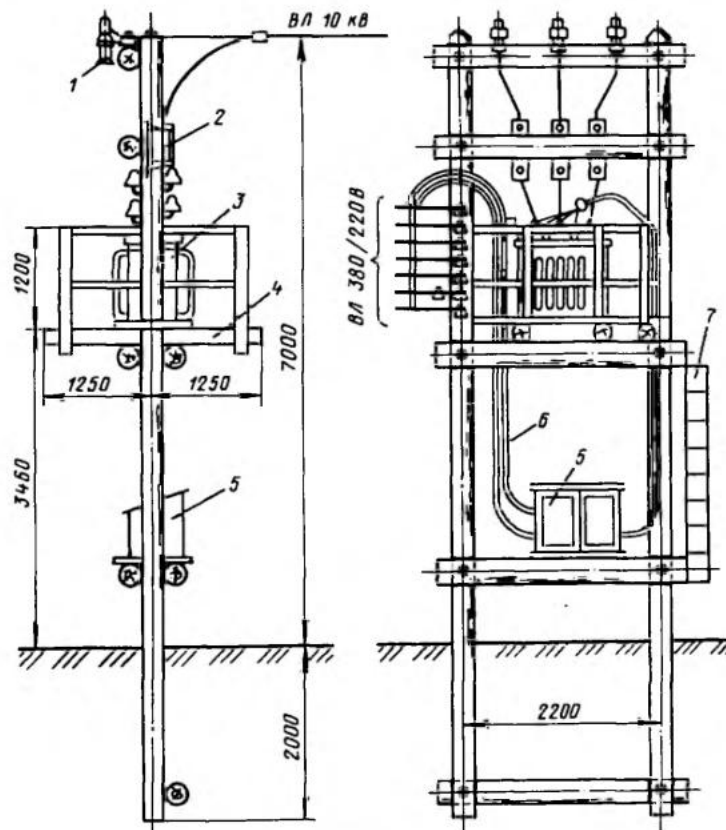


Рисунок 15.7 – Схема щоголової ТП напругою 10/0,4 кВ:

1 – розрядник; 2 – запобіжник; 3 – трансформатор; 4 – площадка для обслуговування; 5 – шафа РП напругою 0,4 кВ; 6 – виводи лінії напругою 0,4 кВ; 7 – драбина

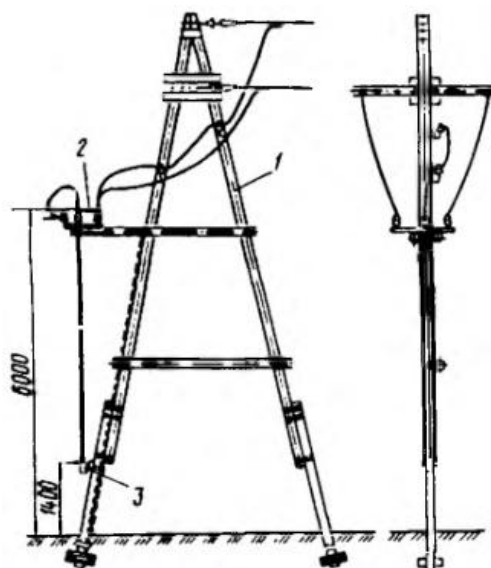


Рисунок 15.8 – Схема роз'єднувального пункту на напругу 10 кВ:

1 – опора; 2 – роз'єднувач; 3 – привід роз'єднувача

Монтаж ТП і пунктів. У наш час переважно застосовують комплектні ТП на напругу 35/6–10 кВ і комплектні ТП на напругу 6–10/0,4 кВ. Всі їх елементи виготовляються у заводських умовах. Задача монтажника зводиться до підготовки території під підстанцію або трансформаторний пункт, доставки обладнання і збиранні його на місці.

Для електропостачання відповідальних споживачів, наприклад, тваринницьких комплексів, застосовують надійніші закриті трансформаторні пункти на напругу 6–10/0,4 кВ у цегляних або азбоцементних кіосках. При цьому споруджують відповідні приміщення. ТП монтують в основному з окремих деталей.

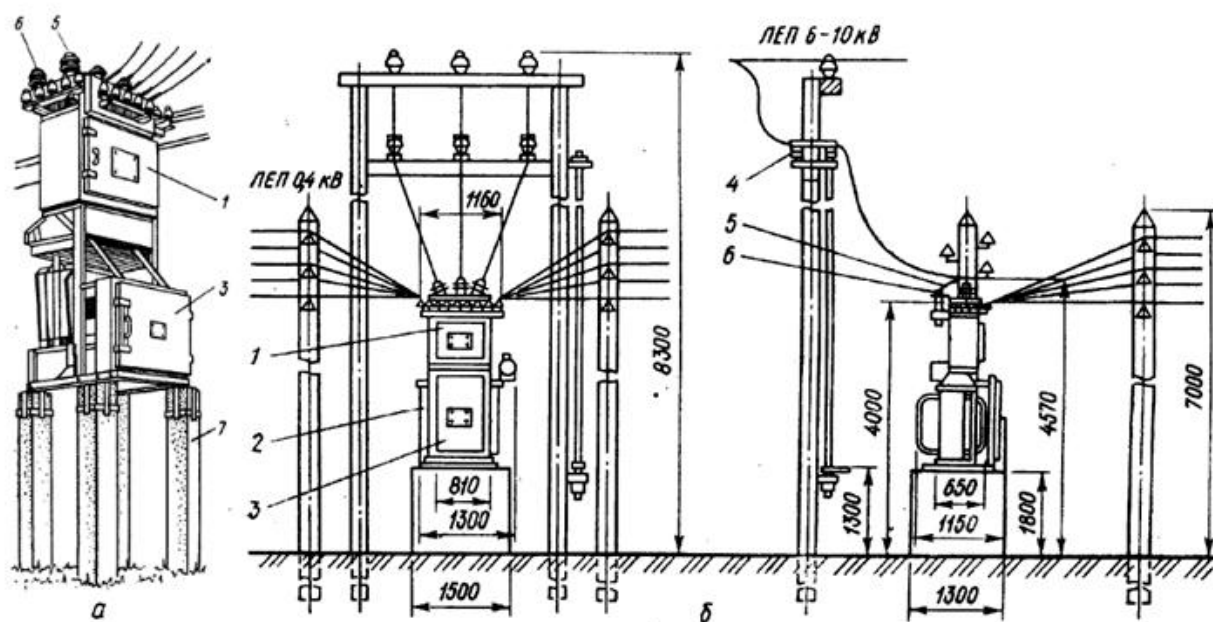


Рисунок 15.9 – Загальний вигляд (а) і встановлення (б) КТП 6–10/0,4–0,23 кВ:

1 – вводи; 2 – трансформатор; 3 – розподільний пристрій; 4 – роз’єднувачі;
5 – прохідні ізолятори; 6 – вентильний розрядник; 7 – залізобетонні опори

До складу КТП входять ввідний високовольтний пристрій, силовий трансформатор, розподільний пристрій низької напруги і струмопроводи в одному або кількох блоках. Потужність силового трансформатора може бути 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 і 2500 кВА.

На рис. 15.9 а показано загальний вигляд КТП 6-10/0,4 кВ потужністю 40–63 кВА. Роз'єднувачі 4 встановлюють на опорі, а решта обладнання скомплектована разом. КТП складається із введів 1 6–10 кВ) з запобіжниками, силового трансформатора 2, розподільного пристрою 3, прохідних ізоляторів 5, вентильного розрядника 6. Поруч із підстанцією розміщують опори ліній напругою 6–10 і 0,4 кВ. У РП 3 розміщуються три фідера, обладнаних автоматичними вимикачами для споживачів, і один фідер вуличного освітлення. КТП встановлюють на фундаменті або спеціальних залізобетонних опорах 7 на висоті 1,8 м (рис. 15.9 б).

Фундамент під КТП виготовляють із двох (під КТП-160) або чотирьох (під КТП-250) типових залізобетонних приставок ПТ-2,2-4,25 або уніфікованих стояків УСО-ЗА, які забезпечують висоту фундаменту 1,8 м. При цьому відстань від струмопровідних частин 10 кВ до землі буде не меншою 4,5 м; тому огорожі для КТП не потрібно.

Монтаж ТП або пункту починають з вибору ділянки. Вона повинна знаходитися недалеко від дороги, в центрі електричного навантаження і, як правило, не на території сільськогосподарських угідь. Ділянку підготовлюють до монтажу, тобто очищають від чагарників та дерев, вирівнюють та виконують на ньому земляні роботи. Викопують котловани під фундаменти, при чому для комплектних і щоглових ТП застосовують звичайні бурильні машини, а для підстанцій на напругу 35/6–10 кВ – екскаватори. Одночасно виготовляють заземлення, електроди яких забивають, ввертають або удавлюють у ґрунт за допомогою різноманітних пристосувань.

Перед монтажем силові трансформатори оглядають без розкриття баку та виймання серцевини. Видаляють усі тимчасові ущільнення, пробки і заглушки у мастильній системі. Після встановлення трансформатора або КТП в цілому перевіряють обмотки трансформатора на обрив, вимірюють опір ізоляції і контура заземлення, перевіряють з'єднання і кріплення і складають виконавчу документацію.

На підстанції напругою 35/6–10 кВ і закритих ТП усі роботи як правило виконують налагоджувальні групи, які застосовують пересувні електролабораторії на автомобілях.

Розберемо докладніше принципи монтажу ТП. Монтаж КТП включає такі операції: доставку блоків обладнання на місце, їх встановлення на закладені основи, вивірку по шнуру і ухилу, стягування болтами, приварювання до основи, електричне з'єднання блоків одного з іншим або прокладання збірних шин, підключення кабелів, ревізію та регулювання апаратів.

У приміщенні або на майданчику, де встановлюється КТП (КТПН), мають бути повністю завершені основні та оздоблювальні будівельні роботи. Кабельні канали та отвори повинні бути виконані відповідно до креслень. Будівельні роботи з їх улаштування, включаючи покриття плитами, повинні бути завершені, а труби для проходу кабелю закладені відповідно до проєкту.

Способи доставки блоків КТП, місце монтажу визначаються конкретними умовами будівництва даного об'єкта. Доцільно забезпечувати доставку блоків на місце за допомогою кранів та автомобільного чи залізничного транспорту без проміжного розвантаження.

Навантаження та вивантаження блоків КТП і трансформаторів виконують тільки за допомогою підйомного крана вантажопідйомністю 20 т. При стропуванні в місцях згинів стропів необхідно встановлювати надійні розпірки, що оберігають обладнання від пошкодження, особливо якщо блоки поставляються не в ящиках, а в обшивці. Блоки в приміщенні встановлюються за допомогою лебідок на катках, спеціальних візків та пристроїв. Перед остаточним встановленням на направляючі швелери блоки розпаковують.

Залежно від типу ґрунту та місцевих умов КТП встановлюють на двох (або чотирьох) залізобетонних стійках, закріплених у свердлених котлованах. Як стійки використовують типові приставки (ПТО-1,7) опори повітряних ліній довжиною 3,25 м і 4,25 м або уніфіковані стійки УСО-3А (УСО-4А, УСО-5А). Висота встановлення КТП над рівнем землі має бути не менше 1,8 м, а відстань від землі до високовольтного введення – не менше 4,5 м. Огороджувати КТП не

обов'язково, крім випадків, коли вони розміщуються в місцях можливого скупчення людей (школи тощо).

Для зручності обслуговування на висоті 0,5–0,75 м від землі передбачена площадка, шарнірно з'єднана зі стійками, яку після закінчення робіт піднімають у вертикальне положення і замикають на замок.

КТП можна ставити на залізобетонні блоки або прибудови ПТО-1,7, покладені горизонтально на піщану основу. Цей варіант рекомендується при скельних ґрунтах, при піщаних ґрунтах із великою галькою та валунами, коли буріння котлованів складне, а також при монтажі КТП кіоскового типу. Раму-основу КТП приварюють до залізобетонних елементів фундаментів.

До початку монтажу обов'язково перевіряють закладні підстави під трансформатори. Вони повинні бути встановлені за рівнем та точно відповідати кресленню проєкту (відхилення від рівня не повинні перевищувати 1 мм на 1 м довжини та 5 мм на всю довжину). Несучі поверхні обох швелерів повинні бути в одній строго горизонтальній площині і виступати з чистої підлоги на 10 мм. Не менш ніж у двох місцях швелери необхідно приєднати до контуру заземлення смуговою сталлю 40 х 4 мм.

При збиранні підстанцій з'єднують виводи обмоток низької напруги трансформатора з розподільним пристроєм, встановлюють автомати, монтують заземлення. Шини як правило з'єднують за допомогою стискальних плит. При цьому контактні поверхні шин не можна зачищати сталевими щітками та наждачною шкіркою, щоб уникнути пошкодження антикорозійного покриття, тому для їх очищення використовують чисту тканину, змочену в бензині. Блоки встановлюють по черзі, попередньо знявши спеціальні заглушки, що закривають виступаючі кінці шин, та підйомні скоби з опорних швелерів. Перевіряють співпадіння вертикальних та горизонтальних осей втичних контактів та ножів, а також висувних автоматичних вимикачів низької напруги, визначають за допомогою динамометра зусилля натискання, яке у кожного втичного контакту має бути 100 Н. Крім того, перевіряють співпадіння осей симетрії рухомих та нерухомих допоміжних контактів, які не повинні мати провал більший ніж

1,5–2 мм. Для вкочування та викочування автоматичних вимикачів застосовують спеціальний пристрій, що постачається заводом.

Встановлення блокових (об'ємних) КТП виконують так. Риють котлован і будують із цегли або залізобетонних блоків фундамент. На фундаменті розміщують блоки із змонтованим на заводі обладнанням. Потужні силові трансформатори привозять окремо і встановлюють пізніше.

Кожен блок виконується з вібропрокатних шкаралуп завтовшки 88 мм. Електроустаткування у всіх блоках монтується на заводі. Маса повністю змонтованого блоку без трансформаторів становить близько 14 т. Зовнішні поверхні такої підстанції фарбують, а двері виготовляють зі сталі.

Перевезення кожного блоку об'ємної підстанції здійснюється окремо, їх габаритні розміри допускають транспортування залізницями та автомобільними дорогами. Приймання залізобетонних об'ємних блоків у тих випадках, коли вони доставляються будівельниками для монтажу електрообладнання в МЕЗ або безпосередньо на місце встановлення, полягає у перевірці розташування закладних конструкцій, кабельного підпілля, маслосбірної ями, якості оброблення стель, стін, підлоги та покрівлі. Необхідною умовою при прийманні підстанцій, що складаються з декількох блоків, є перевірка їхньої сполучності та комплектності деталей для їх складання.

Після встановлення силових трансформаторів виконують роботи з приєднання кабелів високої та низької напруги до пристрою зовнішнього контуру заземлення.

Монтаж завершується перевіркою справності проводок та приладів, надійності кріплення болтових з'єднань, справності електричної ізоляції, приєднанням кабелів високої напруги до трансформаторів та кабелів відхідних ліній, а також приєднанням до мережі заземлення металевих частин конструкції.

Перші об'ємні КТП виготовлялись виключно із залізобетонних елементів та разом із будівельною частиною на залізобетонному заводі, де виконувалося також встановлення, ревізія та налагодження змонтованого електроустаткування. Потім вони доставлялися на трейлері до місця монтажу і встановлювалися на

підготовлений майданчик або фундамент. Для пуску такої підстанції потрібно було лише приєднати зовнішні кабельні або повітряні лінії.

Об'ємні трансформаторні підстанції із залізобетонних панелей дедалі частіше стали витіснятися підстанціями з металевим каркасом – кіоскового типу, обшитим сталевим оцинкованим гофрованим листом. Така підстанція виготовляється також поза будівельним майданчиком, тобто на заводі або в монтажних майстернях в ній монтується все електрообладнання (крім трансформаторів) і в готовому вигляді вона доставляється на об'єкт і встановлюється на фундамент. КТП кіоскового типу дешевша і менш матеріалоємна, ніж підстанція із залізобетонних панелей, і тим більше ніж цегляна. Маса такої підстанції без трансформатора до 5 т.

КТП кіоскового типу розділена на окремі відсіки, в яких розташоване основне обладнання. Це трансформаторний відсік, РП ВН, РП НН. Кожен відсік має власні двері, що замикаються на замок і мають ряд блокувань, що перешкоджають відкриттю того чи іншого відсіку при підведеному живленні.

Вибір місця розташування ТП. Вибір місця розташування ТП виконується на основі визначення центра електричних навантажень. Для зручності вирішення даної задачі використовується так звана **картограма навантажень**. Картограма навантажень являє собою графічне зображення розрахункових навантажень на плані промислового підприємства чи селища. Графічно навантаження подається у вигляді кола, центр якого збігається з центром ваги приймача чи з ВРП. Радіус кола визначається виразом:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (15.1)$$

де P_i – розрахункове навантаження електроприймача;

m – масштаб для визначення площі кола.

Електричні кола, що характеризують розрахункове навантаження електроприймача, можна розбивати на сектори, які будуть характеризувати електроспоживання різних видів навантаження (освітлювального, силового тощо).

Існує кілька методів визначення центра електричних навантажень.

Перший метод. Визначення координат центра електричних навантажень виконують відповідно до таких виразів:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (15.2)$$

де x_i, y_i – центри електричних навантажень споживачів, що збігаються з їхніми центрами ваги, або з їхніми ВРП.

Другий метод. Різновид першого методу, що враховує тривалість роботи електроприймаїв протягом розрахункового періоду часу (T):

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}, \quad (15.3)$$

Третій метод. Відповідно до даного методу раціональне розміщення ТП повинне відповідати мінімуму зведених річних витрат.

Усі розглянуті методи дозволяють визначити умовний центр електричних навантажень, тому що:

– весь час змінюється споживана потужність електроприймача, оскільки можлива зміна технологічного процесу, зміна кількості і потужності електроприймачів, промпідприємств чи район селища постійно розвивається тощо;

– змінюється графік навантажень споживачів за рахунок зміни змінності їх роботи.

У зв'язку з цим центр електричних навантажень описує на генплані споживача складну фігуру. Тому коректніше говорити не про центр електричних навантажень, а про *зону розсіювання центра електричних навантажень*.

Для побудови зони розсіювання центра електричних навантажень використовують різні оптимізаційні методи її визначення. Як показує практика проектування та експлуатації, цю задачу треба розглядувати як задачу динамічного проектування, тому що даний підхід враховує динаміку розвитку та зміни параметрів систем електропостачання за досить тривалий проміжок часу (15–20 років).

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Принципова електрична однолінійна схема КТП 10/0,4 кВ з коротким її описом.
- 3 Ескіз шафи високої та низької напруги КТП 10/0,4 кВ із вказанням типів і характеристик устаткування.
- 4 Опис блокування і його призначення.
- 5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Назвіть конструктивні типи споживчих підстанцій.
- 2 У яких випадках доцільно будувати закриті споживчі підстанції?
- 3 Поясніть схему КТП 10/0,4 кВ.
- 4 Поясніть конструкцію КТП 10/0,4 кВ.
- 5 Правила монтажу КТП 10/0,4 кВ.
- 6 Як управляється лінія вуличного освітлення?
- 7 Як працює електрична схема КТП 10/0,4 кВ під час перевантажень силового трансформатора, а також при одно- і трифазних коротких замиканнях на відхідних лініях?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 16

Вивчення комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ

Мета роботи

Вивчити конструкцію комплектної трансформаторної підстанції КТП 10/0,4 кВ, її електричну схему, ознайомитись з принципами виконання закритих трансформаторних підстанцій.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Ознайомитись з принципами виконання закритих трансформаторних підстанцій.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Вивчити конструкцію комплектної трансформаторної підстанції КТП 10/0,4 кВ.
- 2 Вивчити електричну схему КТП 10/0,4 кВ: елементи, їх призначення та принцип дії.
- 3 Вивчити види закритих трансформаторних підстанцій і їх призначення.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) являють собою одностансформаторні підстанції тупикового типу зовнішнього встановлення. КТП слугують для приймання електричної енергії змінного струму напругою 6 або 10 кВ, перетворення її в електроенергію напругою 0,4 (0,23) кВ для споживачів у районах із помірним кліматом (від мінус 45 до плюс 40 °С).

КТП призначені для електропостачання та захисту сільськогосподарських споживачів (зокрема фермерських господарств, садово-городницьких ділянок), окремих населених пунктів і невеликих об'єктів, які належать до III категорії з надійності електропостачання.

Високовольтне введення в КТП – повітряне.

ТП під'єднується до ЛЕП за допомогою роз'єднувача, який поставляється комплектно з підстанцією (встановлюється на найближчій опорі).

ТП забезпечують облік активної електричної енергії. На вимогу замовника можливе встановлення лічильника будь-якої модифікації (суміщеного тощо).

У КТП є фідер вуличного освітлення, який має пристрій ручного й автоматичного вмикання та вимикання. Можливе виконання КТП без фідера вуличного освітлення (на вимогу замовника).

У КТП передбачаються такі види захистів:

- від атмосферних перенапруг;
- від міжфазних коротких замикань;
- від перевантаження і коротких замикань ліній 0,4 кВ;
- від коротких замикань ланцюгів обігріву та ланцюгів освітлення КТП.
- КТП мають електричні та механічні блокування, що забезпечують безпечну роботу обслуговуючого персоналу.

Переваги КТП:

- безпечні для навколишнього середовища;
- конструкція сприяє швидкому монтажу і пуску на місці експлуатації, а також швидкому демонтажу в разі зміни місця встановлення;
- мають гумові ущільнення на дверях; мають привабливий естетичний вигляд;
- комплектуються сучасними трансформаторами герметичного виконання.

Термін служби трансформаторних підстанцій цього типу становить 30 років.

КТП, незважаючи на широке застосування у розподільчих мережах, мають низку **недоліків** порівняно із закритими та відкритими трансформаторними підстанціями. Ці обмеження зумовлені заводською уніфікацією конструкції, компактністю та орієнтацією на типові режими роботи.

Насамперед, КТП характеризуються **обмеженою гнучкістю щодо зміни схеми та нарощування потужності**. Оскільки підстанція виготовляється як завершений заводський виріб, можливості заміни трансформатора на

потужніший, встановлення додаткових комірок або зміни первинних і вторинних з'єднань є значно обмеженими. У цьому аспекті відкриті та класичні закриті підстанції мають суттєву перевагу, оскільки допускають поетапний розвиток і реконструкцію.

Другим важливим недоліком є **обмежена ремонтпридатність**. У КТП обладнання розміщене у компактному корпусі, що ускладнює доступ до окремих апаратів під час технічного обслуговування або ремонту. У разі серйозного пошкодження одного з елементів часто виникає необхідність заміни цілого модуля або блоку, що може бути дорожчим і тривалішим порівняно з ремонтом обладнання в традиційних підстанціях.

Також необхідно зазначити **підвищену залежність від заводського виробника**. Конструктивні рішення, типи комутаційної апаратури та запасні частини є, як правило, уніфікованими під конкретного виробника. Це може створювати труднощі з постачанням запасних частин або модернізацією підстанції у разі зняття певної моделі з виробництва.

Важливим експлуатаційним недоліком є **обмежений тепловий режим**. Через компактність корпусу та щільне розміщення обладнання відведення тепла в КТП менш ефективне, ніж у відкритих підстанціях або просторово більших закритих підстанціях. За тривалих перевантажень це може призводити до прискореного старіння ізоляції трансформатора та комутаційних апаратів.

Крім того, КТП мають **обмежені можливості візуального контролю та оперативних перемикачів**. Обслуговування часто виконується через окремі люки або дверцята, а персонал не має повного огляду всього обладнання одночасно, що ускладнює оперативну оцінку стану підстанції.

Суттєвим недоліком є також **менша стійкість до нестандартних або важких умов експлуатації**, зокрема у випадках підвищеної запиленості, агресивного середовища або значних механічних навантажень. У таких умовах традиційні закриті підстанції з капітальними будівлями або відкриті підстанції можуть бути більш надійними.

Зовнішній вигляд КТПН–10/0,4 кВ наведений на рис. 16.1.

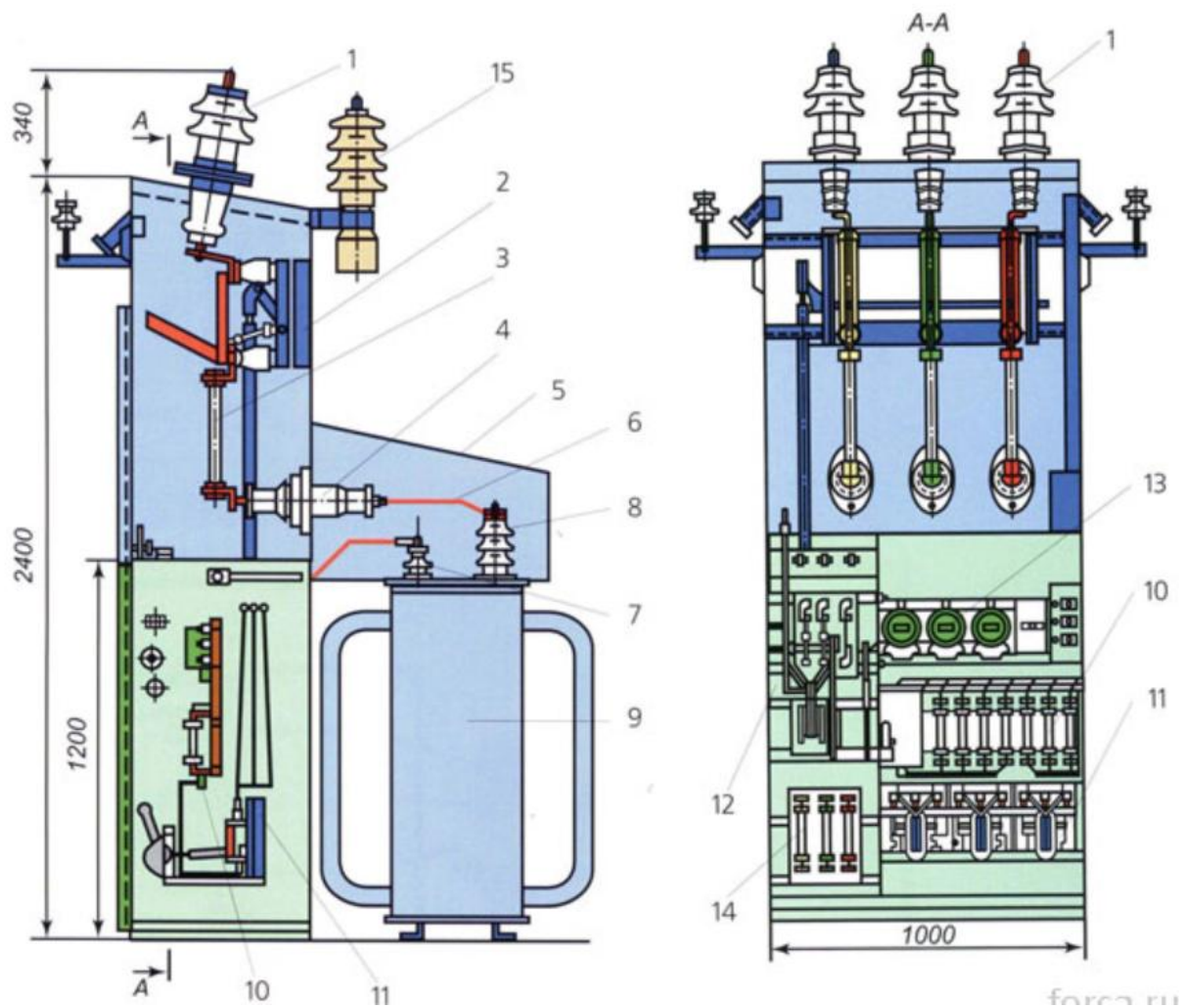


Рисунок 16.1 – Комплектна трансформаторна підстанція
зовнішнього встановлення (КТПН) 10/0,4 кВ:

1 – прохідний ізолятор вводу; 2 – роз'єднувач; 3 – трубчастий запобіжник;
4 – прохідний ізолятор; 5 – металевий кожух; 6 – шини КТПН; 7 і 8 – вводи
трансформатора; 9 – трансформатор; 10 – запобіжники; 11 – рубильники ліній,
що відходять; 12 – загальний рубильник; 13 – електричні лічильники; 14 –
загальні запобіжники; 15 – розрядники

Електрична схема КТПН на 10/0,4 кВ подана на рис. 16.2.

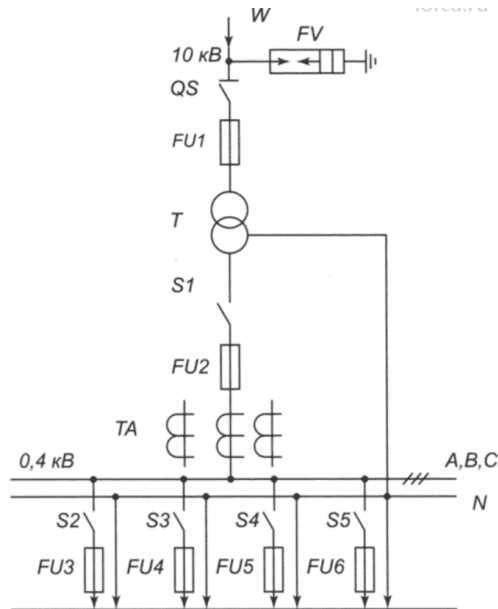


Рисунок 16.2 – Електрична схема КТПН на 10/0,4 кВ:

W – ввід; FV – розрядник; QS – роз’єднувач; FU1–FU6 – запобіжники;

T – понижувальний трансформатор; S1 – загальний рубильник;

S2–S5 – рубильники відхідних ліній; TA – трансформатори струму;

A, B, C і N – фази і нейтраль РП-0,4 кВ.

Схема електрична принципова КТП-02 потужністю 25, 40 кВА подана на рис. 16.3.

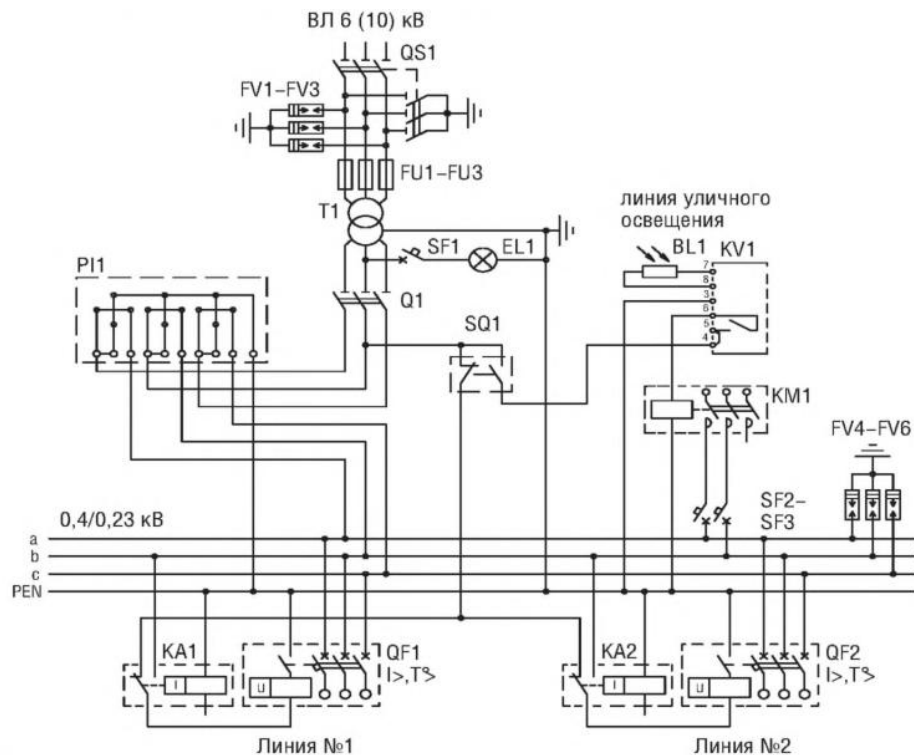


Рисунок 16.3 – Схема електрична принципова КТП-02
потужністю 25, 40 кВА

Схема електрична принципова КТП-02 потужністю 63–250 кВА подана на рис. 16.4.

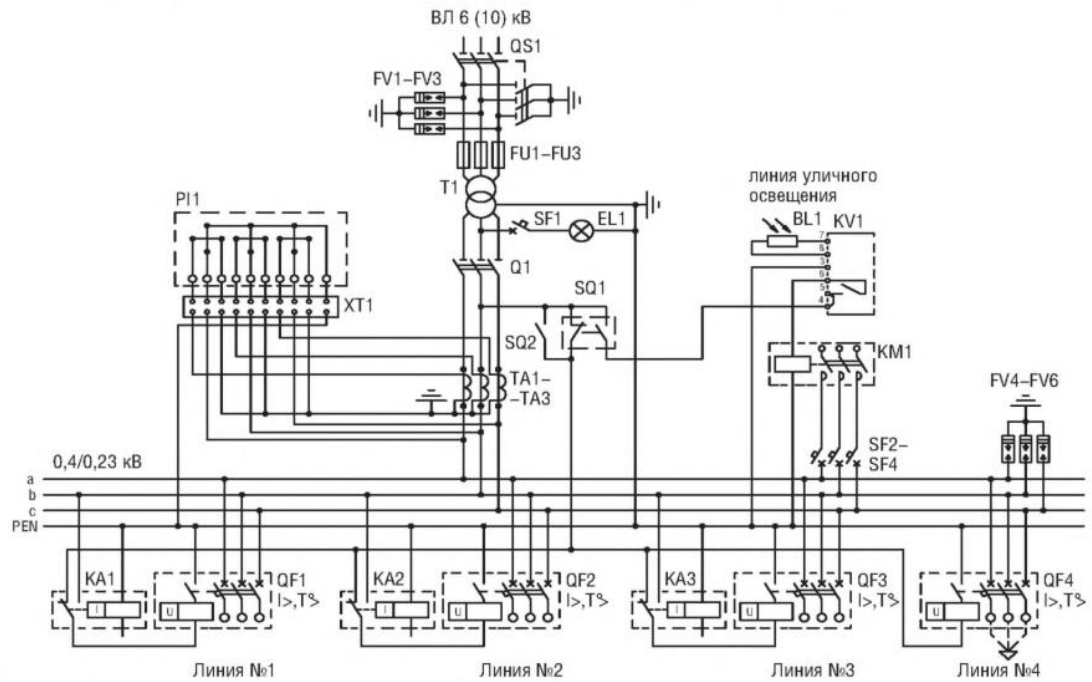


Рисунок 16.4 – Схема електрична принципова КТП-02
потужністю 63–250 кВА

Схема електрична принципова щоголової трансформаторної підстанції ЩТП-2000 потужністю 25, 40 кВА подана на рис. 16.5.

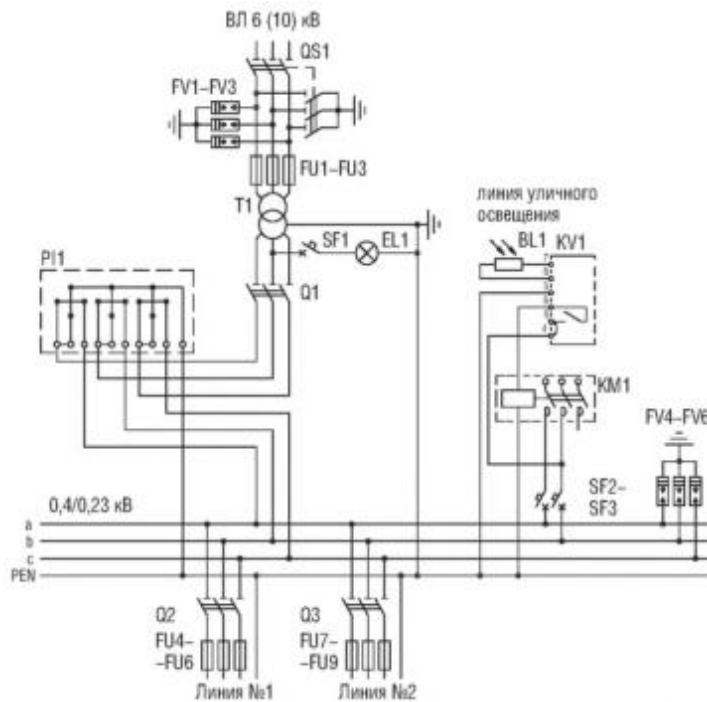


Рисунок 16.5 – Схема електрична принципова щоголової трансформаторної
підстанції ЩТП-2000 потужністю 25, 40 кВА

Габаритні, установчі розміри щоглової трансформаторної підстанції ЩТП потужністю 25–100 кВА подані на рис. 16.6.

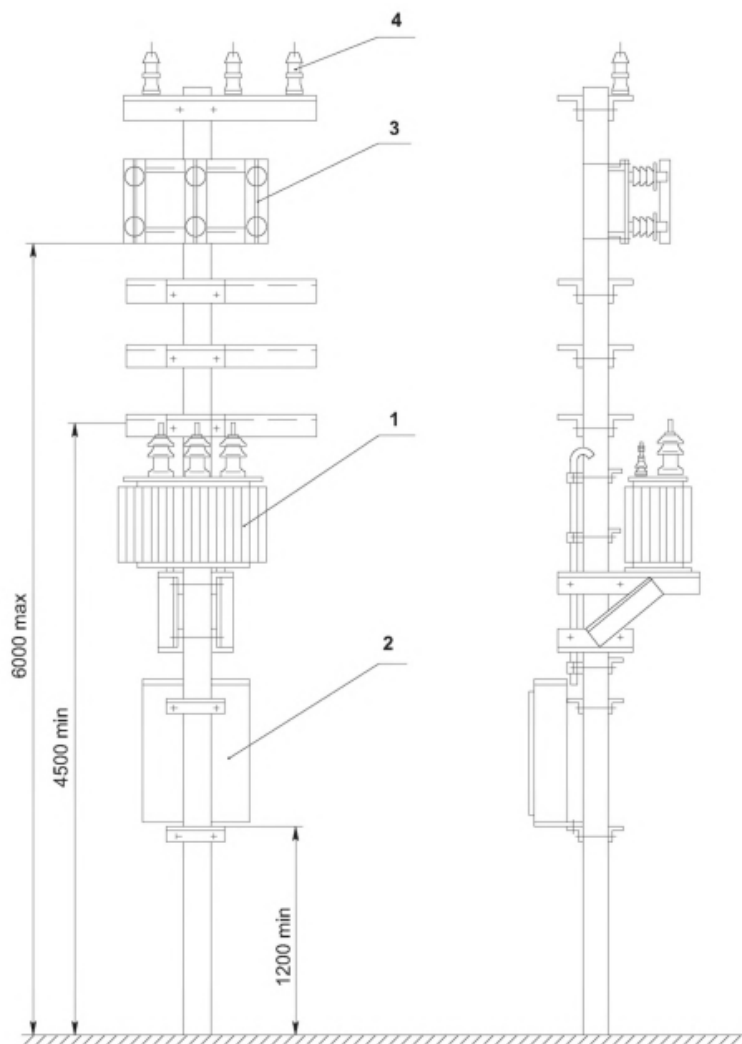


Рисунок 16.6 – Габаритні, установчі розміри щоглової трансформаторної підстанції ЩТП потужністю 25–100 кВА:

1 – трансформатор; 2 – пристрій РП НН;

3 – високовольний запобіжник; 4 – обмежувачі перенапруги

Схема електрична принципова щоглової трансформаторної підстанції ЩТП-2000 потужністю 63, 100 кВА подана на рис. 16.7.

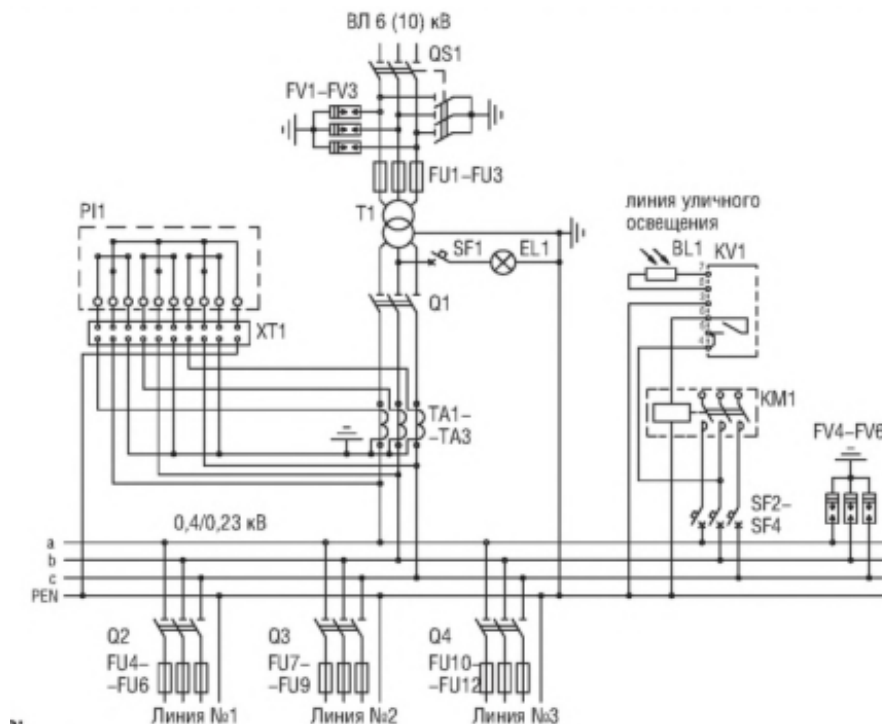


Рисунок 16.7 – Схема електрична принципова щоголової трансформаторної підстанції ЩТП-2000 потужністю 63, 100 кВА

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Зображення конструкції КТП 10/0,4 кВ та її опис.
- 3 Принцип дії електричної схеми КТП 10/0,4 кВ: елементи, їх призначення та принцип дії.
- 4 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Які функції виконує трансформаторна підстанція напругою 10/0,4 кВ?
- 2 З яких основних елементів складається комплектна трансформаторна підстанція?
- 3 Яке призначення запобіжників на стороні 10 кВ?
- 4 Як захищається силовий трансформатор від грозових перенапруг?
- 5 Як здійснюється захист силового трансформатора від перевантажень?
- 6 Як працює електричне блокування при відкритті дверей доступу до рубильника?
- 7 Пояснити призначення та роботу захисту від однофазних коротких замикань на землю.
- 8 Як здійснюється на підстанції контроль напруги на шинах 0,4 кВ?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 17

Вивчення конструкцій та електричних схем джерел автономного електропостачання сільськогосподарських об'єктів

Мета роботи

Вивчити класифікацію, конструкції та електричні схеми, переваги і недоліки джерел автономного електропостачання сільськогосподарських об'єктів.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Ознайомитися з видами і характеристиками резервних електростанцій.
- 2 Вивчити будову дизельної електростанції ЕСД-100/Т400 та принцип її дії.
- 3 Вивчити будову генератора ГСФ-100М, електричну схему системи збудження та стабілізації напруги, принцип її роботи.
- 4 Вивчити основні принципи встановлення, початку експлуатації та запуску мобільного електрогенератора з приводом від трактора.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Загальна характеристика автономного електропостачання у сільському господарстві. Автономні джерела електропостачання відіграють важливу роль у забезпеченні надійної роботи сільськогосподарських об'єктів в умовах віддаленості від централізованих електричних мереж, їх недостатньої пропускної здатності або низької надійності. Такі джерела застосовуються для електропостачання тваринницьких ферм, зерносховищ, насосних станцій, систем зрошення, ремонтних майстерень, а також тимчасових або сезонних виробничих майданчиків.

Основною вимогою до автономних джерел є здатність забезпечувати необхідну потужність із заданими показниками якості електроенергії, достатню

надійність у складних умовах експлуатації та прийнятний рівень економічних витрат.

Класифікація джерел автономного електропостачання. Джерела автономного електропостачання сільськогосподарських об'єктів доцільно класифікувати за принципом перетворення енергії та умовами застосування.

За типом первинного енергоресурсу розрізняють двигунні електрогенератори (дизельні, бензинові, газові), відновлювані джерела (сонячні фотоелектричні установки, вітроелектричні установки, біогазові установки) та комбіновані системи.

За режимом використання автономні джерела поділяють на резервні, основні та допоміжні.

За мобільністю виділяють стаціонарні установки та мобільні джерела, зокрема генератори з приводом від сільськогосподарських машин.

Найбільш поширеними в аграрному секторі залишаються дизельні електростанції та мобільні генератори з приводом від трактора, що зумовлено їхньою універсальністю та високою питомою потужністю.

Порівняння основних типів автономних джерел наведене у табл. 17.1.

Характеристики резервних електростанцій. У районах централізованого електропостачання дизельні електростанції потрібні тільки у тому випадку, коли споживачі за характером технологічного процесу не допускають тривалих перерв в електропостачанні, тобто вони необхідні тільки як резервні джерела живлення.

Промисловістю випускаються як пересувні, так і стаціонарні електростанції потужністю 0,5–500 кВт. Первинними двигунами цих агрегатів слугують бензинові (карбюраторні) при потужності до 16 кВт і дизельні при потужності від 5 до 500 кВт. Дизельні двигуни більш економічні та довговічні.

Стаціонарні ДЕС (дизельні електростанції) мають таку ж потужність, як і пересувні. Прийнято розрізняти три категорії ДЕС: малої потужності – до 50 кВт; середні – до 200 кВт і більш потужні – понад 200 кВт.

Таблиця 17.1 – Порівняльна характеристика основних типів автономних джерел

Тип джерела	Переваги	Недоліки	Особливості застосування
Дизельна електростанція	Висока надійність, значна потужність, стабільні параметри напруги	Витрати пального, шум, викиди	Постійне або резервне живлення ферм, насосних станцій
Генератор з приводом від трактора	Мобільність, відсутність окремого ДВЗ, універсальність	Залежність від трактора, нестабільність частоти	Тимчасові роботи, польові умови
Сонячні електростанції	Відновлюваність, мінімальні експлуатаційні витрати	Залежність від погоди, висока вартість	Допоміжне або сезонне живлення
Вітроелектростанції	Екологічність, автономність	Нестабільність генерації	Об'єкти з постійними вітровими умовами

Конструкцією агрегатів і оснащенням ДЕС передбачається три ступені автоматизації.

Агрегати ДЕС першого ступеня автоматизації повинні забезпечувати, після їх пуску та підключення навантаження, нормальний режим роботи без чергового персоналу не менше 4 год.

В аварійній ситуації та при порушенні режиму роботи передбачається аварійна сигналізація й автоматичний захист, а в нормальному режимі – автоматична підзарядка акумуляторних батарей і наповнення паливних баків.

Другий ступінь автоматизації ДЕС передбачає додаткові пристрої для дистанційного та автоматичного керування агрегатами пуску, синхронізації при паралельній роботі, прийняття навантаження, контролю за роботою та зупинкою агрегату, а також пристрої для підтримки непрацюючого первинного двигуна в прогрітому стані. Нормальний режим роботи без чергового й обслуговуючого

персоналу при потужності до 100 кВт повинен складати не менше 16 год., а при потужності понад 100 кВт – не менше 24 год.

Третій ступінь автоматизації агрегатів передбачає наявність додаткових пристроїв та устаткування, що забезпечують поповнення паливних і мастильних баків, повітряних балонів та підтримання тиску в них. Безперебійна робота без чергового і обслуговуючого персоналу забезпечується протягом не менш ніж 150 год. при потужності до 100 кВт і не менше 240 год. при більшій потужності.

Дизельна електростанція ЕСД-100/Т400. Дизельні електростанції є найбільш універсальним і надійним джерелом автономного електропостачання в аграрному секторі. Електростанція ЕСД-100/Т400 призначена для живлення трифазних споживачів напругою 400 В та може використовуватися як основне або резервне джерело електроенергії.

Принцип дії дизельної електростанції полягає у перетворенні хімічної енергії дизельного пального в механічну енергію обертання колінчастого вала двигуна, яка далі перетворюється синхронним генератором у електричну енергію. Система автоматичного регулювання підтримує стабільні параметри напруги та частоти незалежно від зміни навантаження.

Основними елементами ЕСД-100/Т400 є дизельний двигун внутрішнього згоряння, синхронний генератор, система охолодження, паливна система, щит керування та захисту, а також шумозахисний або контейнерний кожух.

До складу дизельгенераторної установки входять такі основні частини:

- дизель ЯМЗ-238 з системою змащування, охолодження, пуску, живлення паливом, щитом приладів контролю та керування;
- синхронний генератор ГСФ-100М1, з'єднаний з дизелем за допомогою зубчастої муфти;
- рама;
- механізм дистанційного керування системою живлення дизеля паливом з блоком кінцевих вимикачів.

Основні технічні дані дизельної електростанції ЕСД-100/Т400 наведені у табл. 17.1, а зовнішній вигляд – на рис. 17.2.

Таблиця 17.2 – Основні технічні дані дизельної електростанції ЕСД-100/Т400

Характеристики	Величина
Потужність	100 кВт
Струм	змінний, трифазний
Лінійна напруга	400 В
Частота	50 Гц
Сила струму	180 А
Коефіцієнт потужності	0,8
Тривалість безперервної роботи без дозаправлення паливом	12 год
Тривалість безперервної роботи при 10%-му перевантаженні по потужності, не більше	1 год
Витрати палива при номінальній потужності	29 кг/год
Маса укомплектованої та заправленої станції	2750 кг



Рисунок 17.1 – Зовнішній вигляд дизельної електростанції ЕСД-100/Т400

Двигун:

Тип – ЯМЗ-238. Потужність – 180 к.с. (бл. 132,4 кВт).

Число циліндрів – 8.

Частота обертів – 1500 хв^{-1} .

Система пуску – електростартерна.

Генератор (рис. 17.2–17.4):

Тип – ГСФ-100 М2.

Потужність – 100 кВт.

Напруга – 400 В.

Номінальний струм – 180 А.

Частота обертів – 1500 хв^{-1} .

Статична система збудження генератора призначена для живлення обмотки ротора постійним струмом та підтримання наруги генератора незмінною із заданою точністю.

Статична система збудження складається з блока живлення та апаратури керування. Блок живлення складається з таких елементів:

- силового трансформатора;
- випрямляча;
- управляючого дроселя;
- випрямляча живлення коректора;
- вольтодабавочного пристрою;
- конденсатора для захисту від радіоперешкод.

Всі елементи блоку живлення змонтовані на сталій основі, яка кріпиться на станині генератора.

Силовий трансформатор ТС необхідний для перетворення наруги та струму генератора, а наругу, необхідну для живлення обмотки збудження генератора через випрямляч ВС. ТС складається з таких вузлів: осердя, первинної обмотки W_1 , обмотки живлення коректора W_n , вторинної обмотки W_2 , серієсної обмотки W_c , магнітного шунта.

Первинна обмотка трансформатора відділена від інших обмоток магнітним шунтом. Три котушки первинної обмотки з'єднані в зірку та підключені до затискачів генератора. Первинна обмотка призначена для створення складової

струму збудження генератора, що забезпечує номінальну напругу на його затискачах на холостому ходу.

Обмотка живлення коректора W_{Π} намотана на котушках первинної обмотки та ізолювана разом ними. Обмотка живлення коректора через випрямляч живлення коректора ВПК живить коректор напруги.

Вторинна обмотка трансформатора W_2 призначена для живлення через випрямляч обмотки збудження генератора. Кожна фаза вторинної обмотки складається з двох окремих котушок, з'єднаних між собою послідовно.

Фази вторинної обмотки з'єднані у зірку та підключені до затисків випрямляча.

Серієсна обмотка трансформатора W_C складається з трьох котушок, включених послідовно в кожен фазу обмотки генератора. Серієсна обмотка призначена для збільшення струму збудження при збільшенні навантаження генератора.

Керуючий дросель призначений для регулювання струму збудження, а значить, і його напруги та складається з:

- осердя дроселя;
- трифазної обмотки;
- обмотки керування.

Трифазна обмотка дроселя з'єднана у зірку та підключається до затисків випрямляча і призначена для відбору струму від випрямляча при регулюванні струму збудження генератора.

Обмотка керування дроселя охоплює всі три осердя та призначена для одночасного їх підмагнічування.

У генераторі ГСФ-100М використаний принцип самозбудження. Це значить, що частина електричної енергії змінного струму, що виробляється генератором, перетворюється в електричну енергію постійного струму, необхідну для збудження генератора. Перетворення енергії здійснюється за допомогою силового трансформатора та випрямляча.

Постійний струм, протікаючи по обмотці збудження генератора, створює основний магнітний потік генератора, що індукуює в обмотці статора електрорушійну силу.

При протіканні струму навантаження по статорній обмотці генератора останній створює свій магнітний потік – потік реакції якоря, який вступає у взаємодію з основним магнітним потоком генератора.

Розглянемо спочатку сумісну роботу первинної та вторинної обмоток трансформатора ТС, не враховуючи наявності серієсної обмотки. Такий режим відповідає холостому ходу генератора. У цьому режимі ТС діє як трансформатор напруги, первинна обмотка якого підключена безпосередньо на затискачі генератора, вторинна обмотка через випрямляч замкнута на обмотку збудження генератора. Від звичайного трансформатора напруги трансформатор ТС відрізняється тим, що у нього первинна та вторинна обмотки розділені магнітним шунтом. Внаслідок цього у трансформатора ТС послаблений магнітний зв'язок між первинною та вторинною обмотками, інакше кажучи він являється підвищеним індуктивним опором. У даному режимі струм вторинної обмотки, а значить і відповідний йому випрямлений струм збудження відзначаються напругою генератора та індуктивним опором первинного та вторинного кола. Ці величини підбираються так, щоб при холостому ході генератора виникав струм збудження, який забезпечував би номінальну напругу на його затискачах.

Тепер розглянемо сумісну роботу серієсної та вторинної обмоток, без врахування наявності первинної обмотки. Такий режим відповідає режиму короткого замикання генератора. В цьому режимі трансформатор ТС діє як трансформатор струму, серієсна обмотка якого включена в коло навантаження, а вторинна обмотка через випрямляч замкнута на обмотку збудження генератора.

Від звичайного трансформатора струму трансформатор ТС відрізняється тим, що він замкнений не на чисто індуктивне, а на змішане навантаження, що має значну індуктивну складову. Очевидно, що в цьому режимі струм вторинної обмотки, а значить і відповідний йому випрямлений струм збудження відзначається струмом серієсної обмотки, тобто струмом навантаження генератора.

Отже, система фазового компонування, яка здійснюється завдяки трансформатору ТС, виконаного з магнітним шунтом та працюючого одночасно як трансформатор напруги, так і трансформатор струму, автоматично забезпечує зміну струму збудження генератора при зміні величини та характеру його навантаження.

Для більш точної стабілізації напруги в систему введений дросель ДУ. Дросель ДУ своєю трифазною обмоткою підключений паралельно до випрямляча ВС на стороні змінного струму, як показано на схемі рис. 17.3. В обмотку керування дроселя подається постійний струм чи від коректора напруги – при автоматичному регулюванні, чи від затискачів постійного струму випрямляча ВС через опір СУ – при ручному керуванні.

Мобільні електрогенератори з приводом від трактора (МЕГТ) призначені для виробництва електричної енергії безпосередньо в польових умовах або на тимчасових об'єктах. Генератор ГСФ-100 є типовим представником цього класу установок і широко застосовується в сільському господарстві. МЕГТ фірми Leroy Somer є альтернативним джерелом електроенергії і агрегатується з сільськогосподарськими тракторами ЮМЗ, МТЗ, Т-150 без додаткового переобладнання. Конструкція МЕГТ спеціально спроектована для використання в сільському господарстві та відповідає європейському стандарту якості ISO 9001.

Принцип дії генератора ґрунтується на перетворенні механічної енергії вала відбору потужності трактора в електричну енергію змінного струму. Обертання від ВВП передається на ротор синхронного генератора, у статорних обмотках якого індукуються трифазна напруга промислової частоти.

До складу генератора ГСФ-100 входять синхронний генератор, система збудження, редуктор або карданна передача, пристрої регулювання напруги, апаратура захисту та розподілу електроенергії.

Технічні характеристики:

- виконання мобільне;
- напруга, В 400;
- частота струму, Гц 50;
- потужність, кВА 30; 37; 70;

– клас ізоляції	H;
– короткочасна перевантажувальна здатність генератора (при пусках електродвигунів)	$1,8I_H$
– допустиме перевантаження протягом однієї години, %, не більше	5;
– відхилення напруги при номінальній частоті обертання, %	5;
– частота обертання ротора, об/хв	3000/1500;
– коефіцієнт передачі мультиплікатора	0,18/0,36;
– кліматичне виконання	IP21;
– коефіцієнт потужності	0,80–1;
– режим роботи	S1.

Принцип дії. Генератор – безколекторна машина із самозбудженням з шунтовою конструкцією системи збудження та автоматичним регулюванням напруги за допомогою транзисторного стабілізатора. При обертанні ротора магнетизм створює струм в якорі збуджувача. Цей струм випрямляється діодним містком, який обертається і живить головне поле. Індукована напруга використовується для підвищення збудження за допомогою стабілізатора в полі збуджувача, щоб забезпечити швидке та плавне підвищення вихідної напруги в головній обмотці статора.

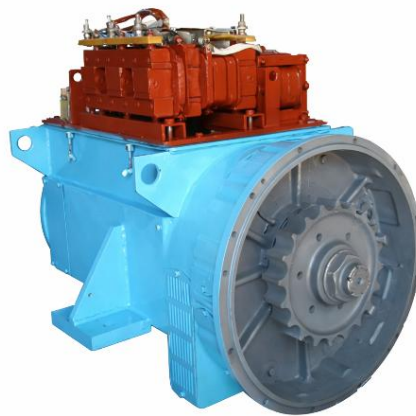


Рисунок 17.2 – Генератор ГСФ-100М

Встановлення та початок експлуатації. Перевірка електричної частини генератора. Перед експлуатацією рекомендується перевірити ізоляцію між фазами та землею і між фазами. Перевірка виконується за допомогою мегомметра на 500 В для постійної напруги. Ізоляція повинна бути не менше 10 МОм.

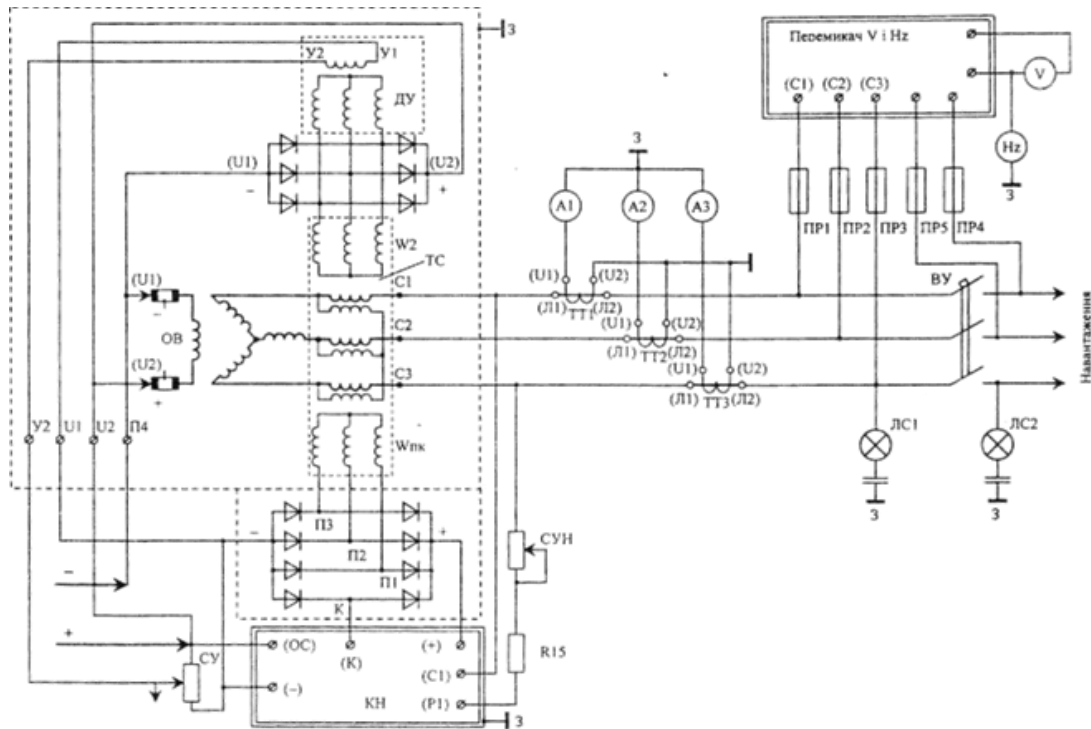
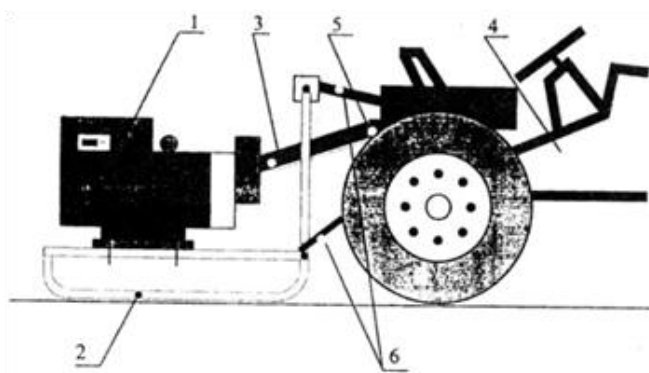


Рисунок 17.3 – Принципова електрична схема системи збудження та стабілізації напруги генератора ГСФ-100М



а



б

Рисунок 17.4 – Ескіз (а) і зовнішній вигляд (б) використання мобільного електрогенератора з приводом від трактора:

1 – генератор; 2 – начіпна мобільна платформа; 3 – карданна передача;
4 – трактор; 5 – вал відбору потужності; 6 – стандартний триточковий навісний пристрій

Положення та пуск. Перед встановленням необхідно:

- перевірити, щоб болтові з'єднання на опорах та фланцях були затягнуті;
- перевірити, щоб усі захисні кожухи та решітки були правильно встановлені;
- начепити МЕГТ на стандартний триточковий навісний пристрій трактора і з'єднати вал відбору потужності трактора з валом генератора.

Передбачене транспортне та робоче положення МЕГТ:

- транспортне положення забезпечує транспортування електрогенератора до місця підключення. Швидкість руху трактора при транспортуванні МЕГТ не більше 10 км/год;
- у робочому положенні електрогенератор встановлюється на рівний майданчик (рис. 17.4).

Для запуску МЕГТ, вал генератора приводиться в обертовий рух і встановлюється така частота обертання валу, щоб вольтметр показував напругу 400 В (частота обертання контролюється за напругою на вольтметрі). Впевнитись, що холодне повітря вільно циркулює через електричну машину.

Під час вивчення питань, пов'язаних з дизельними електростанціями може бути використана додаткова література.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Будова дизельної електростанції ЕСД-100/Т400 та принцип її дії.
- 3 Конструкція, принцип дії мобільного електрогенератора з приводом від трактора.
- 4 Схема системи збудження та стабілізації напруги генератора ГСФ-100 та її опис.
- 5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Основні характеристики дизельних резервних електростанцій, що використовуються для електропостачання сільськогосподарських об'єктів.

- 2 Які ступені автоматизації дизельних електростанцій існують, що ними передбачається?
- 3 Назвіть основні конструктивні вузли дизельної електростанції та їх призначення.
- 4 Статична система збудження генератора ГСФ-100М та її елементи.
- 5 Пояснити принцип дії статичної системи збудження генератора електростанції за схемою, приведеної на рис. 17.3.
- 6 За допомогою яких елементів схеми і як здійснюється стабілізація напруги на затискачах генератора при коливаннях навантаження?
- 7 Як здійснюється точна синхронізація роботи генератора з мережею?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 18

Апаратура для синхронізації генераторів

Мета роботи

Вивчити способи синхронізації та апаратуру для синхронізації генераторів.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Вивчити конструкцію і комплектацію систем синхронізації генераторів.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Ознайомитися з конструкцією та комплектацією даної системи синхронізації генератора.
- 2 Накреслити та зібрати схему ручної самосинхронізації генератора.
- 3 Виконати ручну самосинхронізацію генератора та завантажити його.

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

У електроенергетичній системі змінного струму (АС) *синхронізація* – це процес узгодження частоти, фази та напруги генератора або іншого джерела з електричною мережею для передачі енергії. Якщо два непов'язані сегменти мережі повинні бути з'єднані один з одним, вони не можуть безпечно обмінюватися потужністю змінного струму, доки вони не синхронізовані.

Генератор постійного струму (DC) можна підключити до електромережі, просто регулюючи його напругу на клеммах розімкнутого ланцюга відповідно до напруги мережі, регулюючи його швидкість або поле збудження. Точні обороти двигуна не критичні. Однак генератор змінного струму повинен додатково узгоджуватись у часі (за частотою та фазою) з напругою мережі, що вимагає систематичного контролю як швидкості, так і збудження для синхронізації. Ця додаткова складність була одним із аргументів проти роботи змінного струму під

час війни струмів у 1880-х роках. У сучасних мережах синхронізація генераторів здійснюється автоматичними системами.

Існує *п'ять умов*, які мають бути виконані перед тим, як розпочнеться процес синхронізації. Джерело (генератор або підмережа) повинне мати:

- 1) однакові середньоквадратичну напругу;
- 2) частоту;
- 3) послідовність фаз;
- 4) кут фази;
- 5) форму сигналу з системою, з якою воно синхронізується.

Форма хвилі та послідовність фаз фіксуються конструкцією генератора та його з'єднаннями з системою. Під час встановлення генератора ретельно перевіряються клеми генератора та вся проводка керування, щоб порядок фаз (послідовність фаз) відповідав системі. Підключення генератора з неправильною послідовністю фаз призведе до великих, можливо небезпечних, струмів, оскільки напруга в системі протилежна напрузі на клеммах генератора.

Напруга, частота та кут фази повинні контролюватися кожного разу, коли генератор підключається до мережі.

Генератори для підключення до електромережі мають властивий контроль падіння швидкості, що дозволяє їм розподіляти навантаження пропорційно їх номіналу. Деякі генераторні установки, особливо в ізольованих системах, працюють із ізохронним регулюванням частоти, підтримуючи постійну частоту системи незалежно від навантаження.

Послідовність подій подібна для ручної або автоматичної синхронізації. Генератор доводять до приблизної синхронної швидкості збільшенням подачі енергії на його вал – наприклад, відкриванням клапанів на паровій турбіні, відкриванням заслінки на гідравлічній турбіні або збільшенням налаштування подачі палива на дизельному двигуні. Вмикається поле збудження, і напруга на затискачах генератора відслідковується та порівнюється з системою. Величина напруги повинна збігатися з напругою системи.

Якщо одна машина трохи зсунута за фазою, вона увійде у такт з іншими, але, якщо різниця фаз велика, будуть сильні перехресні струми, які можуть спричинити коливання напруги та, як максимум, пошкодити машини.

Синхронізаційні лампи (див. рис. 18.1). Раніше три лампочки розжарювання підключалися між клеммами генератора та системними клеммами (або, загалом, до клем вимірювальних трансформаторів, підключених до генератора та системи). Якщо швидкість генератора змінюється, індикатори мерехтять із частотою биття, що пропорційна різниці між частотою генератора та частотою системи. Якщо напруга на генераторі протилежна напрузі системи (випереджає або відстає за фазою), лампи горітимуть яскраво. Якщо напруга на генераторі збігається з напругою системи, індикатори будуть темні (не світлитимуться). У цей момент автоматичний вимикач, що з'єднує генератор із системою, може бути замкнутий, і тоді генератор залишатиметься синхронізованим із системою. Для більш точного визначення моменту вмикання часто використовують нульовий вольтметр, що має розтягнуту шкалу у межах нуля.

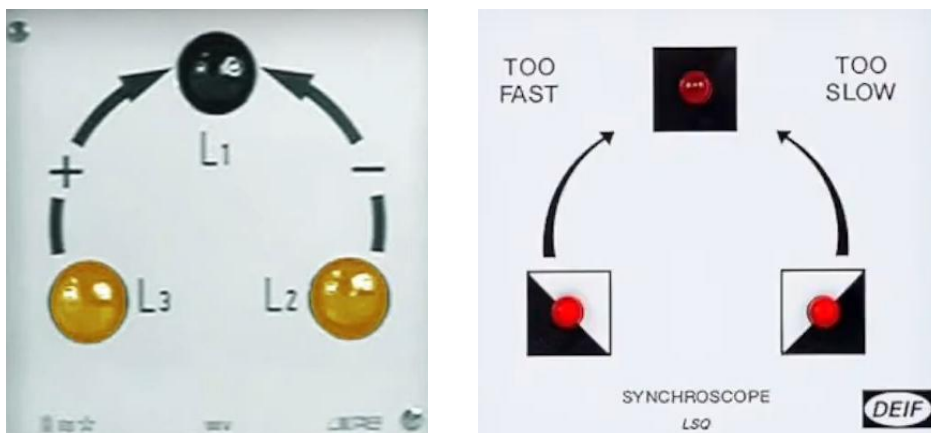


Рисунок 18.1 – Синхронізаційні лампи

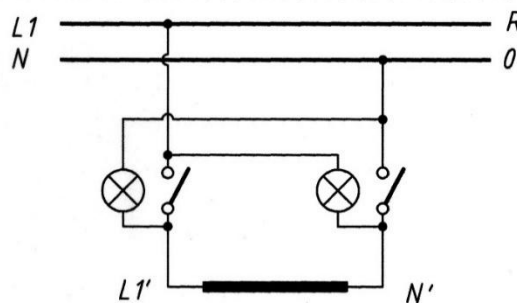


Рисунок 18.2 – Схема увімкнення ламп при синхронізації однофазної машини.

У момент синхронізації обидві світяться

Альтернативна методика використовувала схему, подібну до наведеної вище, за винятком того, що з'єднання двох ламп були поміняні місцями або на клеммах генератора, або на клеммах системи. У цій схемі, коли генератор працює синхронно з системою, одна лампа буде темною, але дві з поміняними з'єднаннями матимуть однакову яскравість. Перевага була віддана синхронізації за «темними» лампами перед синхронізацією за «яскравими», тому що було легше розрізнити мінімальну яскравість. Однак перегорання лампи може дати помилковий результат для успішної синхронізації.

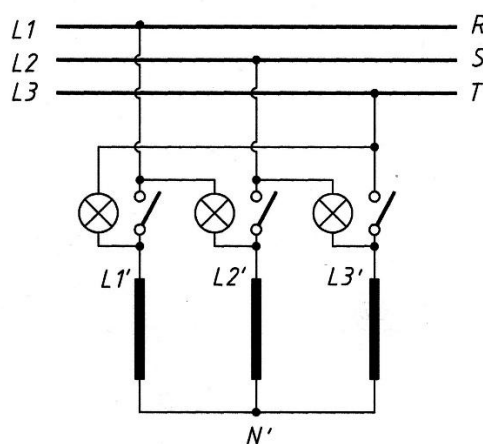


Рисунок 18.3 – Схема увімкнення ламп при синхронізації трифазної синхронної машини. У момент синхронізації усі лампи будуть темні (не світитимуться)

Синхроскоп (див. рис. 18.4–18.6). Інший ручний метод синхронізації ґрунтується на спостереженні приладу під назвою «синхроскоп», який відображає відносні частоти системи та генератора. Стрілка приладу обертається з частотою, яка дорівнює різниці частот між генератором та мережею. Показчик синхроскопа вкаже «завелику» або «недостатню» швидкість генератора по відношенню до системи. Щоб мінімізувати перехідний струм, коли вимикач генератора замкнутий, звичайною практикою є ініціювання замикання, коли стрілка повільно наближається до точки синфазності. Помилка на кілька електричних градусів між системою та генератором призведе до миттєвого кидка та різкої зміни швидкості генератора.



Рисунок 18.4 – Аналоговий набір для синхронізації електрогенератора

Реле синхронізації (рис.18.4–185.6) дозволяють синхронізувати машину з системою без нагляду. Сьогодні це цифрові мікропроцесорні прилади, але раніше застосовувалися електромеханічні релейні системи. Реле синхронізації корисне для усунення часу реакції людини у процесі або коли людина недоступна, наприклад, на дистанційно керованій електростанції.

Іноді як запобіжний захід проти неправильного підключення машини до системи встановлюється реле «перевірки синхронізації», яке запобігає замиканню вимикача генератора, якщо машина не знаходиться в межах кількох електричних градусів від синфазності з системою.

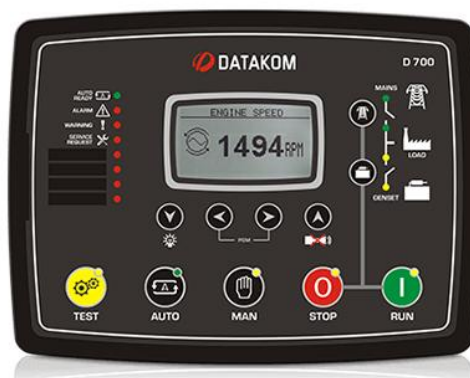


Рисунок 18.5 – Цифровий синхроноскоп

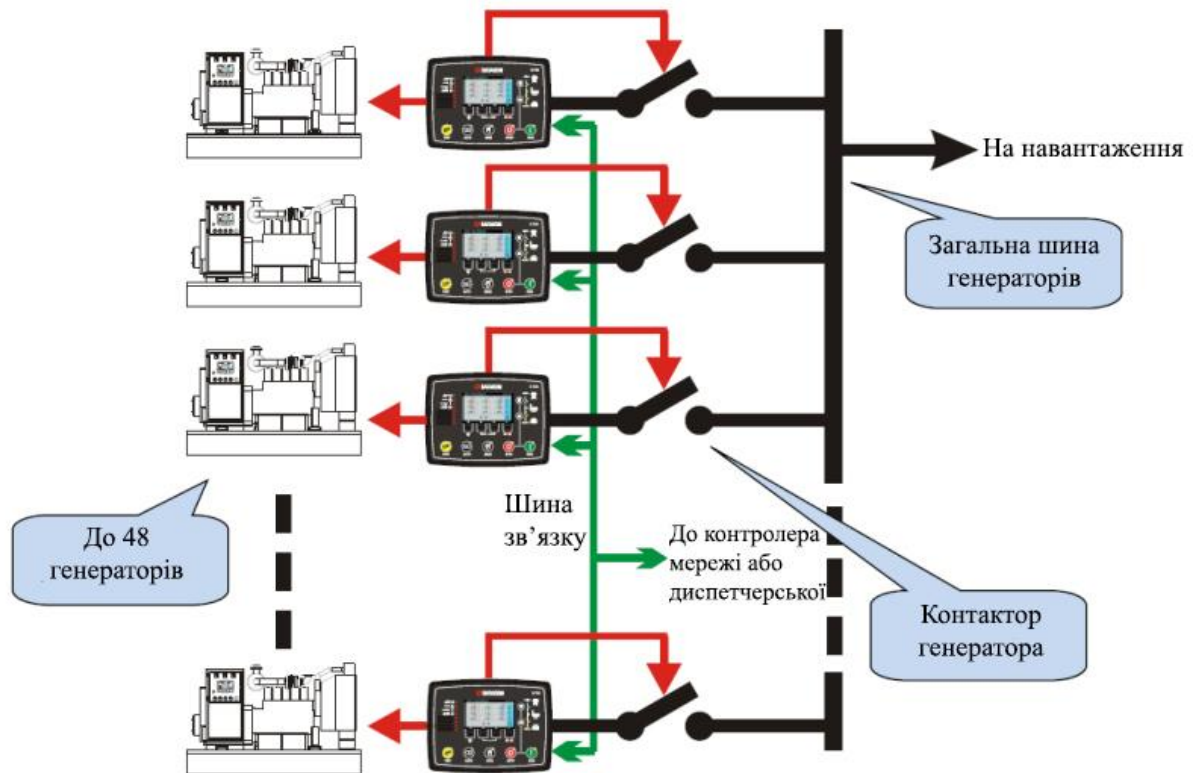


Рисунок 18.6 – Схема підключення цифрових синхроскопів

Паралельна робота генераторів. На сучасних електричних станціях, що мають два або більшу кількість генераторів, завжди передбачається їх паралельна робота. Паралельна робота, по-перше, дає можливість значно збільшити надійність електропостачання споживачів, по-друге, забезпечує більш економну експлуатацію електричної установки і, по-третє, підвищує якість електричної енергії. При роздільній роботі генераторів електричної станції, кожен з яких обслуговує свою групу споживачів, будь-яке пошкодження генератора, а також його випробування або ремонт створюють перерву в електропостачанні споживачів. Ця перерва може бути тривалою, оскільки не завжди можна перемкнути споживачів на інші працюючі генераторні станції, а якщо це зробити вдається, то вимагає значної витрати часу. Якщо не передбачена паралельна робота генераторів станції, то незалежно від графіка навантаження споживачів завжди повинні працювати всі генератори. У години мінімальних навантажень це значно знижує ККД електричної станції і робить її експлуатацію неекономічною. Належна якість електричної енергії, що характеризується постійністю частоти і напруги у споживачів, може бути отримана при електропостачанні декількома

генераторами, що працюють паралельно. Роздільна робота генераторів на електричних станціях недоцільна і там, де вона зустрічається в сільськогосподарській енергетиці треба її усувати, тобто відповідним чином переобладнувати схеми. Ввімкнення синхронних генераторів на паралельну роботу можливо, якщо:

1) генератор, що включається, і ті, що вже працюють мають однаковий порядок проходження фаз, при якому максимальні позитивні значення фазних ЕРС, що індукуються в генераторі, що підключається, повторюють таку саму послідовність (наприклад А, В, С або А, С, В) генератора, що вже працює;

2) генератор, що включається, і ті, що працюють мають однакові за величиною і фазою напруги на затискачах;

3) частота генератора, що включається, і що працюють однакова. При дотриманні таких умов генератор, що включається, може бути сполучений за допомогою відповідного апарату (рубильника, вимикача) з вже працюючими генераторами.

Схеми точної синхронізації. Неправильне включення генератора на паралельну роботу з іншими агрегатами як правило супроводжується великими зрівняльними струмами, які можуть викликати серйозні пошкодження обмотки генератора. Крім того, неправильне включення може розладнати паралельну роботу раніше включених генераторів. Перед включенням генератора на паралельну роботу з іншими агрегатами його синхронізують з ними. Процес синхронізації полягає в тому, що при заздалегідь виконаними фазуваннями (однаковому порядку проходження фаз) змінюють число оборотів генератора і його струм збудження, добиваючись співпадіння частот (за рахунок зміни числа оборотів) і напруги на затисках (за рахунок зміни струму збудження) у генератора, що включається, і що раніше працювали. Такий спосіб включення генератора називають **точною синхронізацією**. Виконання умов точної синхронізації перевіряють відповідними приладами електричних вимірювань. Однаковість напруги, що підключається, (синхронізованої) генератора і генераторів, що працюють контролюють за допомогою двох вольтметрів, один з яких приєднують до працюючих генераторів, а інший – до того, що

підключається. Якщо генератори мають напругу до 0,4 кВ, вольтметри можуть бути приєднані безпосередньо, а за умови більшої напруги їх приєднують через відповідні вимірювальні трансформатори напруги. Часто для синхронізації замість двох вольтметрів використовують один, що має спеціальну конструкцію, із загальною шкалою і двома вимірювальними системами, одна з яких з'єднується з працюючими генераторами, а інша – з тим, що синхронізується. Рівність частот працюючих генераторів і того, що підключається контролюють двома частотомірами, приєднаними паралельно вольтметрам. Зручнішим пристроєм для цього є частотомір спеціальної конструкції із спільною шкалою з двома вимірювальними системами. Зрушення фаз між напругою працюючих генераторів і того, що підключається контролюють за допомогою синхроскопа і нульового вольтметра. Існує ряд схем синхроскопів, з яких простими є лампові. Лампи у такому синхроскопі ввімкнені між однойменними фазами генератора, що підключається, працюючого. Паралельно однією з ламп включений нульовий вольтметр. Якщо лампи включені безпосередньо в контрольований ланцюг, то це можливо при напрузі генераторів до 0,4 кВ. При великій напрузі лампи включають через трансформатори напруги. Передбачається при цьому, обидва синхронізовані генератори мають наглухо заземлені нейтралі. У момент повного збігу фаз напруги у синхронізованих генераторів всі три лампи гаснуть, а нульовий вольтметр показує різницю потенціалів, що дорівнює нулю. У цей момент і потрібно підключати генератор в паралель до працюючих за допомогою рубильника. Якщо між напругою обох генераторів наявне зрушення фаз, лампи спалахують, а нульовий вольтметр покаже величину напруги, відмінну від нуля. Очевидно, напруга ламп буде тим більша, чим більшим буде зрушення фаз. При не співпадінні частот генераторів лампи будуть періодично спалахувати так гаснути. Частота таких спалахів буде тим частішою, чим більшим буде не співпадіння частот. Нульовий вольтметр при цьому показує напругу, що весь час змінюється в межах від нуля до подвійної фазної напруги. У зв'язку з цим і вольтметр і лампи повинні бути розраховані на подвійну величину фазної напруги. Якщо таких ламп немає, то наявні лампи включають послідовно або з додатковими опорами. На практиці оператор,

уловивши момент, коли лампи згасають на порівняно тривалий проміжок часу, а стрілка нульового вольтметра поволі підходить до нульового значення, вмикає рубильник. Цей спосіб точної синхронізації недосконалий, оскільки лампи спалахують лише при напрузі на них не менше 25–30 % від номінальної. Якщо немає нульового вольтметра і на паралельну роботу включають за допомогою виключно ламп, то при їх згасанні зрушення фаз між напругою синхронізованих генераторів може досягати 20–25°. Це приводить до виникнення у момент включення рубильника значних зрівняльних струмів. Тому синхронізація тільки за допомогою лампового синхроноскопа припустима лише для малопотужних генераторів на напругу 0,4 кВ. Наявність в схемі нульового вольтметра дозволяє виконати точнішу синхронізацію. Отже, схема може бути використана для потужних генераторів. При синхронізації регулюють швидкість обертання генератора, що підключається, добиваючись того, щоб стрілка нульового вольтметра переміщалася за шкалою поволі, і вмикають на паралельну роботу в мить, коли ця стрілка наближається до нуля. Якщо ввімкнення виконується дистанційно (управління з щита), ланцюг ввімкнення замикають, перш ніж стрілка покаже нуль, тобто з деяким випередженням на деякий час, необхідним для роботи апарату, що відключає. Нульовий вольтметр і ламповий синхроноскоп не дають можливості операторові зробити висновки щодо необхідності того, що треба зробити: прискорити або уповільнити обертання генератора, що підключається. Тому для полегшення операції точної синхронізації в даний час широко застосовуються лампові синхроноскопи. У схемі лампового синхроноскопа одна лампа включена між однойменними фазами і підключає його, і працюючі генератори, а дві інші (друга і третя лампи) – навхрест між рештою двох фаз. Таким чином, у момент включення лампа перша повинна згаснути, а лампи друга і третя – горіти повним випромінюванням світла. Всі три лампи і синхроноскопи розміщено по колу за матовим склом. Якщо частота генератора, що підключається, менше синхронної, світлова пляма, що виходить в результаті послідовних загорянь і згасань всіх трьох ламп, переміщається по колу приладу в один бік. Навпаки, при частоті генератора, що підключається, більшій синхронної, переміщення світлової плями відбувається у зворотний бік.

Чим більше не співпадіння частот, тим рух світлової плями швидший. Це дає можливість операторові легко встановити необхідність прискорення або уповільнення обертання ротора генератора. В мить, коли частоти співпадають і немає різниці фаз між напругою синхронізованих генераторів, світлова пляма на шкалі синхроскопа зупиняється, оскільки перша лампа гасне, а друга і третя горять повним світлом. Необхідно зазначити, що лампові синхроскопи недостатньо точні, оскільки лампа 1 в них ввімкнена на згасанні і гасне при різниці потенціалів на ній в 25–30 % від номінальної. Виходить, зрушення фаз напруги синхронізованих генераторів складає 20–25". При значимій потужності генераторів синхроскоп використовують разом з нульовим вольтметром, і на паралельну роботу генераторів вмикають не за показами синхроскопа, а за нулем вольтметра. Електромагнітні синхроскопи забезпечують значно точнішу синхронізацію. Вони також дають можливість операторові судити про необхідність прискорення або уповільнення генератора, що синхронізується, і завдяки більшій точності можуть застосовуватися без нульового вольтметра. На електричних станціях, де два або більше генератори, для точної синхронізації як правило передбачають спеціальні шинки, так звані шинки синхронізації. Вторинні обмотки трансформаторів напруги приєднують до цих шинок штепселями, причому ланцюги живлення проходять через блок-контакти на роз'єднувачі відповідних генераторів. Це робиться для того, щоб процес синхронізації був можливий тільки при включенні роз'єднувача генератора, що синхронізувався, тобто при підготовленому ланцюзі первинної комутації. Якщо в схемі використовується електромагнітний синхроскоп – шинок синхронізації чотири. Одна з них є загальною для синхронізованих генераторів, а дві отримують живлення від трансформатора напруги генератора, що підключається, і одна – від трансформатора напруги працюючих генераторів. Для лампових синхроскопів загальна кількість шинок синхронізації шість – по три від обох синхронізованих генераторів. Якщо синхронізація виконується без синхроскопів, то можна обмежитися трьома шинками. Трансформатори напруги для живлення шинок синхронізації встановлюють на кожному генераторі, що вмикається до апарату, що включають на паралельну роботу. Для

синхронізації перш за все готують первинний ланцюг генератора, що підключається, замикаючи його роз'єднувач (рубильник – при напрузі до 0,4 кВ), потім вмикають генератор. За допомогою штепселя подають на шинки синхронізації напруги від обох синхронізованих генераторів. Потім за показами частотомірів і вольтметрів підганяють частоту і напругу синхронізованих машини і включають рубильник нульового вольтметра, паралельно якому включена лампа для контролю справності вольтметра. За показами нульового вольтметра або електромагнітного синхроскопа (за його наявності у схемі) вибирають необхідний момент і включають генератор. Після закінчення процесу точної синхронізації вилки, що живлять шинки синхронізації, вимикають, щоб прилади синхронізації не знаходилися постійно під напругою. При великому числі (більше шести) генераторів на станції встановлюють два комплекти приладів для синхронізації, вмонтовуючи їх у спільну (для кожного комплекту) колонку. Точна синхронізація – одна з найскладніших операцій в експлуатації, її може виконувати тільки досвідчений оператор. Щоб запобігти неправильним діям персоналу під час синхронізації, цей процес повністю або частково автоматизують. За умови повної автоматизації підключення генератора на паралельну роботу відбувається автоматично. Проте схеми повністю автоматизованої точної синхронізації досить складні і ненадійні в експлуатації. При частковій автоматизації, тобто напівавтоматичній синхронізації, частоту і напругу генератора, що синхронізується, оператор підганяє вручну, схема автоматики в якій використовується спеціальне реле типу ІРЧ, лише вибирає момент, відповідний для ввімкнення генератора, і подає команду на апарат, що вмикає.

Метод самосинхронізації. У даний час широко поширений метод самосинхронізації генераторів при їх ввімкненні на паралельну роботу. Він полягає в тому, що генератор розганяють первинним двигуном до швидкості, яка приблизно співпадає із синхронною, з точністю $\pm 2,5\%$. Потім статор генератора вмикають в мережу, з якою генератор повинен працювати паралельно; причому у момент включення обмотка збудження генератора, що підключається, замкнута на гасильний опір. І нарешті, обмотку збудження перемикають з гасильного

опору на збуджувач, на затискачах якого напруга дорівнює величині напруги холостого ходу (іноді напрузі під час повного навантаження) генератора. Генератор у результаті останньої операції швидко і порівняно легко втягується електромагнітним полем до синхронізму. Цей метод ввімкнення на паралельну роботу дуже простий, не вимагає особливих експлуатаційних навиків і досвіду від персоналу і, крім того, легко піддається повній або частковій автоматизації. Причому схема автоматичної самосинхронізації проста і надійна в експлуатації. Проте при методі самосинхронізації ввімкнення генератора, що синхронізується, неминуче супроводжується поштовхом струму і реактивної потужності в генераторі, що підключається, і мережі. Розрахунки й експериментальні дослідження показали, що поштовхи ці безпечні для цілості генератора і роботи мережі навіть при ввімкненні методом самосинхронізації великих генераторів. Тому в даний час рекомендується впроваджувати метод самосинхронізації у всіх випадках, коли це можливо. Метод самосинхронізації не може бути використаний лише у випадках, коли генератор, що синхронізується, навантажений і це навантаження не може бути зняте без перерви в електропостачанні споживачів. Дійсно, при методі самосинхронізації генератор, що підключається, перед ввімкненням його в мережу позбавляється збудження і, отже, приєднане до нього навантаження повинне бути вимкнене. Необхідно зазначити, що такі випадки порівняно нечасто зустрічаються в сучасних експлуатаційних умовах і, отже, метод самосинхронізації може бути використаний майже завжди. При ручній самосинхронізації частоту генератора, що підключається, контролюють за допомогою частотоміра спеціальної конструкції, що працює при малій напрузі, що індукується в генераторі, який синхронізується, за рахунок залишкового намагнічування його магнітопроводу. При автоматизації процесу самосинхронізації частоту генератора, що підключається, контролюють спеціальними індукційним реле частоти. Окрім відмічених вже переваг методу самосинхронізації перед методом точної синхронізації, необхідно ще підкреслити, що метод самосинхронізації незамінний при підключенні генераторів на паралельну роботу під час аварійних

режимів в електричній системі, коли в ній сильно коливається частота і точна синхронізація стає практично неможливою.

Ввімкнення генераторів на паралельну роботу повинно здійснюватися одним із наступних способів: *точною синхронізацією* (ручною, напівавтоматичною та автоматичною) та *самосинхронізацією* (ручною, напівавтоматичною та автоматичною).

Спосіб точної автоматичної або напівавтоматичної синхронізації як основний спосіб ввімкнення на паралельну роботу за нормальних режимів повинен передбачатися для:

- турбогенераторів з непрямым охолодженням обмоток потужністю понад 3 *MВт*, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, та при значенні періодичної складової перехідного струму $3,5 I_{ном}$;
- турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток типів ТВВ, ТВФ, ТГВ та ТВМ;
- гідрогенераторів потужністю 50 *MВт* і більше.

При аварійних режимах електричної системи ввімкнення на паралельну роботу всіх генераторів незалежно від системи охолодження і потужності може здійснюватися способом самосинхронізації.

Спосіб самосинхронізації як основний спосіб ввімкнення на паралельну роботу може передбачатися для:

- турбогенераторів потужністю до 3 *MВт*;
- турбогенераторів з непрямым охолодженням потужністю понад 3 *MВт*, що працюють безпосередньо на збірні шини, якщо періодична складова перехідного струму при включенні до мережі способом самосинхронізації не перевищує $3,5 I_{ном}$;
- турбогенераторів із непрямым охолодженням, що працюють у блоці з трансформаторами;
- гідрогенераторів потужністю до 50 *MВт*;
- гідрогенераторів, що електрично жорстко пов'язані між собою і працюють через загальний вимикач при їх сумарній потужності до 50 *MВт*.

У зазначених випадках можуть не передбачатися пристрої напівавтоматичної та автоматичної точної синхронізації.

При використанні способу самосинхронізації як основного способу включення генераторів на паралельну роботу слід передбачати встановлення на гідрогенераторах пристроїв автоматичної самосинхронізації, турбогенераторах – пристроїв ручної або напівавтоматичної самосинхронізації.

При використанні способу точної синхронізації як основний спосіб включення генераторів на паралельну роботу, як правило, слід передбачати встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації. Для генераторів потужністю до 15 *MBm* допускається застосування точної ручної синхронізації з блокуванням від несинхронного включення.

Відповідно до зазначених положень всі генератори повинні бути обладнані відповідними пристроями синхронізації, розташованими на центральному пункті управління або на місцевому пункті управління для гідроелектростанцій, на головному щиті управління або на блокових щитах управління для теплоелектростанцій.

Незалежно від способу синхронізації, що застосовуються, всі генератори повинні бути обладнані пристроями, що дозволяють у необхідних випадках проводити ручну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного включення.

При включенні в мережу способом точної синхронізації двох або більше гідрогенераторів, що працюють через один вимикач, генератори попередньо синхронізуються між собою способом самосинхронізації та з мережею способом точної синхронізації.

На транзитних підстанціях основної мережі та електростанціях, де потрібна синхронізація окремих частин електричної системи, повинні передбачатись пристрої для напівавтоматичної або ручної точної синхронізації.

Лабораторні дослідження точної синхронізації подано у курсі «Електричні машини».

Найбільш простим та широко застосованим методом включення генераторів на паралельну роботу є самосинхронізація. Вона виконується вручну,

напівавтоматично та автоматично. Ручна самосинхронізація застосовується, якщо генератори оснащені комутаційною апаратурою без дистанційного управління (рубильники, автомати).

Перед першим включенням після монтажу, ремонту або складання схеми необхідно перевірити порядок чергування кожної фази. А при наступних увімкненнях необхідно знати лише різницю частот працюючого генератора та генератора, що вмикається. Величину різниці частот оцінюють за світінням лампочки напругою 6–36 В, яка вмикається за відомою схемою.

Вибір напруги лампочки залежить від напруги генератора. Лампочка буде помітно змінювати свій накал (погасати та загорятися) при різниці частот 1–2 Гц. Досягнувши не більше 1–2 погасання на секунду, можна вмикати генератор. При цьому він отримує нормальне збудження і втягується у синхронізм.

При виконанні роботи накреслити та зібрати схему ручної самосинхронізації, передбачивши прилади для вимірювання активної та реактивної потужностей. Здійснивши самосинхронізацію генератора, навантажити його активною і реактивною потужністю, виходячи із паспортних даних і спостерігаючи за напругою на шинах.

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Схема ручної самосинхронізації генератора.
- 3 Паспортні дані всього обладнання, яке входить до складу схеми синхронізації.
- 4 Опис принципів синхронізації генератора.
- 5 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 Що таке синхронізація генераторів і яка її мета?
- 2 Для чого потрібен синхроскоп, які його основні елементи і принцип дії, переваги і недоліки?

- 3 Які переваги паралельної роботи генераторів?
- 4 Як увімкнути генератори на паралельну роботу за методом точної синхронізації?
- 5 Як увімкнути генератори на паралельну роботу за методом самосинхронізації?
- 6 Як вмикають прилади для точної синхронізації?
- 7 Як вмикають прилади для самосинхронізації?
- 8 Поясніть, коли доцільно використовувати який метод синхронізації генераторів.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 19

Вимірювальні трансформатори струму

Мета роботи

Навчитися досліджувати та оцінювати схеми з'єднання трансформаторів струму і реле при різних видах КЗ у первинному колі мережі.

Вказівки щодо підготовки до лабораторної роботи

- 1 Вивчити теоретичний матеріал щодо теми лабораторної роботи.
- 2 Вивчити будову трансформаторів струму типу ТВЛМ-10, ТПЛ-10, ТПОЛМ-10, ТФН35М.
- 3 Вивчити схеми з'єднання трансформаторів струму та реле (повної і неповної зірки, включення на різницю струмів двох фаз).
- 4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Порядок виконання роботи

- 1 Розглянути будову трансформаторів струму типів ТВЛМ-10-0,5/Р, ТПЛ-10, ТПОЛМ-10, ТФН35М. Розшифрувати їх умовні позначення. Виписати технічні характеристики.
- 2 Зібрати схему повної зірки і дослідити:
 - трифазне КЗ (АВС);
 - двофазне КЗ (АВ, АС, ВР);
 - однофазне КЗ.
- 3 Зібрати схему неповної зірки:
 - трифазне КЗ (АВС);
 - двофазне КЗ (АС);
 - двофазне КЗ (АВ із ВР).
- 4 Зібрати схему включення реле КА4 на різницю струмів двох фаз:
 - трифазне КЗ (АВС);
 - двофазне КЗ (АВ або ВС);
 - двофазне (АС).

Методичні рекомендації щодо виконання роботи

Схема повної зірки (рис. 19.1) є однією з базових схем з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму або напруги в системах релейного захисту та вимірювання. Її, як правило, застосовують у трифазних електричних мережах із заземленою або ізольованою нейтраллю для забезпечення повного контролю над режимами кожної фази, зокрема при захисті ліній електропередачі, трансформаторів і генераторів.

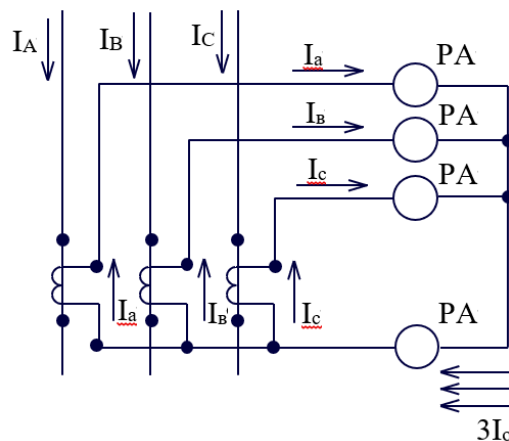


Рисунок 19.1 – Схема повної зірки

Принцип дії схеми ґрунтується на з'єднанні трьох фазних обмоток у спільну нейтральну точку, що дає змогу аналізувати як фазні струми або напруги, так і їх векторні співвідношення. За нормального симетричного режиму векторна сума струмів у нейтральній точці дорівнює нулю. При виникненні несиметрії, наприклад під час однофазного короткого замикання на землю, у нейтралі з'являється струм, який може бути використаний для спрацювання захисту.

Основними компонентами схеми є три трансформатори струму або напруги, з'єднані у зірку, спільна нейтральна точка, вторинні кола вимірювання або релейного захисту та відповідні навантажувальні елементи (реле, вимірювальні прилади).

Перевагою схеми повної зірки є її універсальність і висока інформативність, оскільки вона дозволяє контролювати всі фазні величини та виявляти як симетричні, так і несиметричні аварійні режими. Недоліком є більша кількість

вторинних ланцюгів і, відповідно, підвищена складність монтажу та експлуатації порівняно зі спрощеними схемами.

Схема неповної зірки (рис. 19.2) застосовується у випадках, коли повний контроль усіх фаз не є необхідним або коли потрібно зменшити кількість елементів вторинних кіл. Найчастіше її використовують у захистах від міжфазних коротких замикань у мережах середньої та високої напруги, де аналіз нульової послідовності не є пріоритетним.

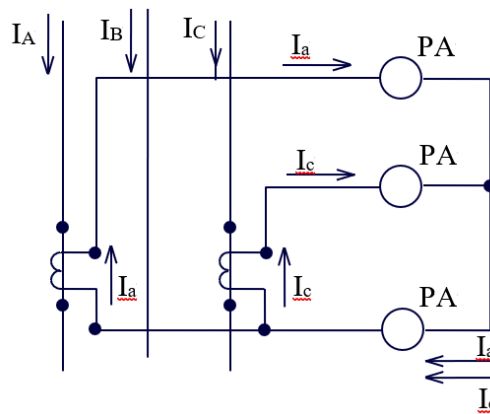


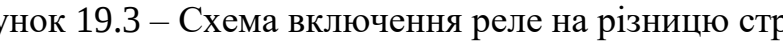
Рисунок 19.2 – Схема неповної зірки

Принцип дії цієї схеми полягає у з'єднанні лише двох фазних обмоток трансформаторів струму або напруги за схемою зірки, тоді як третя фаза безпосередньо не використовується. Векторна діаграма при цьому відображає різницю фазних величин, що дає змогу фіксувати порушення симетрії між фазами.

До складу схеми входять два трансформатори струму або напруги, вторинні з'єднання між ними, вимірювальні або релейні елементи та допоміжні кола.

Основною перевагою схеми неповної зірки є її спрощення та зменшення витрат на апаратуру і монтаж. Водночас недоліком є обмежена чутливість до певних видів аварійних режимів, зокрема до однофазних замикань на землю, які можуть не викликати достатньо вираженого сигналу для надійного спрацювання захисту.

Схема включення реле на різницю струмів (рис. 19.3) є основою диференційного захисту, який широко застосовується для захисту силових трансформаторів,



Основними компонентами схеми є трансформатори струму, встановлені з

До переваг такої схеми належать висока чутливість, швидкодія та чітка

Схема лабораторної установки (рис. 19.4) призначена для навчальних і

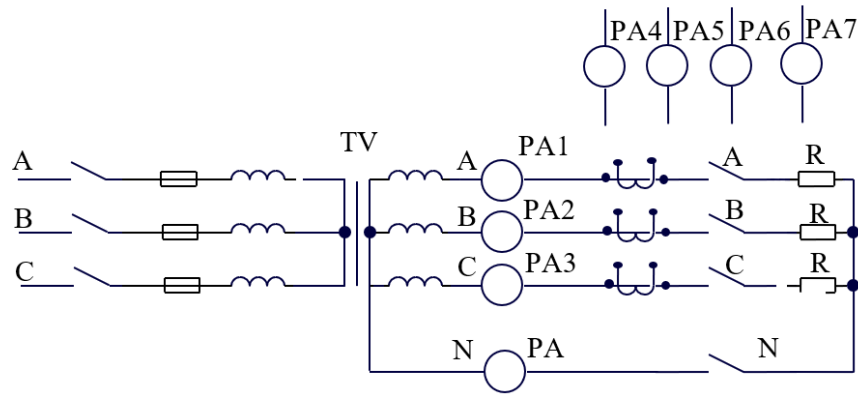


Рисунок 19.4 – Схема лабораторної установки

Принцип дії лабораторної установки полягає у відтворенні реальних режимів роботи електричної мережі в контрольованих умовах. За допомогою джерел живлення, навантажень і комутаційних апаратів створюються нормальні та аварійні режими, а результати спостерігаються за допомогою вимірювальних приладів і реле.

До складу такої схеми входять навчальні трансформатори, джерела змінної напруги, навантажувальні резистори або індуктивності, вимірювальні прилади, релейні елементи, а також комутаційна апаратура.

Перевагою лабораторної схеми є її наочність і безпечність, що дозволяє студентам на практиці засвоїти теоретичні положення. Недоліком є обмежена відповідність реальним умовам експлуатації, оскільки лабораторні параметри спрощені та не завжди відображають повну складність промислових енергосистем.

Таблиця 19.1 – Результати дослідження схеми повної зірки

Вид КЗ	Струм у фазах, А			Струм у реле, А				Коефіцієнт схеми для реле				Векторна діаграма
	А (PA1)	В (PA2)	С (PA3)	KA1 (PA4)	KA2 (PA5)	KA3 (PA6)	KA4 (PA7)	KA1	KA2	KA3	KA4	

Зміст звіту

- 1 Тема, мета, короткі теоретичні відомості щодо теми роботи.
- 2 Призначення і особливості конструкції досліджуваних трансформаторів струму, їх технічні характеристики.
- 3 Схеми повної, неповної зірки та включення реле на різницю струмів двох фаз.
- 4 Результати дослідження цих схем звести до табл. 19.1.
- 5 Аналіз особливостей роботи схем, їх переваг і недоліків.
- 6 Висновки.

Контрольні запитання

- 1 У якому режимі працює трансформатор струму?
- 2 Що впливає на похибки і на клас точності трансформатора струму?
- 3 На які параметри трансформаторів струму впливає зростання вторинного навантаження і до яких меж її можна збільшувати?
- 4 З якою метою заземлюють вторинні обмотки? Чим небезпечна втрата контакту системи заземлення?
- 5 Де застосовують схему повної зірки? Які її переваги та недоліки?
- 6 Для чого потрібний нульовий провід у схемі повної зірки?
- 7 Яку схему з'єднання трансформаторів струму використовують у мережах 6–35 кВ і чому?
- 8 Яке призначення зворотного проводу у схемі неповної зірки?
- 9 Які недоліки схеми включення реле на різницю струмів двох фаз?
- 10 Чому у мережах напругою 0,4 кВ необхідні трифазні схеми захисту від струмів КЗ?
- 11 Що буде, якщо трансформатор струму перевантажити?
- 12 Які типи трансформаторів струму ви знаєте? Де їх застосовують?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Основи електропостачання. Конспект лекцій для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, О. Ю. Савойський, С. В. Шашков, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 308 с.

2 Основи електропостачання : Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, О. Ю. Савойський, С. В. Шашков, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 98 с.

3 Козирський В. В. Основи електропостачання [Текст] : підручник / В. В. Козирський, С. М. Волошин. – Київ : Компрінт, 2021. – 497 с.

4. Електропостачання: навчальний посібник / Васи́леґа П. О. – Суми : Університетська книга, 2024. – 415 с.

5 Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

(обов'язковий)

Таблиця А.1 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Вид навантаження	Номинальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробниче	до 45	46–85	86–125	126–160	161–320	321–355	356–620	621–630
Комунально-побутове	до 45	46–75	76–120	121–150	151–315	316–345	346–630	631–840
Змішане	до 50	51–85	86–115	116–150	151–295	296–330	331–565	556–755

Таблиця А.2 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень трансформаторів 10/0,4 кВ

Вид навантаження	$S_{н.тр}$, кВА	$t_{п.т}$, °C	$k_{с.т}$	$\alpha \cdot 10^{-2}$, 1/°C
Виробниче	до 63	–10	1,65	0,92
	100 і більше		1,59	
Комунальне	до 63	–10	1,68	0,90
	100 і більше		1,65	
Житлові будинки	до 63	–10	1,70	0,98
	100 і більше		1,68	
Змішане навантаження	до 63	–10	1,58	1,0
	100 і більше		1,77	

Додаток Б
(обов'язковий)

Таблиця Б.1 – Надбавки для знаходження суми навантажень у мережах 0,4 кВ

P_H	ΔP_H	P_H	ΔP_H	P_H	ΔP_H	P_H	ΔP_H
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+160
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76,0	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84,0	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92,0	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+106	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+250

Додаток В

(обов'язковий)

Таблиця В.1 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,4 кВ (для усіх матеріалів опор)

Інтервал потужнос- ті, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахунко- ве навантажен- ня, кВА	Марка та переріз додаткових проводів	Інтервал потужності , кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахунко- ве навантажен- ня, кВА	Марка та переріз додаткових проводів
ОЖЕЛЕДЬ 5 мм				ОЖЕЛЕДЬ 10 мм			
0 - 3,1	A16+A16	1	2A16+A16	0 - 3,1	A16+A16	1	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
		2	2A16+A16			2	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
		3	2A16+A16			3	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
3,1 - 5,6	2A16+A16	3,5	3A16+A16	3 - 5,8	2A16+A16	3,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		4,5	3A16+A16			4,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		5,5	3A16+A16			5,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
5,6 - 8	3A16+A16	6,0	3A25+A25	5,8 - 13,5	3A16+A16	7,0	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		7,0	3A25+A25				3A50+A50
			3A35+A35			11,0	3A25+A25
		8,0	3A25+A25				3A35+A35
			3A35+A35				3A50+A50
8 - 20,5	3A25+A25	9,0	3A35+A35			13,5	3A25+A25
			3A50+A50				3A35+A35
		12,0	3A35+A35				3A50+A50

Продовження табл. В.1

Інтервал потужнос- ті, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахунко- ве навантажен- ня, кВА	Марка та переріз додаткових проводів	Інтервал потужності , кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахунко- ве навантажен- ня, кВА	Марка та переріз додаткових проводів
			3А50+А50	13,5 - 25,4	3А25+А25	14,0	3А35+А35
		18,0	3А35+А35				3А50+А50
			3А50+А50			18,0	3А35+А35
		20,5	3А35+А35				3А50+А50
			3А50+А50			20,0	3А35+А35
20,5 - 26,4	3А35+А35	22,0	3А50+А50				3А50+А50
		24,0	3А50+А50			25,4	3А35+А35
		26,0	3А50+А50				3А50+А50
понад 26,4	3А50+А50		3А50+А50	понад 25,4	3А50+А50		3А50+А50
ОЖЕЛЕДЬ 15 мм				ОЖЕЛЕДЬ 20 мм			
0 - 6,6	А25+А25	1	2А25+А25	0 - 4,4	А25+А25	1	2А25+А25
			3А25+А25				3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
		2	2А25+А25			2	2А25+А25
			3А25+А25				3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
		3	2А25+А25			3	2А25+А25
			3А25+А25				3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
		4	2А25+А25			4	2А25+А25
			3А25+А25				3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
		6	2А25+А25	4,4 - 13	2А25+А25	5	3А25+А25
			3А25+А25				3А35+А35
			3А35+А35				3А50+А50
6,6 - 11,8	2А25+А25	7	3А25+А25			7	3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		9	3А25+А25			9	3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35

Продовження табл. В.1

Інтервал потужнос- ті, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахунко- ве навантажен- ня, кВА	Марка та переріз додаткових проводів	Інтервал потужності , кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахунко- ве навантажен- ня, кВА	Марка та переріз додаткових проводів
			3А50+А50				3А50+А50
		10	3А25+А25			11	3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		11	3А25+А25			13	3А25+А25
			3А35+А35				3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
11,8 - 25,1	3А25+А25	12	3А35+А35	13 - 17,7	3А25+А25	15	3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		14	3А35+А35			17	3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		16	3А35+А35	17,7 - 26,4	3А35+А35	18	3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		18	3А35+А35			20	3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		20	3А35+А35			22	3А35+А35
			3А50+А50				3А50+А50
		22	3А35+А35	понад 26,4	3А50+А50		3А50+А50
			3А50+А50				
понад 25,1	3А25+А25		3А50+А50				

Таблиця В.2 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 10 кВ

Інтервал потуж- ності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів
ОЖЕЛЕДЬ 5 мм				ОЖЕЛЕДЬ 10 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
0–385	АС 25	0–440	АС 25	0–250	АС 25	0–270	АС 35
385–485	А 35	440–750	А 50	250–640	АС 35	270–825	АС 50
485–800	А 50	750–1225	А 70	640–750	А 50	825–980	А 70
800–1075	А 70	понад 1225	А 95	750–1185	А 70	понад 980	А 95
понад 1075	А 95			понад 1185	А 95		
ОЖЕЛЕДЬ 15 мм				ОЖЕЛЕДЬ 20 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Дерев'яні опори	
0–620	АС 35	0–380	АС 35	0–325	АС 35	0–600	АС 35
620–1350	А 70	380–740	А 50	325–805	А 50	600–785	А 50
понад 1350	А 95	740–1000	А 70	805–1420	А 70	785–1175	А 70
		понад 1000	А 95	понад 1420	А 95	понад 1175	А 95

Додаток Г

(обов'язковий)

Таблиця Г.1 – Питомі втрати напруги в ПЛ 0,4 кВ, % / (кВА·км)

Характер виконання лінії		1 фаза + 0; 230 В			2 фази + 0; 230 В		
cos φ		1,0	0,95	0,9	0,95	0,9	
Марка та переріз провoda	A 16	4,00	8,20	7,80	3,10	3,00	
	A 25	2,70	5,50	5,35	2,05	1,95	
	A 35	1,90	4,00	3,90	1,52	1,48	
Характер виконання лінії		3 фази + 0; 400/230 В					
cos φ		0,98	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75
Марка та переріз провoda	A 16	1,390	1,375	1,325	1,300	1,240	1,190
	A 25	0,924	0,915	0,905	0,880	0,850	0,820
	A 35	0,675	0,670	0,665	0,670	0,595	0,595
	A 50	0,480	0,495	0,490	0,490	0,490	0,480
	A 70	0,360	0,375	0,380	0,385	0,390	0,375
	A 95	0,277	0,280	0,300	0,320	0,315	0,315
	A 120	0,224	0,240	0,250	0,270	0,265	0,275

Таблиця Г.2 – Питомі втрати напруги у ПЛ 10 кВ, % / (кВА·км)

Марка провoda		А		АС	
cos φ		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз провoda	16	0,00192	0,00176	0,00200	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,00170	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,00100	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,00060	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,00050	0,00046	0,00051

Додаток Д
(обов'язковий)

Таблиця Д.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ

Номи- нальний переріз, мм ²	Діаметр проводу , мм	Число дротів, шт.	Номиналь- ний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розрив не зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
А						
16	5,1	7	1,70	1,800	2,87	43
25	6,4	7	2,13	1,140	4,29	68
35	7,2	7	2,50	0,830	5,86	94
50	9,0	7	3,00	0,585	8,46	135
70	10,7	7	3,55	0,418	11,5	189
95	12,3	19	4,10	0,315	14,9	252
120	14,0	19	2,80	0,251	20,0	321
150	15,8	19	3,15	0,197	24,6	406
185	17,5	19	3,50	0,161	30,4	502
240	20,0	19	4,00	0,123	38,6	655
300	22,1	37	3,15	0,102	47,9	794
400	25,6	37	3,66	0,075	63,9	1072
АН						
16	5,1	7	1,70	1,980	3,55	43
25	6,4	7	2,13	1,280	5,11	68
35	7,2	7	2,50	0,902	7,03	94
50	9,0	7	3,00	0,624	10,14	135
120	14,0	19	2,80	0,266	23,97	321
150	15,8	19	3,15	0,211	30,33	406
185	17,5	19	3,50	0,171	37,45	502
АЖ						
35	7,2	7	2,50	0,978	9,6	94
50	9,0	7	3,00	0,676	13,83	135
120	14,0	19	2,80	0,288	32,69	321
150	15,8	19	3,15	0,229	41,36	406
185	17,5	19	3,50	0,185	51,06	502

Таблиця Д.2 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізольованих проводів АС та АСК

Номинальний переріз (алюміній/ сталь), мм ²	Переріз, мм ²		Діаметр, мм		Питомий електрич- ний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розрив- не зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
	алюмінію	сталі	проводу	сталого осердя			
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12,7	149
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16,32	194
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22,98	274
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420	93,25	755
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31,85	384
95/141	91	141,0	19,8	15,4	0,316	174,9	1357
120/19*	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40,64	471
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45,00	554
150/24*	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51,08	599
185/29*	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60,81	728
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76,52	846
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74,09	921
240/39*	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80,13	952
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97,78	1106
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89,35	1132
300/48*	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99,69	1186
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121,9	1313
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89,10	1261

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця Д.3 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км

D_{cp} , мм	Переріз проводів, мм ²						
	25	35	50	70	95	120	150
400	0,320	0,308	0,300	0,280	0,270	—	—
600	0,345	0,336	0,325	0,300	0,300	0,292	0,287
1000	0,380	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,305
1250	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338	0,319
1500	0,402	0,391	0,380	0,366	0,257	0,349	0,333
2000	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,344
2500	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,363
3500	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,377

Додаток Е
(обов'язковий)

Таблиця Е.1 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

Тип трансформатора	Потужність трансформатора, кВА	Опори $z_m^{(1)}$, зведені до напруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
ТМ	25	3,60
ТМ	40	2,58
ТМ	63	1,63
ТМ	100	1,07
ТМ	160	0,70
ТМ	250	0,43
ТМ	400	0,318
ТМ	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	250	0,473
ТМФ	400	0,352
ТМФ	630	0,273

Додаток Є
(обов'язковий)

Таблиця Є.1 – Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП

Номінальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номінальний струм трансформа- тора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А	Номінальний струм трансформа- тора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	7,5	1,45	5,0
40	3,85	10	2,31	7,5
63	6,06	16	3,64	10
100	9,62	20	5,77	16
160	15,4	32	9,25	20
250	24,0	50	14,5	40 (32)
400	38,6	80	23,1	50
630	60,6	160	36,4	80

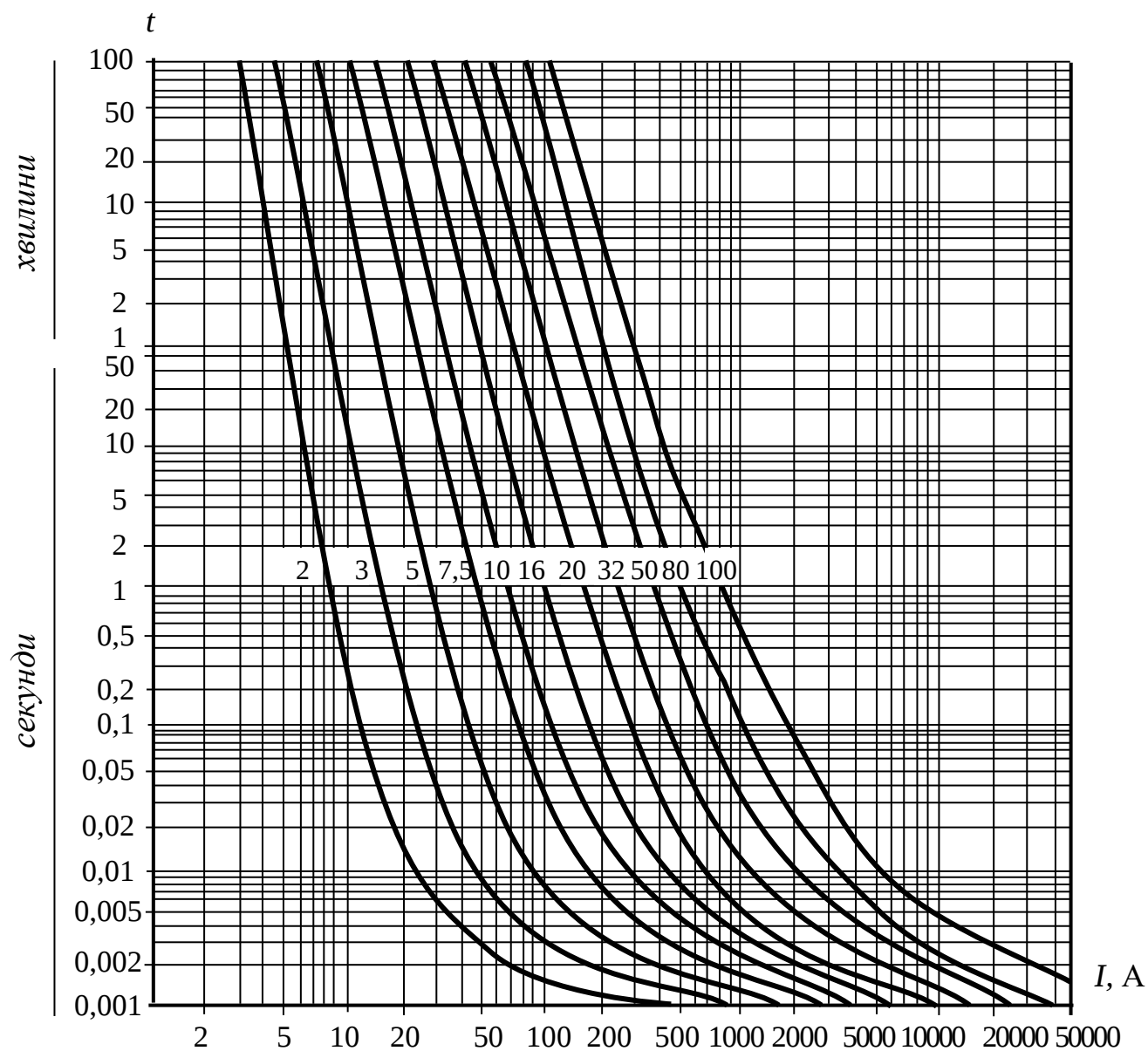


Рисунок Є.1 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок
деяких запобіжників типу ПКТ

Додаток Ж
(обов'язковий)

Таблиця Ж.1 – Еквівалентний питомий опір ґрунту

Ґрунт	Питомий опір ρ , Ом м	
	межі коливання	При вологості ґрунту 10–12 %
Чорнозем	9–53	20
Торф	9–53	20
Глина	8–70	40
Суглинок	40–150	100
Супісок	150–400	300
Пісок	400–700	700

Таблиця Ж.2 – Коефіцієнти сезонності k_c для електродів заземлення

Кліматична зона	Кліматична ознака		Коефіцієнт сезонності k_c для електродів				
	Середня багаторічна температура, °С		Тривалість замерзання вод, діб	вертикальних довжиною 2,5–3 м	вертикальних довжиною 3 м	горизонтальних довжиною 10 м	горизонтальних довжиною 50 м
	нижча (січень)	вища (липень)					
Області України (крім південних)	–10...0	+22...+24	100	1,3	1,15	2,5	2,0
Південні області, АР Крим	0...+5	+24...+26	0	1,1	1,1	1,5	1,4

Козін Віктор Миколайович,
Сіренко Юлія Володимирівна,
Тимошенко Григорій Андрійович,
Мороз Костянтин Вікторович

Основи електропостачання

**Методичні вказівки щодо виконання лабораторних робіт
для здобувачів спеціальностей
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
G3 «Електрична інженерія»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160