Міністерство освіти і науки України
Чернігівський промислово економічний коледж
Київського національного університету технологій та дизайну

ЗАТВЕРДЖУЮ
Заступник директора з НР
_____С.В. Бондаренко
_____ _____20__ р.

Методичне забезпечення
лекційних занять з дисципліни
Електропостачання підприємств і цивільних споруд
для студентів III курсу
спеціальності
5.05070104 «Монтаж і експлуатація електроустаткування підприємств і цивільних споруд»

Уклав О. І.Кравець

Розглянуто на засіданні
циклової комісії
спеціальних електротехнічних дисциплін
Протокол №__ від ___ _____ 20__ року

Голова циклової комісії В.В. Олійник

Лекція №1

Тема: Вступ. Загальна характеристика дисципліни

Мета: Ознайомитися із загальною характеристикою дисципліни.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Задача дисципліни Електропостачання підприємств і цивільних споруд.

2 Характеристика системи електропостачання.

3 Спрощенна структура систем електропостачання.

4 Основні і додаткові вимоги до системи електропостачання

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок – М.: В.Ш. 1990

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий – Ленинград: Стройиздат, 1989

Системою електропостачання називають комплекс пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії. Основною задачею електропостачання промислових підприємств забезпечувати електричною енергією промислові споживачі. До яких відносяться електроприводи різних машин і механізмів, електричне освітлення, електричні нагрівальні пристрої, в тому числі електричні печі.

Задача електропостачання промислових підприємств виникла одночасно з широким впровадженням електропривода в якості рушійної сили різних машин і механізмів і будівництвом електростанцій. (Електропривід -це електромеханічна система для приведення в рух виконавчих механізмів робочих машин і керування цим рухом в цілях здійснення технологічного

процесу). Перші електростанції споруджувались в містах для освітлення і живлення електричного транспорту, а також при фабриках і заводах. Пізніше з'явилася можливість спорудження електричних станцій в місцях запасів палива (торфу, вугілля, нафти) або в місцях використання енергії води незалежно від місць розташувань споживачів електроенергії - міст і промислових підприємств. Передача електроенергії на великі віддалі до центрів споживання почала здійснюватися лініями електропередачі високої та низької напруги.

Основними характеристиками СЕС є:

- Якісні характеристики;
- Кількісні характеристики;
- Умови функціонування .

При проектуванні на підставі вихідних даних - кількісних характеристик і умов експлуатації , необхідно забезпечити якісні характеристики СЕП.

Якісні характеристики СЕП - визначають працездатність системи і характеризуються структурою та властивостями СЕС , а також умовами її експлуатації.

Кількісні характеристики СЕП визначаються кількісними характеристиками електричних приймачів (ЕП) їх територіальним розміщенням та , як наслідок , структурою СЕП.

Умови функціонування СЕП визначаються впливом умов навколишнього природного середовища , техніко - технологічними та організаційно - економічними умовами.

У процесі експлуатації СЕП необхідно розглядати три можливих режими її роботи .

Нормальний режим СЕП - сталий режим роботи системи , при якому забезпечується безперебійне постачання споживачів електроенергією в необхідній кількості і встановленої якості.

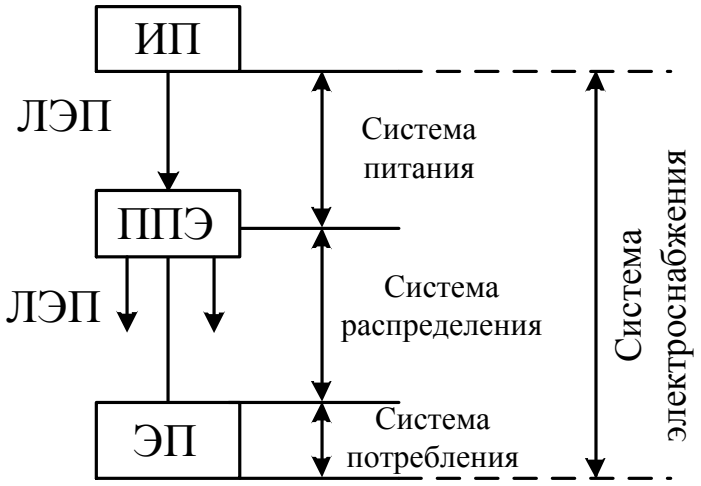
Аварійний режим СЕП - короткочасний перехідний режим, пов'язаний з порушенням нормального режиму і триває до відключення пошкодженого елементу системи .

Післяаварійний режим СЕП - режим , в якому знаходиться система в результаті порушення , і що триває до відновлення нормального режиму після усунення відмови

Система електропостачання (СЕП) - сукупність електроустановок , призначених для забезпечення споживачів електричною енергією

Спрощена схема електропостачання об'єкта включає :

- джерело живлення (ДЖ)
- лінії електропередачі (ЛЕП) , здійснюють транспорт електричної енергії від ДЖ до підприємства
- пункту прийому електричної енергії (ППЕ) ;
- розподільні мережі;
- приймачі електричної енергії (ПЕ) .



Систему електропостачання підприємства можна умовно розбити на 3 частини: систему живлення , систему розподілу і систему споживання.

В якості ДЖ можуть бути :

- Електрична станція або підстанція енергосистеми ;
- Електрична станція підприємства .

Власна електростанція на підприємстві будується в наступних випадках:

- При великому споживанні тепла;
- При розміщенні підприємства у віддалених районах, що мають слабкі електричні зв'язку з енергосистемою ;

- За наявності спеціальних вимог до надійності електропостачання;

При виборі ДЖ необхідно враховувати наступні фактори:

- Ознаки якості електропостачання (надійність , напруга , частота і допустимі межі їх відхилення) ;
- Величину потужності і напруги живлення споживачів .

В якості ППЕ може бути :

- Підстанція глибокого вводу (ПГВ) , служить , як правило , для живлення локального об'єкта або потужного відокремленого виробництва підприємства і знаходиться в центрі електричних навантажень об'єкта (виробництва).
- Головна понижувальна підстанція (ГПП) , служить для живлення декількох споживачів (об'єктів) .

Схеми з одним ППЕ слід застосовувати при відсутності спеціальних вимог до надійності живлення ПЕ та компактному їх розташуванні на території підприємства.

Схеми з двома і більше ППЕ слід застосовувати :

- За наявності спеціальних вимог до надійності електропостачання;
- За наявності на підприємствах двох і більше потужних відокремлених груп споживачів ;
- при поетапному розвитку підприємства, коли для живлення нововведених потужних вузлів навантажень в майбутньому доцільно спорудження окремого ППЕ.

Живлення ППЕ при наявності ЕП першої категорії здійснюється від двох незалежних взаємно резервують джерел живлення. При цьому живлення ППЕ здійснюється по двом одноколовим повітряним лініям або по двох кабельних лініях , прокладених по різних трасах .

При виході з ладу однієї лінії та що залишилася в роботі повинна забезпечити живлення всіх ЕП першої категорії , а також ЕП другої та третьої категорій , робота яких необхідна для безаварійного функціонування основних виробництв технологічного процесу підприємства.

2. Основні вимоги до системи електропостачання

Кожне виробництво існує тільки тому що його обладнання забезпечує роботу технологічних машин, що випускають промислову продукцію. Все обладнання приводиться в рух в даний час електродвигунами. Для їх нормальної роботи застосовується електроенергія як найбільш гнучка і зручна форма енергії, яка забезпечує роботу виробничих механізмів. При цьому електроенергія повинна відповідати нормам якості.

Основними показниками якості електроенергії є:

- стабільність частоти і напруги,
- синусоїдальність напруги,
- струму та симетрія напруги.

Раціонально виконана сучасна система електропостачання промислового підприємства повинна задовольняти ряд вимог:

1 Бути економною і надійною

2 Безпечною і зручною в експлуатації

3 Забезпечити належну якість електроенергії

4 Забезпечувати допустимі рівні напруги

5 Стабільність частоти

Повинні передбачатися стислі терміни виконання будівельно-монтажних робіт і необхідна гнучкість системи, що забезпечує можливість розширення при розвитку підприємства або його розширення (створення цехів) без істотних ускладнень і подорожчення первинних варіантів.

3. Необхідність автоматизації системи електропостачання

По мірі розвитку електроспоживання ставали складнішими системи електропостачання промислових підприємств. В них включаються мережі високих напруг, розподільчі мережі, а в деяких випадках і мережі промислових ТЕЦ. Оскільки промислові підприємство характеризувалися безперервним зростанням електроспоживання, збільшенням питомих витрат електроенергії і питомих щільностей навантажень, за рахунок різкого зростання виробничих потужностей і розширення області застосування електроенергії в

технологічних процесах виникла необхідність автоматизації систем електропостачання промислових підприємств виробничих процесів.

Засоби автоматизації вирішують наступні основні задачі:

- захисту;
- регулювання напруги;
- регулювання потужності конденсаторних батарей.

Одним із засобів вдосконалення автоматики є використання керованих ЕОМ та комп'ютерів. Логічні можливості ЕОМ практично безмежні, що дозволяє реалізувати досить складні алгоритми керування. Можливості нагромадження і статистичної обробки інформації дозволяє вирішити задачі аналізу і самоконтролю системи. Централізація функції контролю і керування дозволяє коректувати керовану систему практично на будь-якому рівні. Модель керування системою електропостачання може включати в себе слідуючі рівні: перший - пристрої автоматики, датчики електричних і технологічних параметрів; другий - аналіз первинної інформації, її обробка; третій - контрольно-обчислювальна операційна система; четверта - оптимальне керування, видача керуючих сигналів на виконавчі органи. Створення універсальної системи керування системою електропостачання, яка могла би знайти застосування на всякому великому підприємстві незалежно від характеру виробництва, можна розглядати як перший крок до створення інтегрованої автоматизованої системи управління, яка об'єднує безпосереднє керування електропостачанням з управлінням енергогосподарством, технологією виробництва і адміністративно-господарськими питаннями. Комплекс керованих обчислювальних машин слід застосовувати для вирішення задач оптимального управління виробництвом з врахуванням всіх сторін діяльності підприємства.

Автоматизовані системи управління може бути успішним тільки при наявності засобів автоматики та кваліфікованих інженерів в області автоматизованого електропостачання.

4. Основні критерії, які сприяють виконанню раціональних схем електропостачання

Головною проблемою являється створення раціональних систем електропостачання промислових підприємств. Створенню таких систем відповідає наступне:

1 . Вибір і використання раціонального числа трансформації

Основною передумовою є їх постійне зростання і реконструкція. Одночасне введення на промислових підприємствах раціональної напруги завжди сприятиме скороченню числа трансформацій в 2-3 рази. У цьому випадку економія електричної енергії складе, 10-15 % від всієї витрати промисловим підприємством.

2. Вибір і застосування раціональних напруг

Причинами застосування нераціональних напруг є постійне зростання електроспоживання .

Застосування раціонального напруги в системах електропостачання промислових підприємств дає значну економію у втратах електричної енергії.

3. Правильний вибір місця розміщення цехових, головних розподільчих і знижувальних підстанцій.

Розміщення живильної підстанцій у відповідних центрах електричних навантажень забезпечує мінімальні річні приведені витрати. Всяке зміщення центру веде до підвищення цих витрат і підвищеному витраті електричної енергії.

4. Правильне визначення очікуваних навантажень

Сприяє вирішенню загальної задачі оптимізації побудова систем внутрішньозаводського електропостачання.

5. Раціональний вибір числа і потужності трансформаторів та їх параметрів

Раціональний вибір веде до скорочення втрат електроенергії, підвищення надійності.

6. Раціональний вибір перерізу проводів, жил кабелів

Лекція №2

Тема: Електрична мережа і споживачі електроенергії

Мета: Ознайомитися з призначенням електричної мережі і споживачем електроенергії .

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Поняття електричної системи, електричної мережі, підстанції.

2 Структура системи електропостачання від джерела електроенергії до споживача електричної енергії.

3 Основні споживачі електричної енергії.

4 Стандартні міжфазні напруги.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок – М.: В.Ш. 1990

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий – Ленинград: Стройиздат, 1989

Електричні мережі є частиною електричної системи, у свою чергу , являють собою частину енергетичної системи.

Розглянемо і з’ясуємо чим відрізняються поняття: енергетична система, електрична система, електрична мережа, підстанція.

Енергетичною системою називається сукупність електростанцій, підстанцій і споживач, об’єднанні загальним і неперервним процесом вироблення, перетворення, розподілу, споживання теплової і електричної енергії.

Єдина енергетична система об’єднує енергетичні системи окремих районів, з’єднує їх лініями електропередачі (ЛЕП).

Електрична система – представляє електричну частину енергетичної системи, об’єднує і зв’язує лініями електропередачі (ЛЕП) генератори електричних станцій, підвищувальні і понижуючі, а також перетворюючі підстанції і споживачі електроенергії.

Електричною мережею називається сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, яка представлена підстанціями і розподільними пристроями, які з’єднанні лініями електропередачі, яка працює на певній території. Електрична мережа підприємства, яка об’єднує підвищувальні і перетворюючі підстанції, розподільчі пункти (РП), електроспоживачі і ЛЕП, являється продовженням електричної системи.

Прийом, перетворення, передача електроенергії відбувається на **підстанції (ТП)** – електроустановка, яка складається із трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільчих пристроїв, пристроїв управління, захисту, вимірювання і допоміжних пристроїв.

Розподільний пристрій (РП) - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги. Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, збірні і сполучні шини, допоміжні пристрої РЗіА і засоби обліку та вимірювання.

Тривалий досвід експлуатації енергетичних систем показав доцільність з’єднання (об’єднання) окремих енергетичних систем між собою, так як це полегшує задачу резервування потужностей і підвищує загальний технологічний рівень експлуатації.

Основними споживачами електричної енергії є промисловість, транспорт, сільське господарство, комунальне господарство міст і селищ.

Розподіл електроенергії, яка надходить без трансформації або її перетворення виконуються на розподільному пристрої (РП), який може поєднуватися з підстанцією, яка обслуговує прилеглих до неї споживачів.

Підприємства отримують живлення від районних електричних мереж напругою від 6 до 220 кВ. На великі енергоємні підприємства електроенергія

подається напругою 330 і 550 кВ. На підприємствах з великим споживанням теплової енергії та на енергоємних підприємствах споруджуються власні теплові електростанції (ТЕЦ), генератори яких пов'язані з районними електричними системами. Зв'язок з системою здійснюється по ЛЕП безпосередньо на генераторній або по підвищеній напрузі електростанції або через окремі пункти прийому електроенергії від енергосистеми.

Джерелом живлення підприємства можуть бути: розподільний пристрій (РУ) генераторної напруги електростанції або розподільний пристрій вторинної напруги понижуючої підстанції енергосистеми або підстанції 35-220 кВ промислового підприємства, до якого приєднанні його розподільні мережі.

Під джерелом живлення мають на увазі: підстанції енергосистеми, розташовані в безпосередній близькості від підприємства; його вузлова розподільна підстанція (ВРП); головна понижуюча підстанція (ГПП); власна ТЕЦ підприємства.

Вузловою розподільчою підстанцією називається центральна підстанція підприємства, яка отримує електроенергію від енергосистеми на напругу 110-500 кВ і розподіляють її на напругу 35-110 кВ по підстанціях глибоких введень на території підприємства. Залежно від напруги УРП може бути розподільчою або з частковою трансформацією. Якщо значна частина електричні енергії споживається підприємством від енергосистеми, його УРП поєднується з підстанцією.

Головні понижувальні підстанції отримують живлення від енергосистеми на напругах 35-220 кВ і розподіляють енергію напругою – 6-10 кВ по всьому об’єкту або окремому його району.

Глибоким вводом називається система електропостачання з наближенням вищої напруги (35-220 кВ) до електроустановок споживачів з мінімальною кількістю ступенів проміжної трансформації і апаратів. Підстанції глибоких вводів (ПГВ) розміщуються на території підприємства поряд з найбільш великими об'єктами споживання електроенергії та отримують живлення від енергосистеми, ВРП, ГПП або ТЕЦ підприємства.

Приймальним пунктом електроенергії називається ТП або РП підприємства, куди надходить електроенергії від джерел живлення. Залежно від потужності, яка споживається і віддаленості від джерела живлення приймальним пунктом електроенергії може бути: УРП,. ГПП, ПГВ, центральний розподільний пункт (ЦРП), РП, цехова ТП.

Центральний розподільний пункт отримує живлення безпосередньо від енергосистеми або ТЕЦ підприємства на напружених 6-20 кВ і розподіляє її на тій ж напрузі між РП та ТП по всьому об'єкту або його частині.

Цеховий ТП називається підстанція, перетворююча електроенергію на зниженій напрузі (до 1000В) і безпосередньо живить електроприймачі одного або декількох прилеглих цехів або частини великого цеху. У ряді випадків від тих же підстанцій живляться електроприймачі напругою понад 1000 В.

Передача електроенергії від джерела живлення до електроприймачів здійснюється ступенями. Пункти прийому і цехові приймачі звязані між собою розподільними мережами, що працюють на різних ступенях напруги. Кількість ступенів визначається залежно від віддаленості джерела живлення і його напруги, потужності і напруги електроприймачів, технічних можливостей того чи іншого конструктивного виконання мережі та інших факторів.

Перший ступінь це ланка між джерелом живлення підприємства (ВРП, ГПП, ТЕЦ) і ПГВ, якщо розподіл проводиться на напругу 110-220 кВ, або між ГПП або ТЕЦ і РП або цеховим ТП, якщо енергія розподіляється напругою 6-10 кВ.

Другий ступінь це розподіл енергії між РП або розподільним пристроєм вторинної напруги ПГВ і цеховим ТП або окремими електроприймачами високої напруги: електродвигунами, електропечами, перетворювальними установками.

Мережі першої і другої ступені є міжцеховими і належать до розподільних мереж системи електропостачання підприємства. Для більшої частини електроприймачів енергія передається від цехових ТП на нижчій ступені напруги (до 1000 В) по внутрішньоцеховим мережам.

Міжцехових та внутрішньоцехові мережі складають внутрішню систему електропостачання підприємства. Під зовнішнім електропостачанням розуміють частину мережі енергосистеми, що забезпечує подачу електроенергії на приймальні підстанції підприємства від точки приєднання до енергосистеми.

Система електропостачання підприємства визначається не тільки характеристиками джерел живлення, електроприймачів і розподільних мереж, але і технологією виробництва, планувань та будівельної частиною підприємства, зростанням його виробничих потужностей і розширенням, вдосконаленням технологічного процесу.

Враховуючи перераховані чинники, система електропостачання може бути виконана в декількох варіантах, з яких вибирається оптимальний. При її виборі враховується також ступінь її надійності, забезпечення якості електроенергії, економічність, простота, зручність і безпеку експлуатації, можливість застосування прогресивних методів електромонтажних робіт.

Споживачем електричної енергії називається електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом і розміщених на певній території.

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називається апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інші види енергії.

Всі ЕП класифікуються за різними показниками:

- за електротехнічним показниками;
- за режимом роботи;
- за потужністю і напругою, родом струму;
- за надійністю електропостачання;
- за виконанням захисту від впливу навколишнього середовища.

За електротехнічними показниками приймачі електроенергії розподіляються на такі групи:

1. Приймачі трифазного струму напругою до 1000 В, частотою 50 Гц;
2. Приймачі трифазного струму напругою вище 1000 В, частотою 50 Гц;

3. Приймачі однофазного струму напругою до 1000В, частотою 50 Гц;

4. Приймачі, що працюють з частотою, відмінною від 50 Гц, і живляться від перетворювальних підстанцій і установок;

5. Приймачі постійного струму, що живляться від перетворювальних підстанцій і установок.

За **режимами роботи** всі споживачі можна розподілити на ряд груп, для яких передбачаються три режими роботи: *тривалий*, при якому приймач може працювати тривалий час, причому перевищення температури окремих частин апарата не виходить за межі, встановлені нормативною документацією; *короткочасний,* при якому робочий період не настільки тривалий, щоб температура окремих частин апарата могла досягти сталого значення, період зупинки настільки тривалий, що апарат встигає охолодитись до температури навколишнього середовища; *повторно-короткочасний*, при якому робочі періоди чергуються з періодами пауз, а тривалість всього циклу не перевищує 10 хв., нагрівання не перевершує припустимого, а при охолодженні не досягає температури навколишнього середовища.

У тривалому режимі працює більшість електричної двигунів, які обслуговують основні технологічні агрегати і механізми. З тривалістю роботи від декількох годин до декількох змін підряд, з досить високим, незмінним або маломінливим навантаженням працюють електроприводи вентиляторів, насосів, компресорів та ін. Довгостроково, але з перемінним навантаженням і короткочасними відключеннями, за час яких електричної двигун не встигає остигнути до температури навколишнього середовища, а тривалість циклів перевищує 10 хв., працюють електричні двигуни, що обслуговують верстати холодної обробки металів, деревообробні верстати, молоти, преси та ін.

У короткочасному режимі працює більшість електричних приводів допоміжних механізмів металорізальних верстатів, а також механізмів для відкривання гідравлічних затворів, усякого роду заслінок та ін.

У повторно-короткочасному режимі працюють електричні двигуни мостових кранів, тельферів, підйомників і аналогічних їм установок, допоміжних і

деяких головних приводів. До цієї групи відносяться також зварювальні апарати, що працюють з постійними великими кидками потужності.

Нагрівальні апарати і електропечі працюють у тривалому режимі з постійним або маломінливим навантаженням. Особливістю режиму роботи електричного освітлення є різка зміна і сталість навантаження при включенні і зміні режиму роботи.

У житлових будинках до них відносяться: ліфти, пожежні насоси, системи автоматичного димовидалення, аварійне освітлення коридорів, вестибюлів, холів і сходових кліток будинків висотою 16 поверхів і більше, загороджувальні вогні, встановлювані на дахах будинків висотою більше 50 м. До першої категорії також відносяться: електроприймачі спеціального призначення незалежно від поверховості будинків – це вбудовані автоматичні телефонні станції, станції перекачування фекальних вод, опорно-підсилювальні пункти і блоки-станції радіотрансляції, водопровідні й каналізаційні вузли, приймачі будинків масового скупчення людей (театри, кіно, клуби та ін), приймачі особливих лікувальних установ – операційних залів, родильних будинків, пунктів невідкладної допомоги, у промисловості - споживачі, перерва в електропостачанні яких може викликати небезпеку для життя людей або значний матеріальний збиток, пов’язаний з пошкодженням устаткування, масовим браком продукції або тривалим розладом складного технологічного процесу виробництва.

До другої категорії відносяться приймачі житлових будинків висотою від 6 до 16 поверхів, споживачі будинків будь-якої поверховості, в яких встановлені напідложні стаціонарні електроплити, а також електроприймачі адміністративно-громадських будинків, лікувальних і дитячих установ, шкіл і навчальних закладів. На промислових підприємствах до другої категорії належать приймачі, перерва в електропостачанні яких пов’язана з істотною недовідпусткою продукції, простоєм людей, механізмів, промислового транспорту.

За **потужністю і напругою** всі споживачі електричної енергії можна розподілити на дві групи: *споживачі великої потужності* (80 – 100 кВт і вище)

на напругу 3-6-10 кВ, як одержують живлення безпосередньо від мережі 3-6-10 кВ. До цієї групи відносяться могутні печі опору й дугові печі для плавки чорних і кольорових металів, які живляться через власні трансформатори; *споживачі малої і середньої потужності* (нижче 80 – 100 кВт), живлення яких можливе й економічно доцільне тільки на напругу 380-660 В.

За **родом струму** всі споживачі електричної енергії можна розподілити на три групи: ті, що працюють від мережі *змінного струму промислової частоти*; ті, що працюють від *мережі змінного струму підвищеної або зниженої частоти;* ті, що працюють від *постійного струму*.

Основний род струму, на якому працює більшість електричних приймачів – змінний трифазний струм частотою 50 Гц.

Електроустановки споживачів енергії характеризуються номінальною напругою. Номінальна напруга генераторів, трансформаторів, мереж і споживачів електричної енергії (електродвигунів, ламп) називається та напруга на яку вони призначена для нормальної роботи.

Електроустановки споживачів електричної енергії поділяються на дві категорії : електроустановки напругою до 1 кВ і електроустановки вище 1 кВ. Цей розподіл пов'язаний з відмінністю в типах і конструкціях апаратів, а також з відмінностями в умовах безпеки, вимогах, пропонованих при спорудженні та експлуатації електроустановок різних напруг.

За виконанням захисту від впливу навколишнього середовища:

- По кліматичному виконанню і категорії розміщення;
- За ступенем захисту від попадання вологи і твердих тіл;
- За ступенем захисту при роботі в пожежонебезпечних зонах;
- За ступенем захисту при роботі у вибухонебезпечних зонах.

Всі електроприймачі мають ряд характерних показників:

- Номінальна напруга ;
- Встановлена потужність ;
- Номінальна активна потужність ;
- Номінальна реактивна потужність ;

- Номінальна повна потужність ;

- Номінальний струм;

- Номінальний коефіцієнт потужності.

Режими роботи ЕП різноманітні і змінюються в часі. Для характеристики користуються такими поняттями.

Номінальна напруга (Uном) - напруга елемента електричної мережі , при якому забезпечується тривалий режим його роботи з найбільш оптимальними техніко - економічними показниками.

Встановлена потужність індивідуального електроприймача (Руст) - його потужність зазначена на табличці заводу виробника або в паспорті ЕП (Рпас). При зазначеної потужності ЕП повинен працювати при номінальному навантаженні і номінальному напрузі тривалий час в сталому режимі без перевищення допустимої температури. Будемо вважати встановленим будь ЕП , підключений до електричної мережі (працюючий або не працюючий) , але який можна включити в будь-який час на вимогу технології .

Номінальна активна потужність ЕП (Рн) - це потужність , споживана з мережі при номінальному навантаженні ЕП , при якій він повинен працювати тривалий час в сталому режимі без перевищення допустимої температури.

Для тривалого режиму роботи ЕП номінальна потужність дорівнює паспортної величиною (Рпас).

$$Р_н = Р_{пас}$$

Номінальна реактивна потужність ЕП ($Q_н = Р_н$ tg) - реактивна потужність, споживана їм з мережі при номінальній активної потужності і номінальній напрузі.

Номінальна повна потужність ЕП

Номінальний струм ЕП

Номінальний коефіцієнт активної потужності

Лекція №3

Тема: Схеми електричних станцій і підстанцій

Мета: Ознайомитися з схемами електричних станцій і підстанцій.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Різниця номінальних напруг джерел електроенергії і приймачів електроенергії.
2 Принципова схема електричної системи.
3 Структурні схеми електричних станцій.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

В даний час виробництво, передачу, розподіл і споживання електроенергії здійснюють на трифазному змінному струмі частотою 50 Гц. Це пояснюється застосуванням для електроприводів різних механізмів простих і надійних трифазних асинхронних двигунів. За допомогою різних перетворювачів трифазний змінний струм для спеціальних електроустановок перетворюють в постійний. ГОСТ 721-77 встановлює номінальні значення напруг генераторів, трансформаторів, мереж і приймачів електроенергії напругою до 1000 В і вище змінного струму (табл. 1.1.). Як видно з таблиці, номінальні напруги джерел струму (генераторів і вторинних обмоток трансформаторів) дещо відрізняються від номінальних напруг приймачів (силових і освітлювальних навантажень і первинних обмоток трансформаторів). Пояснюється це тим, що для забезпечення нормальної роботи приймачів електроенергії відхилення напруги на них не повинні перевищувати ± 5% від номінального.

Таблиця 1.1 – Залежність напруг

Номінальна напруга приймачів електроенергії та мереж	**Номінальна лінійна напруга на затисках**

лінійне	фазне	генераторів	трансформаторів	
			у первинних обмоток	у вторинних обмоток
	В вольтах			
220	127	230	220	230
380	220	400	380	400
660	380	690	660	690
	В киловольтах			
3	–	3.15	3 и 3.15	3.15 и 3.3
6	–	6.3	6 и 6.3	6.3 и 6.6
10	–	10.5	10 и 10.5	10.5 и 11
		15.75	–	–
20	–	20	20 и 21	21 и 22
		24	–	–
35	–	–	35	38.5
110	–	–	110	121
150	–	–	150	165
220	–	–	220	242
330	–	–	330	347
500	–	–	500	525
750	–	—	750	787
1150	–	–	1150	1200

Перетворення напруги змінного струму здійснюють за допомогою підвищувальних трансформаторів на електростанціях і понижувальних - на підстанціях у споживачів.

Генератори на електростанціях і окремі електростанції працюють паралельно. Це підвищує надійність електропостачання споживачів, зменшує кількість резервного устаткування, знижує вартість вироблюваної електроенергії, сприяє більш рівномірному завантаженню устаткування станцій та ін.

Сукупність установок по виробленню, розподілу і споживанню електроенергії та теплоти, пов'язаних між собою електричними і тепловими мережами, називають енергетичною системою, а частина енергосистеми (генератори, розподільні пристрої, лінії електропередачі та приймачі електроенергії) - електричною системою.

Головна схема електричних з'єднань електростанції (підстанції) - це сукупність основного електроустаткування (генератори, трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними в натурі з'єднаннями.

На кресленні головні схеми зображуються в однолінійному виконанні при відключеному положенні всіх елементів установки. В деяких випадках допускається зображати окремі елементи схеми в робочому положенні.

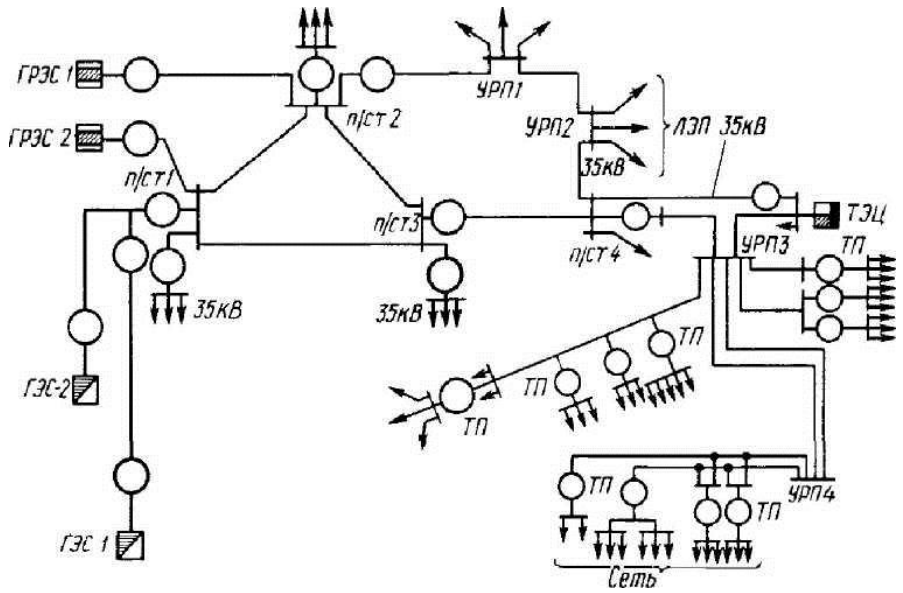


Рисунок 1.1 - Принципова схема електричної системи

Всі елементи схеми і зв'язки між ними зображуються відповідно до стандартів Єдиної системи конструкторської документації (ЕСКД). Умовні графічні позначення основних елементів схем виконують згідно **ГОСТ 2.710-81 (буквено-цифрове позначення в електричних схемах).**

На рисунку 1.1 приведена принципова схема електричної системи. Якщо напруга генераторів ТЕЦ становить 6-20 кВ, то економічно доцільно постачати електроенергію через розподільні підстанції УРП3 міських і промислових споживачів, розташованих поблизу ТЕЦ. Для електропостачання споживачів, віддалених на значні відстані, і зв'язки електростанцій з енергетичною системою застосовують напруги, що перевищують напругу генераторну. Для цього на ТЕЦ, ГЕС-1 і ГЕС-2 і теплових районних електростанціях ГРЕС-1 і ГРЕС-2 встановлюють підвищувальні трансформатори для ліній напругою 35, 110, 220 і 500 кВ. Трансформаторні підстанції п / ст1 п / ст4 і розподільні підстанції УРП1-УРП4 призначені для перетворення напруг і для зв'язку окремих частин системи і живлення потужних споживачів, а трансформаторні підстанції ТП - для живлення споживачів меншої потужності.

Тривалий досвід експлуатації енергетичних систем показав доцільність з'єднання окремих енергетичних систем між собою, оскільки це полегшує завдання резервування потужностей і підвищує загальний технічний рівень експлуатації.

а) б)

При проектуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії (потужності), на якій показуються основні функціональні частини електроустановки (розподільні

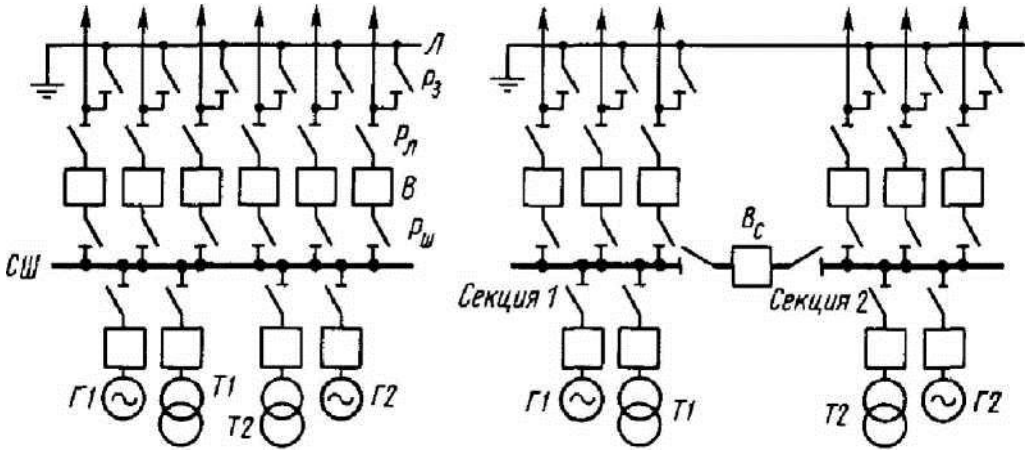


Рисунок 1.2 - Структурна схема електричної станції односекційної (а) та двосекційної (б) систем

пристрої, трансформатори, генератори) і зв'язки між ними. Структурні схеми служать для подальшої розробки більш докладних і повних принципових схем, а також для загального ознайомлення з роботою електроустановки.

На кресленнях цих схем функціональні частини зображуються у вигляді прямокутників або умовних графічних зображень (рисунку 1.2, а, б).

На рисунку 1.2, а приведена схема електричних з'єднань станції, яка видає всю потужність з шин генераторної напруги. Схема містить одну систему збірних шин ЗШ, до якої через вимикачі В і шинні роз'єднувачі Рш підключені генератори Г1 і Г2, трансформатори власних потреб Т1 і Т2 і відходять лінії Л. На відхідних лініях встановлено лінійні роз'єднувачі Рл з заземлюючими ножами Рз, призначеними для відділення та заземлення лінії при її плановому відключенні.

Мінімально необхідна кількість апаратів і пристроїв схеми збільшує надійність і економічність. Надійність схеми збільшується і за рахунок того, що всі операції відключення і включення елементів установки виробляються лише силовими вимикачами. Це значно зменшує число помилкових дій з роз'єднувачами і знижує число аварій з вини персоналу. Роз'єднувачі тут служать лише для від'єднання відключеного вимикача на час його ремонту або ревізії. Однак ця схема має ряд істотних недоліків в експлуатації.

На рисунок 1.2, б приведена структурна схема електричної станції двосекційною системи. Ділення схеми на дві секції секційним вимикачем НД робить її більш гнучкою порівняно з попередньою схемою і забезпечує безперебійність живлення споживачів. В цьому випадку при ревізії, огляді, очищенні ізоляторів або ремонті шин однієї із секцій втрачається потужність лише частини станції. При аварії на одній із секцій або при відмові в роботі релейного захисту ліній, що відходять спочатку відключається секційний вимикач, релейний захист якого має меншу витримку часу, ніж захист генераторів; потім - генератори пошкодженої секції. Це призводить до локалізації аварії однієї секції і до збереження нормальної роботи іншої.

При наявності резервного джерела вивід вимикача в ревізію не викликає недовідпуска електричної енергії, оскільки споживачі, які нормально живляться від відключеної лінії, можуть на час ревізії отримати живлення від іншого джерела.

При достатній генеруючій потужності, живленні відповідальних споживачів

по двох лініях, підключеним до різних секцій, і достатньому резерві по мережі розглянута схема задовольняє всім вимогам, що пред'являються до головної схеми електричних з'єднань станцій середньої потужності.

Вибір тієї чи іншої структурної схеми електростанції або підстанції проводиться на підставі техніко-економічного порівняння двох-трьох варіантів і після розрахунку електричної розвантаження промислових об'єктів обирають потужність і кількість силових трансформаторів.

Лекція №4

Тема: Основні різновиди категорії споживачів електричної енергії та схеми цехових мереж до 1 кВ

Мета:
1.1 Ознайомитися з основними різновидами категорій споживачів електричної енергії;
1.2 Опанувати схеми цехових мереж до 1 кВ.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Категорії споживачів і забезпечення надійності електропостачання.
2 Радіальна схема електропостачання цеху.
3 Магістральна схема електропостачання цеху.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Надійність електропостачання в основному залежить від прийнятої схеми електропостачання, ступеня резервування окремих елементів системи електропостачання (ліній, трансформаторів, електричних апаратів та ін.). Для вибору схеми і системи побудови електричної мережі необхідно враховувати

потужність і число споживачів, рівень надійності електропостачання не споживачів в цілому, тих які входять до їх складу окремих електроприймачів.

Надійність електропостачання - здатність системи електропостачання забезпечити підприємство електроенергією хорошої якості, без зриву плану виробництва і не допускати аварійних перерв в електропостачанні.

Щодо надійності електропостачання споживачі електричної енергії діляться на три категорії:

електроспоживачі ***I категорії*** — перерва в електропостачанні яких може призвести до небезпеки для життя людей, значні матеріальні втрати, пошкодження вартісного обладнання, масовий брак продукції, збій складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Із складу I категорії виділяють особливу групу споживачів, безперебійна робота яких необхідна для попередження загрози для життя людей, вибухів та пожеж, пошкодження дорогоціного обладнання.

Споживачі I категорії повинні забезпечуватися живленням від двох незалежних джерел живлення, перерва допускається лише на час автоматичного відновлення живлення.

електроспоживачі ***II категорії*** — перерва в електропостачанні яких призводить до массового недовідпуску продукції, масовим простоєм робочих, механізмів та промислового транспорту, порушення життєдіяльності значної кількості міських та сільських жителів.

Рекомендується забезпечувати електроживленням від двох незалежних джерел, для них допустимі перерви на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Допускається живлення від одного трансформатора, перерва в електропостачанні дозволяється не більше 24 години.

електроспоживачі ***III категорії*** — всі інші споживачі електроенергії, які не підпадають під визначення I та II категорій. Електропостачання приймачів III категорії надійності електропостачання може здійснюватись від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, яка необхідна для ремонту і заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

Схему внутрішнього електропостачання розробляють з урахуванням таких факторів:

1) розміщення джерел живлення і споживачів;
2) величин їх напруг і потужностей;
3) необхідної надійності;
4) розташування і конструктивного виконання ліній, РП і цехових ТП;
5) вимог до системи електропостачання.

Надійність або економічність схеми підвищується, якщо задовольняються наступні умови:

1) скорочується число ступенів трансформації і наближається джерело вищої напруги до споживача;

2) не передбачаються спеціальні резервні (нормально не працюючі) лінії і трансформатори; всі елементи схеми в нормальному режимі повинні знаходитися під навантаженням і працювати роздільно; при аварії одного з елементів (лінії, трансформатора), що залишився, може працювати з припустимим перевантаженням, передбаченої ПУЕ, і з відключенням частини невідповідальних споживачів;
3) у всіх ланках системи розподілу енергії, починаючи від шин ГЗП і закінчуючи шинами напругою до 1000 В цехових ТП, а іноді і цехових силових РП, здійснюється секціонування шин, а при перевазі навантажень першої і другої категорії передбачається влаштування автоматичного введення резерву (АВР).

Електроенергія на напругах 6—10 кВ розподіляється по радіальних і магістральних схемах. **Радіальні схеми (одно- і двоступінчасті) застосовують при розміщенні споживачів у різних напрямках від джерела живлення.**

На невеликих підприємствах і для живлення великих зосереджених навантажень використовують одноступінчасті схеми. Двоступінчасті схеми з проміжними РП виконують для великих і середніх підприємств із цехами, розташованими на великій території. Від проміжного РП живляться трансформатори цехових ТП і великі електроприймачі. Трансформатори цехових ТП підключають до ліній наглухо, і вся комутаційна апаратура встановлюється на РП. Звичайно до одного РП підключають чотири-п'ять ТП.

Радіальні схеми більше двох ступенів роблять лінію головних ділянок більш важкою, ускладнюють захист і комутацію.

При наявності електроприймачів першої і другої категорій РП і підстанції живляться не менш ніж по двох роздільно працюючих лініях. Якщо в цеху переважають приймачі третьої категорії, то він живиться від однотрансформаторної підстанції, а живлення окремих відповідальних навантажень резервується перемичками між підстанціями.

Радіальна схема з проміжним РП, в якій виконані зазначені вище умови, наведена на рис. 4.1

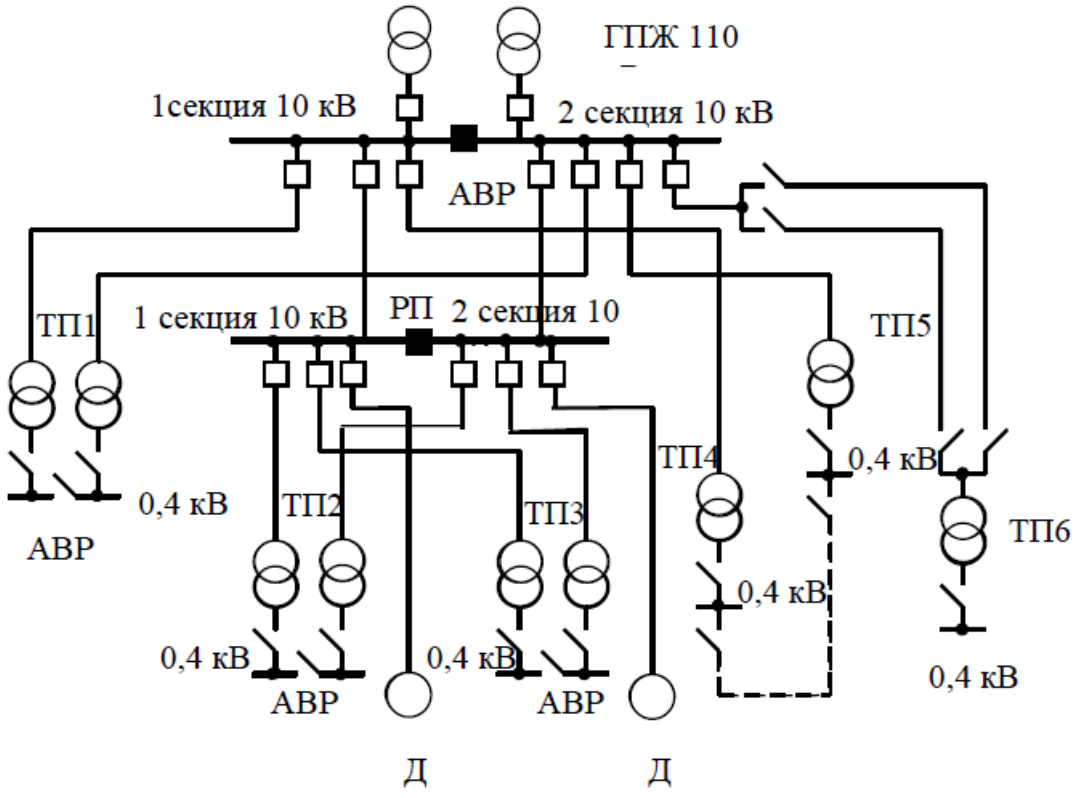


Рисунок 4.1 – Радіальна схема електропостачання

По радіальних лініях першої ступені живляться РП, ТП1, ТП4, ТП5 і ТП6. По лініях другої ступені одержують живлення ТП2 і ТП3. Усі комутаційні апарати розміщені на ГЗП і РП. На ТП1, ТП2 і ТП3 встановлено по два трансформатори з глухим приєднанням до живильних ліній. Кожна лінія і трансформатор розраховані на покриття всіх навантажень першої категорії і основних навантажень другої категорії. При відсутності даних про характер навантажень кожна лінія і трансформатор двотрансформаторних підстанцій вибирають, виходячи з 60–70 % від сумарного навантаження підстанції.

Шини ГЗП, РП, ТП1, ТП2 і ТП3 секціоновані (принцип глибокого секціонування). Секційні апарати нормально розімкнуті і на них передбачений пристрій АВР. При аварії будь-якого елемента (лінії або трансформатора) він відключається, спрацьовує пристрій АВР на секційному апараті, який вмикаючись, забезпечує живлення споживачів по рівнобіжному елементу схеми, використовуючи її перевантажувальну здатність.

На ТП4, ТП5 і ТП6 установлено по одному трансформатору. Для живлення приймачів другої категорії між ТП4 і ТП5 на стороні 0,4 кВ виконана перемичка. Пропускна здатність низьковольтних перемичок, кабельних або шинних (при схемі блоку трансформатор – магістраль), між підстанціями, якщо це необхідно за умовами надійності, приймається 15–30 % від потужності трансформатора.

Живлення відокремлених однотрансформаторних підстанцій (на прикладі ТП6) при наявності приймачів другої категорії здійснюють, виходячи з вимог ПУЕ по двокабельній лінії. При пошкодженні одного з кабелів

вимикач відключає всю лінію, персонал від'єднує роз'єднувачем пошкоджений кабель з двох боків і включає вимикач. Усе навантаження переводиться на справний кабель.

Радіальні схеми застосовують при кабельній або повітряній прокладці ліній.

Магістральні схеми використовують при лінійному («упорядкованому») розміщенні підстанцій на території підприємства і виконують у вигляді одиночних і подвійних магістралей з одно - або двостороннім живленням.

Одиночні магістралі без резервування (рис. 4.2, а) використовують для живлення невідповідальних споживачів. Схема одиночної магістралі з двостороннім живленням (рис. 4.2, б) більш надійна. У нормальному режимі підстанції можуть живитися тільки від одного джерела (при другому – резервному) або від двох джерел одночасно, при цьому магістраль розімкнута на одній з підстанцій. Частковим випадком одиночної магістралі з двостороннім живленням є кільцева схема (рис. 4.2, в).

Схеми подвійних магістралей високонадійні і застосовуються при наявності навантажень першої і другої категорій на підстанціях з двома секціями збірних шин (рис. 4.3, а) або на двотрансформаторних підстанціях без збірних шин вищої напруги. Кожна магістраль розрахована на покриття навантажень відповідальних споживачів усіх підстанцій. Секційні вимикачі нормально розімкнуті й обладнані пристроєм АВР. Магістралі можуть одержувати живлення від іншого джерела. Схему подвійної магістралі з двостороннім живленням («зустрічна» магістраль) застосовують при наявності двох незалежних джерел (рис. 4.3; б).

Конструктивно магістральні схеми виконують кабелями, струмопроводами і повітряними лініями. При кабельних лініях 6–10 кВ рекомендується приєднувати до однієї магістралі не більш чотирьох-п'яти трансформаторів потужністю до 1000 кВА. Магістральні схеми зі струмопроводами доцільні при концентрованих потужних споживачах і передачі великих потоків енергії. Магістральні повітряні лінії зв'язують на напругах 35–220 кВ окремі ГЗП і подають живлення на ПГВ.

Глибокі вводи здійснюють у вигляді магістральних повітряних ліній з відпайками-відгалуженнями до підстанцій 35–220 кВ або у вигляді радіальних кабельних і повітряних ліній. Система глибоких вводів дозволяє:

1) розподіляти енергію при підвищеній напрузі;
2) скорочувати довжину кабельних ліній 6–10 кВ;
3) обходитися без проміжних РП 6–10 кВ;
4) розукрупнювати потужні ГПЖ;
5) полегшувати регулювання напруги;
6) спрощувати розвиток системи електропостачання.

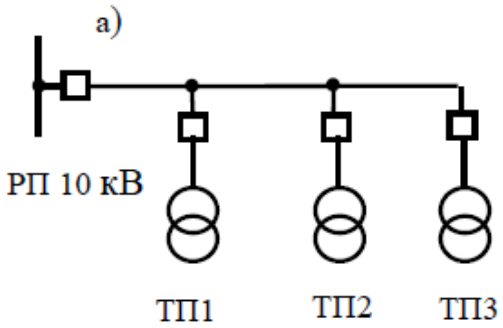
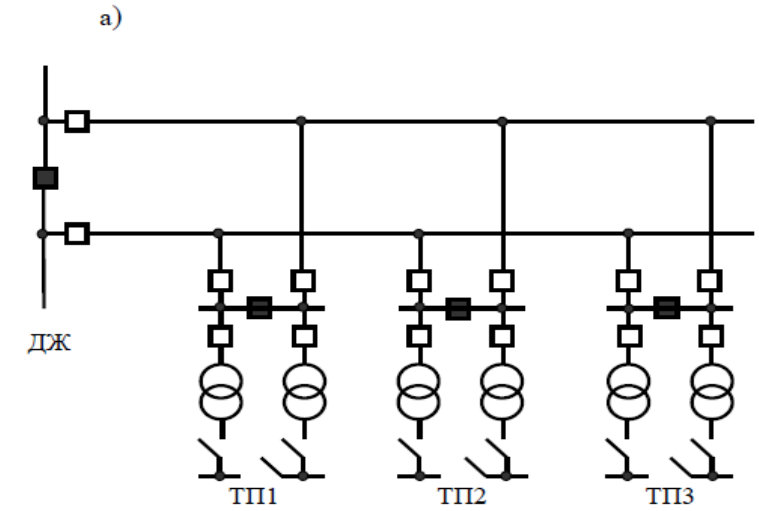


Рисунок 4.2 – Схема одиночних магістралей: а – живлення одного джерела; б – з двостороннім живленням; в – кільцева.



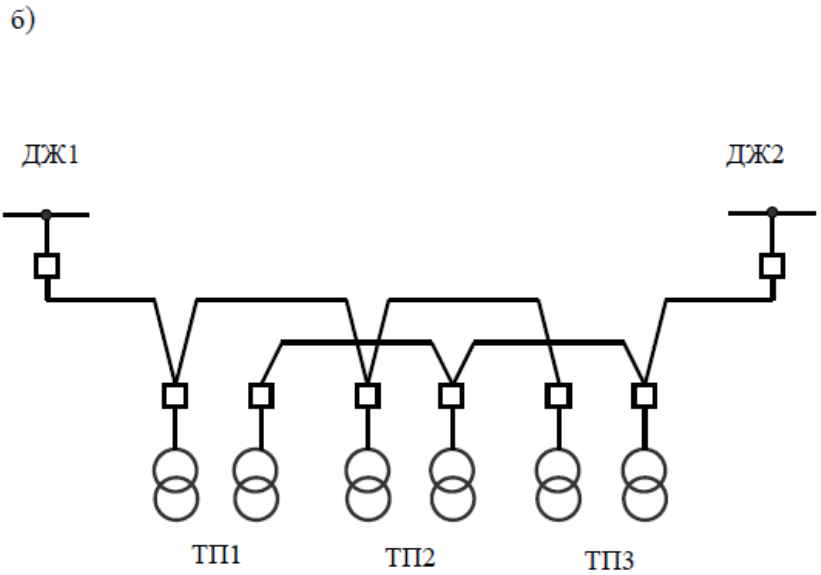


Рисунок 4.3 – Схема подвійних наскрізних магістралей: а – подвійна наскрізна магістраль при наявності збірних шин на ТП;
б – з двостороннім живленням при відсутності збірних шин на ТП

Лекція №5

Тема: Графіки і розрахунок електричних навантажень напругою до 1 кВ

Мета:Ознайомитися з графіками і розрахунком електричних навантажень напругою до 1 кВ.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Електричні навантаження підприємства – фактор при проектуванні і експлуатації електричних мереж.
2 Добові і річні графіки активного і реактивного навантаження.
3 Середньодобова і середньорічна потужності.
4 Добовий графік навантаження промислового підприємства.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Електричні навантаження промислових підприємств визначають вибір всіх елементів системи електропостачання: потужності районних, трансформаторних підстанцій, розподільних мереж енергосистеми, заводських трансформаторних підстанцій та їх мереж . Тому правильне визначення електричних навантажень є вирішальним фактором при проектуванні та експлуатації електричних мереж.

Розрізняють такі графіки активних і реактивних навантажень за тривалістю: добові (рисунок 5.1, а) та річні (рисунок 5.1, б), характерні для окремих галузей промисловості.

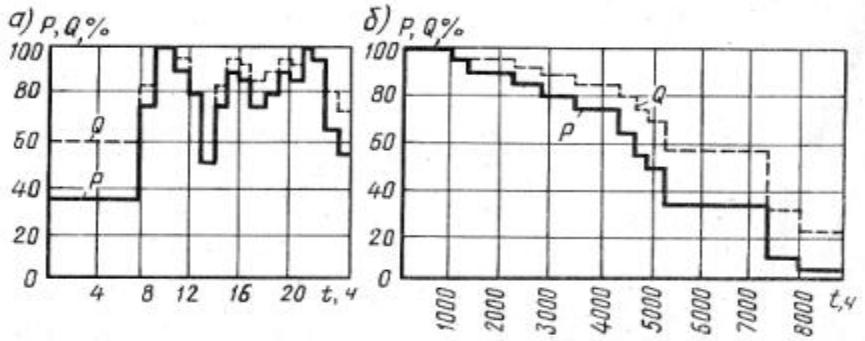


Рис. 2.12. Суточные (*а*) и годовые (*б*) графики активной *P* и реактивной *Q* нагрузок

Режим роботи споживачів електроенергії змінюється в години доби, дні тижня і місяці року, при цьому змінюється і навантаження всіх складових системи енергопостачання. Ці зміни зображують у вигляді графіків навантажень , на яких по осі ординат відкладають активні (кВт) і реактивні (кВАр) навантаження, а по осі абсцис - час, протягом якого утримуються ці навантаження.

Добові графіки можуть бути побудовані для окремих ланок системи електропостачання (мереж, цехових і заводських підстанцій, окремих установок), а також для всієї енергетичної системи або її частини, що забезпечує електроенергією певного району .

Щоб характеризувати роботу окремих установок і пристроїв протягом року, необхідно мати основні добові графіки року - зимовий і літній. Найбільше навантаження по добовому графіку називають максимальної добової навантаженням.

Максимальним Рмакс та мінімальним Рмін річними навантаженням вважаються відповідно навантаження зимового та літнього графіків, які враховують при виборі потужності трансформаторів.

Площа добового графіка являє собою кількість електроенергії (кВт год), виробленої або споживаної даної установкою за добу. **Середньодобову потужність навантаження** Рср (кВт) визначають, знаючи кількість електроенергії W (кВт год), виробленої або споживаючої за добу:

$$P_{ср.доб.} = \frac{W}{t} = \frac{W}{24}.$$

Річний графік по тривалості показує тривалість роботи електроустановки протягом року з різними навантаженнями. На цьому графіку по осі абсцис відкладають тривалість навантаження протягом року (від 0 до 8760 год), а по осі ординат - відповідні навантаження (%). **Площа річного графіка** за тривалістю являє собою кількість електроенергії (кВт год), виробленої або спожитої електричною установкою протягом року (8760 год.).

На рисунку 5.3, а-г наведено характерні графіки електричних навантажень для деяких галузей промисловості, побудовані на підставі аналізу експлуатаційних даних по ряду підприємств галузі.

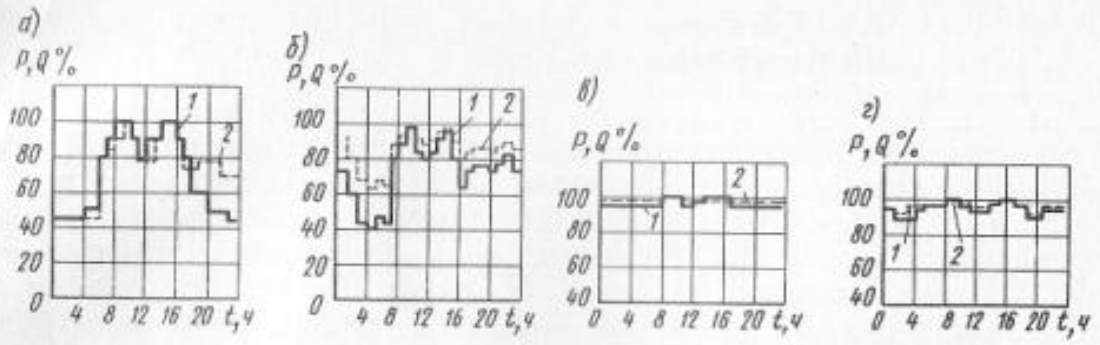


Рис. 2.13. Характерные графики суточных активных *1* и реактивных *2* нагрузок:

а — станкостроения; *б* — автомобилестроения; *в* — цветной металлургии; *г* — химической промышленности

Дійсні графіки навантажень окремих промислових підприємств, зазвичай, відрізняються від наведених характерних, так як враховується час початку і кінця окремих змін, початок і тривалість обідніх перерв, величину **коливань навантаження на окремих технологічних установках та ін.**

Щоб побудувати сумарний графік навантаження промислового підприємства (рисунок 5.4) необхідно підрахувати навантаження споживачів P_t і врахувати втрати ΔP_t.

Втрати поділяються на:

- **змінні**, які залежать від навантаження (нагрів проводів мережі і обмоток трансформаторів),

- **постійні**, які не залежні від навантаження (нагрівання сталі трансформаторів).

Із рисунка 5.4 робимо висновок, що навантаження підстанції в будь-який момент доби визначається потужністю навантаження споживача і втратами в мережі і в трансформаторах:

$$P_{п.ст.} = P_t + \Delta P_t$$

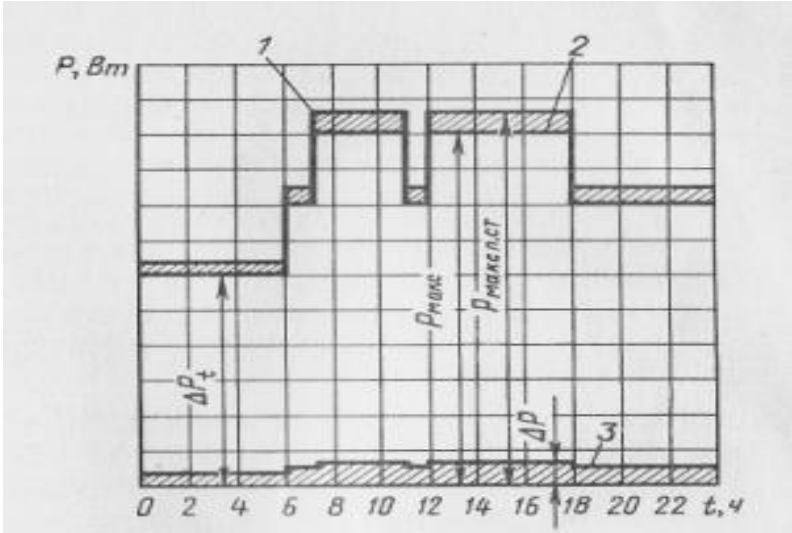


Рис. 2.14. Суточный график нагрузки промышленного предприятия:

1 — график подстанции; *2* — график потребления; *3* — график потерь

Лекція №6

Тема: Захисна апаратура для мереж напругою до 1 кВ.

Мета:

1 З'ясувати основні ненормальні режими в електричних мережах напругою до 1 кВ.

2 Усвідомити принцип дії плавкого запобіжника.

3 Визначити умови вибору плавких запобіжників для захисту електричних мереж 1 кВ.

4 Визначити умови вибору автоматичних вимикачів для захисту електричних мереж напругою 1 кВ.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Характеристика ненормальних режимів роботи в електричних мережах.

2 Захист плавкими запобіжниками.

3 Захист автоматичними вимикачами.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Провід й кабелі, обрані по номінальному або максимальному струму, в нормальному режимі можуть відчувати навантаження, що значно перевищують допустимі через перевантаження електроприймачів, а також при однофазних і міжфазних коротких замиканнях (к.з.), тому як електроприймачі, так і ділянки мережі повинні захищатися захисними апаратами: плавкими запобіжниками, автоматичними вимикачами, магнітними пускачами.

Головні функції апаратури управління та захисту:

включення і відключення електроприймачів та електричних мережах;

електрична захист їх від перевантаження, коротких замикань, зниження напруги або самозапуска;

регулювання числа обертів електродвигунів;

реверсування електродвигунів;

електричне гальмування.

Апарат може бути призначений для виконання як однієї, так і декількох із зазначених функцій, що визначає його конструкцію і схему з'єднання. Апаратура може спрацьовувати в результаті впливу на неї оператора або ж незалежно від оператора, під впливом фізичних процесів в електричному ланцюзі.

Таблица 2.21

Серия или тип	Номинальный ток, А		Предельное значение отключаемого тока, кА, при напряжении, В					
	предохранителя	плавкой вставки	переменного тока			постоянного тока		
			220	380	500 (550)	200	440	660
ПР2	15 60	6, 10, 15 15, 20, 25, 35, 45, 60	1,2 5,5	0,8—8 1,8—4,5	7 3,5	1,2 5,5	— —	— —
ППТ10	До 10	6, 10	1	—	—	1	—	—
ПП21	16 63 100, 160, 250 400	1, 2, 5, 6, 10, 16 25, 40, 63 100, 160, 250 400	1,2 5,5 14 11	0,8—8 1,8—4,5 6—11 6—13	7 3,5 10 11	— — — —	— — — —	— — — —
ПРС	6 25 63 100	1, 2, 4, 6 4, 6, 10, 16, 20, 25 20, 25, 40, 63 40, 60, 80, 100	— — — —	2 60 60 60	— — — —	— — — —	2 30 30 30	— — — —
ПП22	63	25, 40, 63	30	30	—	—	—	—
ПП	63 160 630	25, 40, 50, 63 100, 160 250, 400, 630	— — —	3,2—30 3,2—15 42, 50, 60	— — —	— — —	— — —	— — —
ПП31	63 160 250 630 1000	32, 40, 50, 63 50, 63, 80, 100 125, 160, 200, 250 200, 250, 320, 400, 500, 630 500, 630, 800, 1000	—	—	100	—	100	—
ПП41	250 400 630	100, 160, 250 320, 400 400, 630	—	—	—	—	25	25
ПП51 320	160 250 320 400	160 250 400	—	100	—	—	—	—
ПП61	40 63 100 160	40 63 100 160	—	100	—	—	—	—
ПП17-3900	1000	500, 630, 800, 1000	—	110	64	100	60	—

У цехових мережах можуть виникати такі ненормальні по струму режими роботи:

- Збільшення струму внаслідок перевантаження ;

- Збільшення струму в момент пуску або самозапуску двигунів;

- Збільшення струму внаслідок КЗ.

Короткі замикання можуть призвести до вибуху, якщо не вжити заходів до швидкого відключення пошкодженої ділянки лінії , ЕП і т.ін.

Менш небезпечні для лінії перевантаження. Невеликі за величиною і короткочасні перевантаження провідників не представляють для них безпосередньо небезпеки, проте тривалі перевантаження ведуть до старіння ізоляції і зниження її ізоляційних властивостей. У результаті можливі травми в разі дотику людини до проводу з пошкодженою ізоляцією або КЗ із зазначеними вище наслідками.

Захист від струмів КЗ є обов'язковою для всіх елементів мережі , час її дії повинно бути мінімальним для зменшення термічного і динамічного ефектів від струму КЗ і необхідно , щоб забезпечувалася селективність

(вибірковість) її дії.

Перевантаження є менш небезпечною і в ряді випадків допускається відмова від застосування захисту провідників від перевантаження.

Згідно ПУЕ захист від перевантаження обов'язкове:

- Для мереж усередині приміщень , виконаних відкрито прокладеними провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією ;

- Освітлювальних мереж у житлових і громадських будівлях , торгових приміщеннях , службово - побутових приміщеннях промислових підприємств , включаючи мережі для побутових і переносних ЕП, а також у пожежонебезпечних зонах;

- Силових мереж на промислових підприємствах, в житлових і громадських будівлях , торгових приміщеннях - тільки у випадках , коли за умовами технологічного процесу або за режимом роботи мережі може виникати тривале перевантаження провідників;

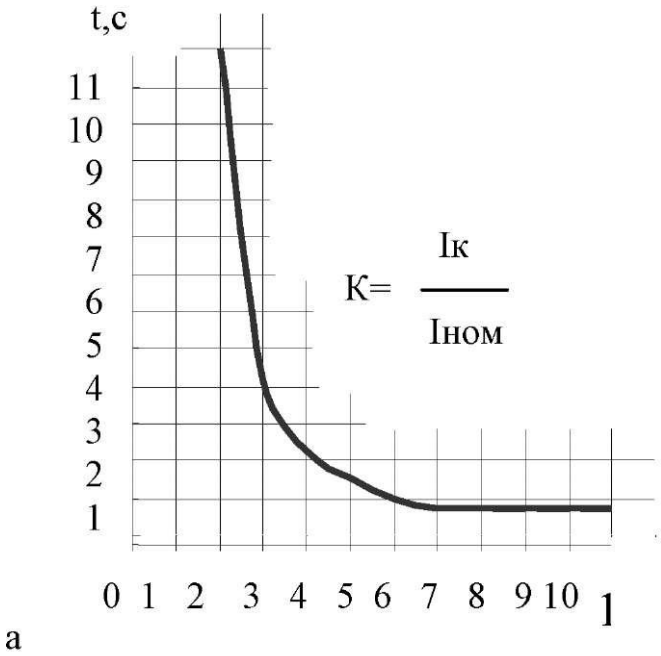
- Провідників силових , освітлювальних і вторинних кіл у мережах напругою до 1 кВ у вибухонебезпечних зонах класів В- 1 , В- 1а , В- П і В- Па.

Автоматами захисту електродвигунів , провідників і шинопроводів від впливу великих струмів в мережах напругою до 1 кВ зазвичай служать плавкі запобіжники (з набором плавких вставок) і автоматичні вимикачі з електромагнітними, напівпровідниковими або комбінованими розчіплювачем.

Захист плавкими запобіжниками

Запобіжник складається з корпусу, в якому знаходиться металева пластинка або нитка, яка є штучним ослабленням ланкою в ланцюзі струму. Струм, що перевищує нормальний, нагріває плавку вставку, викликаючи її розплавлення.

Чим більше струм, тим швидше підвищується температура вставки і тим менше потрібно часу, щоб вставка розплавилася.



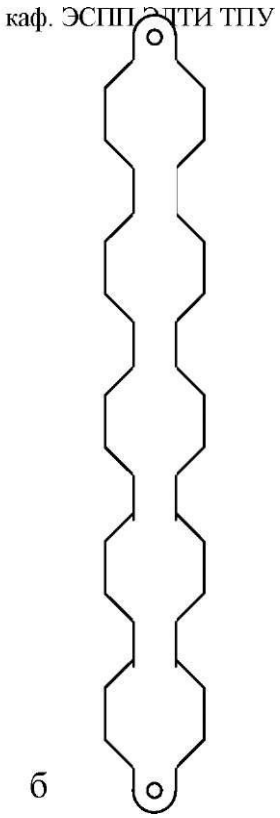


Рисунок 6.1- Характеристика запобіжника (а) і форма плавкої вставки ПР-2 (б)

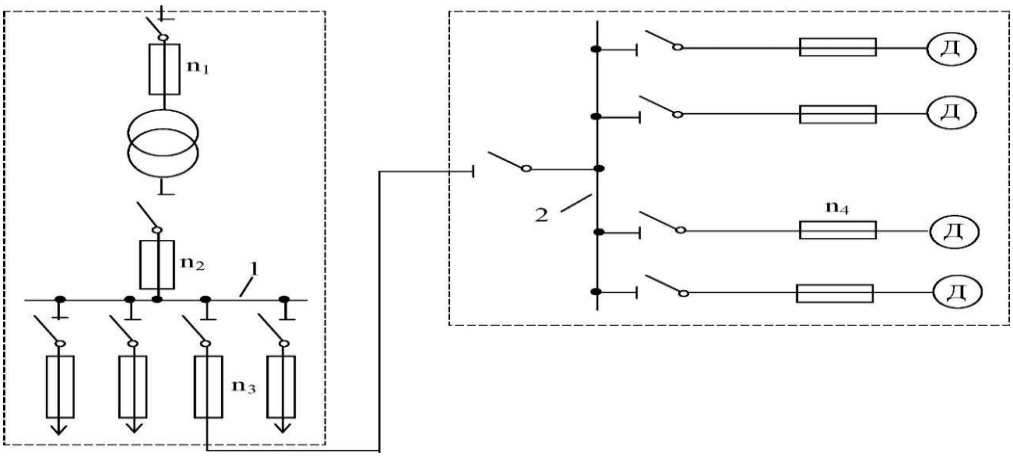


Рисунок 6.2 – Розміщення плавких запобіжників в радіальній схемі

За конструктивними ознаками запобіжники на напругу до 1 кВ поділяються на дві групи:

- Без наповнювача розбірні (ПР - 1 , ПР - 2) :
- З наповнювачем (насипні) не розбірні і розбірні (НПН - 2 , ПН -2).

За матеріалом вставки розрізняють запобіжники :

- З великою тепловою інерцією (свинець , його сплави), що витримують значні короткочасні перевантаження по струму (рис.4.4 , а) ;
- Безінерційний, з малою тепловою інерцією, тобто з обмеженою здатністю до перевантажень (мідь , срібло, цинк).

Запобіжники володіють у порівнянні з іншими апаратами захисту

(автоматичними вимикачами) рядом переваг, а саме:

- Простота і надійність в експлуатації, велика відключає здатність, швидкодія , струмообмежувального здатність, менша вартість.

До недоліків запобіжників слід віднести недостатню надійність захисту від струмів перевантаження , можливість роботи ЕП на двох фазах при перегорання запобіжника в одній фазі , одноразовость дії плавкою вставки.

Зразкове розміщення запобіжників в радіальних схемах цехових мереж показано на рис.2. Вибір запобіжників для всіх точок мережі повинен забезпечувати селективність (вибірковість) їх дії. При цьому, природно, передбачається розміщення запобіжників по зменшуючим величинам номінальних струмів вставок.

Чим більше струм , тим швидше підвищується температура вставки і тим менше потрібно часу, щоб вставка розплавилася .

Захист електродвигунів (ЕД) плавкими запобіжниками

Вони повинні захищати ЕД від струмів КЗ, але не повинні відключати ланцюг при пуску ЕД. Ці вимоги виконуються при дотриманні наступних умов (для плавких вставок з малою тепловою інерцією):

$$I_{нвст} \geq I_{ндв},$$

$$I_{нвст} \geq \frac{I_{пуск.дв}}{K_п}$$

де $I_{пуск.дв}$ $I_{пуск.дв.}$- пусковий струм ЕД,

$K_п$ - коефіцієнт короткочасної теплової перегрузки вставки, який враховує умови пуску ЕД;

Для легкого пуску (час розгону не більше 10 с) Кп = 2,5, для важкого - часті і тривалі пуски (час розгону більше 10 с) Кп = 1,6-2,0, для зварювальних апаратів Кп = 1,6; $I_{нвст}$ - вибирається за шкалою найбільшим значенням з вищезгаданних умов.

Захист автоматичними вимикачами

Вони призначаються для заміни рубильників і запобіжників і є більш досконалими апаратами захисту в мережах напругою до 1 кВ , так як після відключення вони готові до швидкого повторному включенню. Це апарати багаторазового дії, забезпечені пристроями витримки часу , що забезпечують виборче дію захисту . Всі автомати мають в кожній фазі максимальне струмове реле прямої дії, яке називається розчіплювачем.

Розчіплювач складається з двох елементів:

- нагрівального на основі біметалічної пластини , що здійснює захист від перевантаження з витримкою часу, званого тепловим;

- електромагнітного елемента, що здійснює максимальний струмовий захист з витримкою або без витримки часу - відсічення при токах КЗ.

Автоматичні вимикачі забезпечують захист від перевантажень :

- За допомогою теплових розчіплювач, діючих з витримкою часу, обернено залежною від струму перевантаження;

- Розчіплювач з годинниковим механізмом (з назад залежною від струму характеристикою) ;

- За допомогою напівпровідникових розчіплювач (з обернено залежною від струму характеристикою) ;

- Комбінованими розчіплювач, що забезпечують захист від перевантажень (з обернено залежною від струму характеристикою) і струмів КЗ миттєвої дії і з витримкою часу , що забезпечує селективність дії .

Вибір автоматичних вимикачів

Вимикачі характеризуються такими величинами:

- номінальним струмом автомата $I_{на}$;

- номінальним струмом розчіплювача автомата $I_{н.розч.}$, так як в один і той же автомат можуть бути вбудовані різні по струму розчеплювача, розраховані на різні номінальні струми, при цьому має виконуватися умова

$$I_{на} \geq I_{н.розч.}$$

- уставками спрацьовування по струму і часу при перевантаженнях ($I_{перев}$, $t_{перев.}$) і коротких замиканнях (Ікз , Іминттєве), званих відсічками, а для селективних автоматів уставками витримки часу спрацьовування при КЗ в мережі - tкз , а для неселективних автоматів - власний час спрацьовування при КЗ в мережі:

$$(I_{кз} \geq I_{уст.авт}).$$

Наприклад , на кресленні біля автомата напис - АВМ20С Ін.розч. = 1500 А (1800 / 8000 , tкз = 0,4 с). Це означає , що для захисту мережі використаний автомат типу АВМ з розчіплювачем Ш- типу (селективний) , розрахований на 2000 А. У нього вбудований розчіплювач на Ін = 1500 А. Автомат почне спрацьовувати при токах перевантаження Іпер = 1800 А (з витримкою часу не менше 3 с) і токах $I_{кз}$ = 8000 А з витримкою часу , рівний 0,4 с.

Таблица 2.22

Тип выключателя	Вид расцепителя максимального тока	Номинальный ток выключателя $I_{ном}$, А	Номинальный ток расцепителя максимального тока $I_{ном}$, А	Предельный ток отключения выключателя $I_{откл}$, кА, при $U = 380$ В
А3710Б	Полупроводниковые и электромагнитные	40 80 160	20, 25, 32, 40 40, 50, 63, 80 80, 100, 125, 160	18 36 75
А3720Б	Электромагнитные	250	160, 200, 250	75
А3730Б	»	400	160, 200, 250, 320, 400	100
А3740Б	»	630	250, 320, 400, 500, 630	100

Лекція №7

Тема: Регулювання величини і якості напруги

Мета: ознайомити з основними нормами якості електричної енергії

Методи: словесний, наочний

План:

1 Норми якості електричної енергії та область їх застосування в системах електропостачання.
2 Характеристика основних показників норм якості електричної енергії.
3 Способи та технічні засоби підвищення якості електроенергії.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник

Література:

1 ДСТУ 13109-97
2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Норми якості електричної енергії та область їх застосування в системах електропостачання.

Перелік і нормативні (допустимі) значення показників якості електроенергії (ПКЕ) встановлені ДСТУ 13109-97 «Електрична енергія. Вимоги до якості електричної енергії в електричних мережах загального призначення».

Зниження якості електроенергії обумовлює:

- збільшення втрат у всіх елементах електричної мережі; прискорене старіння ізоляції, скорочення терміну служби (у деяких випадках вихід з ладу) електрообладнання;
- зростання споживання електроенергії і необхідної потужності електрообладнання;
- порушення роботи і помилкові спрацьовування пристроїв релейного захисту та автоматики ;
- збої в роботі електронних систем управління, обчислювальної техніки і специфічного обладнання;
- ймовірність виникнення однофазних коротких замикань через прискореного старіння ізоляції машин і кабелів з переходом однофазних замикань в багатофазні;
- перешкоди в теле- і радіоапаратурі, помилкова робота рентгенівського обладнання ;
- неправильна робота лічильників електричної енергії.

Якість електроенергії у вузлах приєднання рівнів системи електропостачання характеризується такими параметрами:

- частота;
- напруга.

Частота - загальносистемний параметр, який визначається балансом активної потужності в системі. При виникненні дефіциту активної потужності в системі відбувається зниження частоти до такого значення , при якому встановлюється новий баланс виробленої і спожитої електроенергії. При цьому зниження частоти пов'язано із зменшенням швидкості обертання електричних машин і зменшенням їх кінетичної енергії.Звільнена при цьому кінетична енергія використовується для підтримки частоти . Тому частота в системі змінюється порівняно повільно.

Однак при дефіциті активної потужності (більше 30 %) частота змінюється швидко і виникає ефект « миттєвої » зміни частоти - «лавина частоти». Зміна частоти зі швидкістю більше 0,2 Гц в секунду прийнято називати **коливаннями частоти.**

Напруга у вузлі електроенергетичної системи визначається балансом реактивної потужності по системі в цілому і балансом реактивної потужності у вузлі електричної мережі. Встановлюється 12 показників якості електроенергії (табл. 11.1) .

Таблиця 11.1 – Встановлені ГОСТ 103109-97 норми ПКЕ

Показатели КЭ, единицы измерения	Нормы КЭ	
	Нормально допустимые	Предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения δU_y, %	±5	±10
Размах изменения напряжения δU_t,%	–	См. [11]
Доза фликера, отн. ед.		
Кратковременная P_{st}	–	1,38; 1,0
Длительная P_{lt}	–	1,0; 0,74
Коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазного (фазного) напряжения K_y	См. [11]	
Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, %	См. [11]	
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}, %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U},%	2	4
Отклонения частоты Δf, Гц	±0,2	±0,4
Длительность провала напряжения $\Delta t_п$, с	–	30
Импульсное напряжение $U_{имп}$, кВ	–	–
Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$, отн. ед.	–	–

На всі показники якості електричної енергії (ПЯЕ), чисельні значення норм яких є в стандарті, договірно запускається механізм штрафних санкцій, що формується **на 6 ПЯЕ з 11** перерахованих:

- відхилення напруги;
- відхилення частоти;
- доза флікера;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальности кривої напруги;
- коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовності.

І Відхилення напруги.

Відхилення напруги характеризуються показником усталеного відхилення напруги на виводах приймачів електричної енергії δU у,%. Нормально допустимі і гранично допустимі значення δU у на виводах

приймачів електричної енергії дорівнюють відповідно ± 5% і ± 10% від початкового (номінального) напруги електричної мережі ГОСТ 721 і ГОСТ 21128.

Допустимі значення δUу в точках загального приєднання споживачів напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в договорах на користування електричною енергією між енергопостачальною організацією та споживачем з урахуванням необхідності виконання норм даного стандарту на виводах приймачів електричної енергії.

II Відхилення частоти напруги.

Вимірювання відхилення частоти f здійснюють для кожного і-го спостереження за встановлений період часу. Вимірюють дійсне значення частоти і обчислюють усереднене значення fy як результат усереднення N спостережень (не менше 15) f_i на інтервалі часу, рівному 20 с, за формулою:

$$f_{\text{у}} = \sum_{i=1}^{N} f_i / N. \tag{11.1}$$

Відхилення частоти:

$$\Delta f = f_{\text{у}} - f_{\text{ном}}, \tag{11.2}$$

де $f_{\text{ном}}$ - номінальне значення частоти, Гц.

При цьому якість вважають відповідним, якщо сумарна тривалість часу виходу за нормально допустимі значення становить не більше 5% від встановленого періоду часу і не виходить за гранично допустимі значення всі 24 години.

III Несинусоїдальність напруги

Несинусоїдальність напруги характеризується коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U (%) і коефіцієнтом і-й гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$ (%).

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнтів спотворення синусоїдальності кривої напруги наведені нижче:

$U_{\text{ном}}$, кВ	0,38	6—20	35	110—330
$K_{U\text{норм}}$, %	8,0	5,0	4,0	2,0
$K_{U\text{пред}}$, %	12,0	8,0	6,0	3,0

Несиметрія напруги.

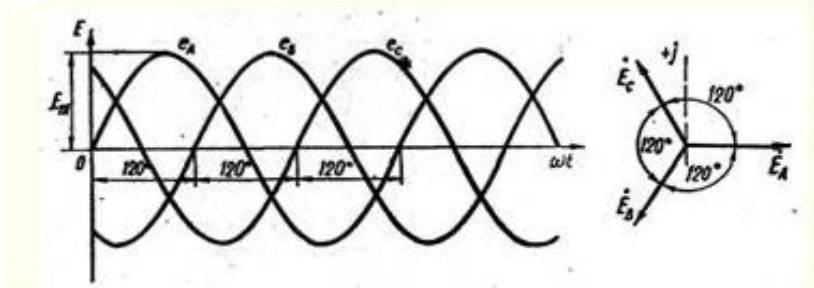


Рисунок 11.1 – Симетрична система

Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтом несиметрії напруг по зворотній послідовності $К_{2U}$(%) і коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовності K_{0U} (%).

Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності $К_{2Ui}$ і як результат n-го спостереження (%):

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}}, \tag{11.3}$$

де $U_{2(1)i}, U_{1(1)i}$ - діюче значення напруги зворотної та прямої послідовності основної частоти трифазної системи в і-му спостереженні.

Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовностю:

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \tag{11.4}$$

де $U_{0(1)i}$ – діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг в 1-му спостереженні;

$U_{1(1)i}$ - діюче значення міжфазної напруги прямої послідовності основної частоти.

IV Причини і джерела порушення показників якості електричної енергії.

Причина відхилення напруги: добові, сезонні, технологічні зміни навантаження.

Причина відхилення частоти: зниження генеруючих потужностей в мережі, перевантаження генераторів.

Причина несинусоїдальності напруги: силове обладнання з тиристорним управлінням, люмінесцентні лампи, зварювальні установки, перетворювачі частоти, імпульсні перетворювачі напруги .

Причина несиметрії напруги: використання однофазних або несиметричних електроприймачів.

Споживач може бути джерелом спотворень по декількох ПЯЕ. Кількість і місце розташування джерел у схемі відомо приблизно, а рівень внесених ними спотворень практично невідомий . Спотворені струми розтікаються по мережах в залежності від схеми мережі, її частотних характеристик і т. д. Струми сходяться у вузлах, тому спотворення напруги визначається дією декількох учасників .

V Способи та технічні засоби підвищення якості електроенергії.

Існують три основні групи методів підвищення якості електроенергії:

1. Раціоналізація електропостачання, яка полягає, зокрема, у підвищенні потужності мережі, в харчуванні нелінійних споживачів підвищеною напругою;

2. Забезпечення номінального завантаження двигунів, використання багатофазних схем випрямлення, включення до складу споживача коригувальних пристроїв;

3. Використання пристроїв корекції якості - регуляторів одного або декількох показників якості електроенергії або пов'язаних з ними параметрів споживаної потужності.

Зниження несиметрії напруг досягається зменшенням опору мережі струмів зворотної та нульової послідовностей і зниженням значень самих струмів .

Зниження несинусоїдальності напруги досягається:

- схемними рішеннями: виділення нелінійних навантажень на окрему систему шин; розосередження навантажень по різних вузлах живлення з підключенням паралельно їм електродвигунів; угрупування перетворювачів за схемою множення фаз; підключення навантаження до системи з більшою потужністю;
- використанням фільтрових пристроїв: включення паралельно навантаженних вузькосмугових резонансних фільтрів, фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКУ), фільтросиметруючих пристроїв (ФСУ), містять ФКУ.

Лекція №8

Тема: Коефіцієнт потужності електроустановок промислових підприємств

Мета: ознайомити з призначенням коефіцієнта потужності в системі електропостачання

Методи: словесний

План:

1 Вплив реактивної потужності на систему електропостачання.

2 Значення в системі електропостачання підвищення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$.

3 Визначення і розрахунок коефіцієнта потужності $\cos\varphi$.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

1 Вплив реактивної потужності на систему електропостачання.

Поява в мережі реактивної потужності сприяє перегріванню обладнання і кабельних ліній, що сприяє скороченню терміну їх служби. Передача реактивної потужності перевантажує лінії електропередач (ЛЕП) реактивними струмами, що призводить до збільшення втрат активної потужності при передачі електроенергії до споживачів, як наслідок знижується економічність роботи енергосистеми.

При значному зниженні значення коефіцієнта потужності трансформатори та генератори виявляються настільки завантаженими реактивними струмами, що подальше отримання від них активної потужності стає нереальним. Крім того, при зниженні коефіцієнта потужності збільшуються і втрати напруги в мережах і практично всі показники якості

електроенергії за напругою залежать від обсягів споживання реактивної потужності промисловими установками.

Споживачі електричної енергії вимагають для своєї роботи як активної, так і реактивної потужності. Реактивна потужність виробляється як і активна синхронними генераторами і передається по системі електропостачання до споживачів. Реактивна потужність затрачається на створення змінних електромагнітних полів.

Основними споживачами реактивної потужності на промислових підприємствах є асинхронні двигуни. На їх частку приходиться 65–70% споживаної реактивної потужності, 20–25% приходиться на трансформатори і 10% на повітрян і лінії електропередачі та інші приймачі (люмінесцентні лампи, індуктивні печі і т.ін.).

Знижуючи споживання приймачами реактивної потужності, можна:
- зменшити встановлену потужність генератора,
- трансформаторну потужність підстанцій,
- збільшити пропускну здатність системи електропостачання, не збільшуючи перерізів кабелів, проводів та інших струмоведучих частин.

На рисунку наведена діаграма, що ілюструє роботу компенсуючого пристрою.

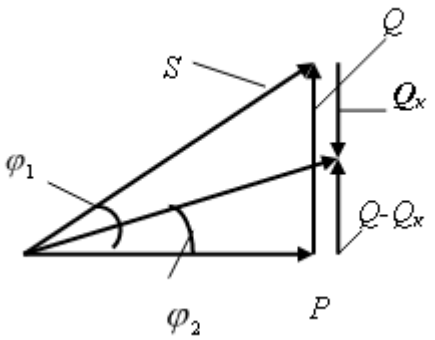


Рисунок 12.1 - Діаграма компенсації роботи пристрою

При зниженні споживання реактивної потужності Q до Q – Qк величина φ_1 зменшується до φ_2, що приводить до збільшення коефіцієнта потужності при постійній величині переданої активної потужності.

Способи забезпечення промислових споживачів активною і реактивною потужностями різні. Якщо джерелами активної потужності є тільки генератори електричних станцій, то видів джерел реактивної потужності більше: синхронні машини, батареї конденсаторів, ємнісна провідність повітряних і кабельних ліній електропередачі.

Витрати на виробництво реактивної потужності генераторами електричних станцій, як правило, нижче, ніж витрати на виробництво реактивної потужності іншими джерелами. Але передача реактивної потужності від шин електричних станцій по мережах електричної системи і мережах промислових підприємств приводить до додаткових витрат.

Втрати активної потужності і енергії в елементах мережі, по яких передається реактивна потужність Q при напрузі;

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p . \tag{8.2}$$

ΔP_a і ΔP_p - втрати на передачу активної і реактивної потужності.

Враховуючи що коефіцієнт потужності

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} , \tag{8.3}$$

$$\text{тоді} \quad P^2 + Q^2 = \frac{P^2}{\cos\varphi} , \tag{8.4}$$

Находимо

$$\Delta P = \Delta P_a + \Delta P_p = \frac{P^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos\varphi^2} , \tag{8.5}$$

Виходить, що втрати активної потужності обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності.

2 Визначення і розрахунок коефіцієнта потужності

Коефіцієнт потужності в кожний момент часу:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S_i} = \frac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}} \tag{8.6}$$

где P_i, S_i і Q_i — відповідно активная, повна и реактивна потужність в момент часу кВт, к В А, кВАр.

Активні і реактивні потужності підприємств змінюються не тільки протягом тривалих проміжків часу (доби, місяця), а й протягом однієї виробничої зміни.

Значення коефіцієнта потужності в момент часу t_i найбільш точно визначається за фазометром.

Середньозважений коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{сзв}$ визначають за показниками лічильників активної Wa і реактивної Wp енергії за визначений проміжок часу для діючих підприємств:

Величини Wa і Wp для проектованих підприємств можуть визначається:

$$tg\varphi_{срзв} = \frac{W_p}{W_a}, \tag{8.7}$$

$$\cos\varphi_{срзв} = \sqrt{1+\left(\frac{W_p}{W_a}\right)}, \tag{8.8}$$

З усього вище сказаного випливає, що завдання компенсації реактивної потужності на промислових підприємствах необхідна, актуальна і економічно виправдана.

Компенсація реактивної потужності в розподільчих електричних мережах покращує наступні показники роботи енергосистем :

- Підвищення якості напруги у вузлах мережі ;
- Зниження витрат на устаткування (менші перерізу проводів та кабелів , менша встановлена потужність трансформаторів).

Лекція № 9

Тема: Визначення компенсуючої реактивної потужності

Мета:

1 Ознайомити з основними вихідними даними, які потрібні для визначення компенсуючої реактивної потужності

2 Опанувати схеми зєднання КУ напругою 0,38 кВ

Методи: словесний, наочний

План:

1 Вихідні дані для розрахунку реактивної потужності.

2 Схеми з’єднання КУ напругою 0,38 кВ.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник, схеми з’єднання КУ

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Електрична енергія, що виробляється на електростанціях і споживана різними електроприймачів , підрозділяється на активну і реактивну . Активна енергія забезпечує корисну роботу електроприймачів - електродвигунів, печей , освітлення тощо і перетворюється в них в механічну , теплову, світлову та інші види енергії; реактивна ж енергія ніякої корисної роботи не виробляє , а витрачається на створення магнітних потоком в асинхронних двигунах , трансформаторах та інших електротехнічних пристроях.

Реактивна енергія переходить від джерела (наприклад, генератора) до споживача , а потім назад до джерела.

У зв'язку з цим збільшення реактивної енергії (потужності) призводить до недостатнього використання встановленої потужності генераторів або трансформаторів. При збільшенні реактивної потужності з незмінною активною потужністю струм, що проходить по проводах, зростає, що призводить до необхідності збільшити переріз проводів ліній електропередач і витрата металу на їх виготовлення.

Для компенсації реактивної потужності експлуатованих або проектованих електроустановок споживачів зазвичай застосовують генерування реактивної потужності на самому підприємстві. **Одним з поширених способів компенсації реактивної потужності є установка статичних конденсаторів .**

Реактивна потужність, кВАр , статичних конденсаторів визначається як різниця між найбільшою фактичною реактивною потужністю $Q_м$ навантаження підприємства та граничної реактивної потужності $Q_е$ представленої підприємству енергосистемою за умовами режиму її роботи :

$$Q_{К.У.} = Q_м - Q_е = P_м \cdot \left(tg\varphi_м - tg\varphi_е \right),$$

де $P_м$ - потужність активного навантаження підприємства в години максимуму енергосистеми, приймається по середній розрахунковій потужності найбільш загруженої зміни;

$tg\varphi_м$ - фактичний тангенс кута, який відповідає потужності навантаження $P_м$ і $Q_м$;

$tg\varphi_e$ - оптимальний тангенс кута, який відповідає встановленим підприємству умовами отримання від енергосистеми потужностей навантаження $P_м$ і $Q_м$.
В економіці:

$$Q_{ККП} = \sum P_{акт} \cdot \left(tg\varphi_{\substack{цеху \\ середньозважений}} - tg\varphi_{\substack{розмір якого вимагає \\ енергопостачальна \\ компанія}} \right)$$

2 Схеми з'єднання КУ напругою 0,38 кВ

Залежно від призначення, напруги та потужності схеми з'єднань конденсаторних установок виконують однофазними і трифазними з паралельним або паралельно-послідовним з'єднанням конденсаторів. На наведені схеми з'єднань конденсаторних установок 380 В.

В освітлювальних і силових мережах з лінійною напругою 380 В застосовують головним чином трифазні конденсаторні установки з паралельним з'єднанням конденсаторів, з'єднаних за схемою трикутника. Однофазні конденсаторні установки 220, 380 В застосовуються для індивідуальних однофазних ЕП (електричні печі тощо). В освітлювальних мережах трифазні конденсаторні установки звичайно підключають безпосередньо до ліній цих мереж , однак після мережевого вимикача (рис. 14.1, а).

У силових мережах трифазні конденсаторні установки можуть підключатися як безпосередньо під загальний вимикач з ЕП, так і через окремий вимикач до шин розподільних щитів напругою 380 В (рис. 14.1, б-д).

При необхідності застосовують секціоновані схеми, що складаються з декількох окремих секцій конденсаторних установок, кожна з яких підключається до шин розподільного щита через свій вимикач.

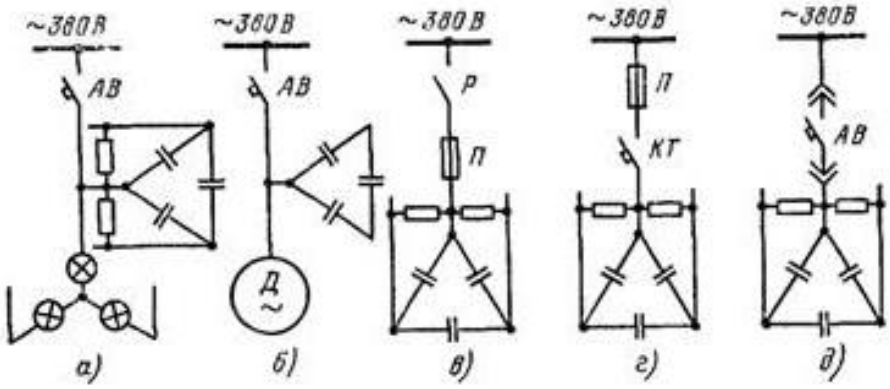


Рис. 14.1 - Схеми приєднання конденсаторних установок 380 В:
а, б - із загальним вимикачем; в - з рубильником і запобіжником;
г - з запобіжником і контактором; д - з автоматичним вимикачем

Лекція № 10

Тема: Конденсаторні установки з автоматичним регулюванням

Мета:
1 Ознайомити з структурою умовних позначень конденсаторних установок (КУ).
2 Опанувати конструктивну будову конденсаторних установок (КУ).
3 Обґрунтувати основний захист конденсаторних установок (КУ).

Методи: словесний, наочний

План:

1 Структура умовного позначення конденсаторних установок (КУ).
2 Конструктивна будова конденсаторних установок (КУ).
3 Захист конденсаторних установок (КУ).

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник,

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

1 Структура умовного позначення конденсаторних установок (КУ).

УКРМ-	ХХ-	ХХХ	/ХХ-	Х-	УЗ
1	2	3	4	5	6

1 Автоматична конденсаторна установка
2 Номінальна напруга установки (кВ).
3 Номінальна потужність установки.
4 Кількість ступенів.
5 Номінальна потужність ступені регулювання в кВАр.
6 Кліматичне виконання за ГОСТ 15150-69 .

2 Конструктивна будова конденсаторних установок (КУ).

Автоматична конденсаторна установка (батарея) складається з ступенів автоматичного регулювання, кожна з яких складається з контактора, трифазних конденсаторів і плавких запобіжників. В установках підлогового виконання кожна ступінь представляє собою окремі модулі, що дозволяє збільшувати потужності конденсаторної установки (батареї) шляхом установки додаткових модулів.

Ступені регулювання потужності конденсаторної установки (батареї) перемикаються по сигналу від цифрового регулятора, забезпечуючи підтримання заданого $\cos\varphi$ або заданої генеруючої потужності конденсаторної установки (батареї). У якості інформації про поточний режим споживання реактивної потужності навантаженнями підстанцій в регуляторі використовується значення виміряної напруги (діапазон напруги 230 ... 400 В) і струму в точці контролю режиму, трансформатор струму, вторинний струм 5 А.

КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ (БАТАРЕЇ) З АВТОМАТИЧНИМ РЕГУЛЮВАННЯМ, ПІДЛОГОВЕ ВИКОНАННЯ

1. Підключення силових кабелів (фази А, В, С і нейтраль), передбачений підвід кабелів зверху або знизу.
2. Контактна колодка мереж управління.
3. Цифровий регулятор.
4. Конденсаторний модуль ступенів регулювання з запобіжниками, контакторами і трифазним конденсатором.

Рисунок 14.1 - Конденсаторні установки (батареї) з автоматичним регулюванням, підлогове виконання

КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ (БАТАРЕЇ) З АВТОМАТИЧНИМ РЕГУЛЮВАННЯМ, НАСТІННІ ВИКОНАННЯ

1. Підключення силових кабелів (фази А, В, С і нейтраль), передбачений підвід кабелів зверху або знизу.
2. Контактна колодка мереж управління.
3. Цифровий регулятор.
4. Запобіжники ступенів регулювання.

5 Контактор.

6. Трифазний конденсатор.

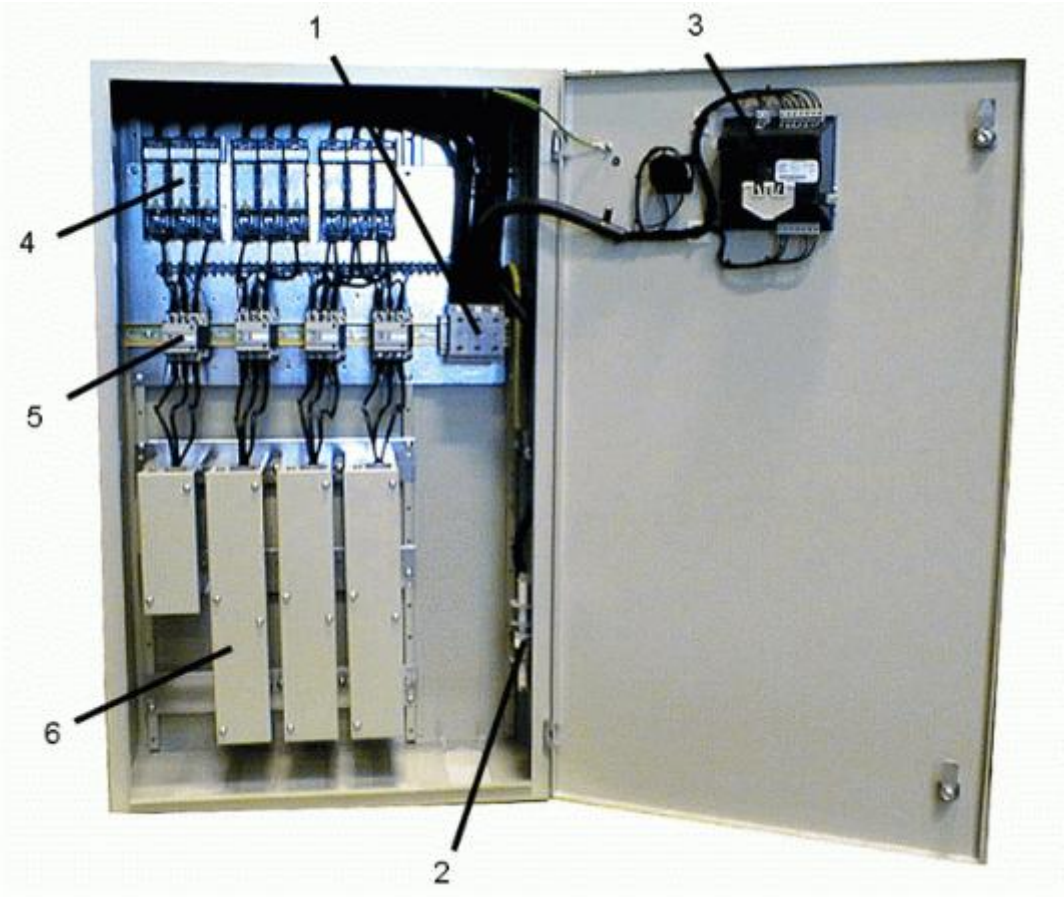


Рисунок 14.2 - Конденсаторні установки (батареї) з автоматичним регулюванням, підлогове виконання

Захистом КУ слугує допоміжна апаратура це :
- запобіжники;
- контактори ;
- автоматичні вимикачі (автомати);
- трансформатори струму.

Конта́ктор - двопозиційний контактний електричний апарат з самоповерненням, призначений для частих комутацій струмів, що не перевищують передбачених струмів перевантаження.

Лекція №11

Тема: Призначення підстанцій і розподільних пристроїв

Мета:

1.1 Ознайомитися з призначенням підстанцій

1.2 Опанувати призначення розподільних пристроїв

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Трансформаторні підстанції.
2 Розподільні пристрої.
3 Призначення і класифікація підстанцій, розподільних пристроїв.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Кожна підстанція має розподільні пристрої (РП), що містять комутаційні апарати, пристрої захисту та автоматики, вимірювальні прилади, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої.

Основні характеристика РП. За конструктивним виконанням РУ ділять на відкриті та закриті. Вони можуть бути комплектними (збірка на підприємстві-виробнику) або збірними (збірка частково або повністю на місці застосування). Розглянемо найбільш поширені на підстанціях промислових підприємств комплектне РУ.

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) - такий пристрій, у якого вага або основне обладнання розташоване на відкритому повітрі; закритий розподільний пристрій (ЗРП) - пристрій, обладнання якого розташоване в будівлі.

Комплектний розподільний пристрій (КРУ) - розподільчий пристрій, що складається з шаф, закритих повністю або частково, або блоків з вбудованими в лихий апаратами, пристроями захисту та автоматики, вимірювальними приладами та допоміжними пристроями, що поставляється в зібраному йди повністю підготовленому для збирання вигляді і призначене для внутрішньої установки.

Комплектний розподільний пристрій зовнішньої установки (КРУН) - це КРУ, призначене для зовнішньої установки.

Комплектна трансформаторна (перетворювальна) підстанція (КТП) підстанція, яка складається з трансформаторів (перетворювачів) і блоків КРУ чи КРУН, що поставляються в зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді.

Розподільчий комутаційний пункт (РП) розподільний пристрій, призначений для прийому і розподілу електроенергії на одному напрузі без перетворення і трансформації.

Камера-приміщення, призначене для установки апаратів і шин: закрита камера закрита з усіх боків і має суцільні (Не сітчасті) двері; огороджена камера має прорізи, захищені повністю йди частково не суцільними (сітчастими або змішаними) огорожами.

Кожна підстанція має три основних вузла: РУ вищої напруги, трансформатор і РУ нижчої напруги.

Призначення і класифікація підстанцій. Електроустановка, що складається з трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільних пристроїв напругою до 1000 В і вище, що служить для перетворення і розподілу електроенергії, називається *підстанцією*.

В залежності від призначення підстанції виконують трансформаторними (ТП) або преосвітніми (ГОТ) - випрямними.

Трансформаторні підстанції є основною ланкою системи електропостачання. У залежності від положення в енергосистемі, призначення, значення первинного і вторинного напруг їх можна поділити на районні підстанції, підстанції промислових підприємств, тягові підстанції, підстанції міської електричної мережі та ін.

Районні та вузлові підстанції живляться від районних (основних) мереж енергетичної системи і призначені для електропостачання великих районів, в яких знаходяться промислові, міські, сільськогосподарські та інші споживачі електроенергії. Первинні напруги районних підстанцій складають 750, 500, 330, 220, 150 і 110 кВ, а вторинні-220, 150, 110, 35, 20, 10 або 6 кВ.

На території промислових підприємств розміщують трансформаторні підстанції наступних видів:

Заводські підстанції, які виконуються як: а) головні знижувальні підстанції і підстанції глибокого вводу з відкритим РУ для прийому електроенергії від енергетичних систем напругою 110-35 кВ і перетворення її в напругу заводської мережі 6-10 кВ для живлення цехових і міжцехових підстанцій та потужних споживачів ; б) підстанції та розподільчі пункти із закритими РУ, з установкою на них високовольтного обладнання На 6-10 кВ типу КСО або КРУ і трансформаторів на 6-10 / 0,4 кВ.

Цехові підстанції, призначені для живлення одного або декількох цехів, виконуються: а) окремо стоять, прибудованими і вбудованими з установкою трансформаторів в закритих камерах і розподільних щитів па напругу 0,4-0,23 кВ; б) внутрішньоцехових в основному як комплектні типу КТП з установкою на них одного-двох трансформаторів потужністю 400 кВ А і вище, розміщеними в окремому приміщенні цеху або безпосередньо в цеху в залежності від умов навколишнього середовища і характеру виробництва.

Лекція №12

Тема: Будова, призначення відкритих і закритих розподільних пристроїв (РП)

Мета: Ознайомитися з будовою, призначенням відкритими і закритих розподільних пристроїв (РП)

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Будова, призначення відкритих розподільних пристроїв (ВРП).

2 Будова, призначення закритих розподільних пристроїв (ЗРП)

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

ЗАКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ (ЗРУ)

1 Вимоги до конструкцій ЗРУ

Розподільна установка - це електроустановка, призначена для прийому й розподілу електричної енергії, що містить електричні апарати, шини й допоміжні пристрої.

Якщо розподільна установка розташована всередині будинку, то вона називається закритою.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) споруджуються звичайно при напрузі 3 – 20 кВ. При більших напругах, як правило, споруджуються відкриті РУ. Однак при обмеженій площі під РУ або при підвищеному забрудненні атмосфери можуть застосовуватися ЗРУ на напруги 35-220 кВ.

Розподільні установки повинні забезпечувати надійність роботи електроустановки, що може бути виконано тільки при правильному виборі й розміщенні електроустаткування, при правильному підборі типу й конструкції РУ відповідно до ПУЕ.

Обслуговування РУ повинне бути зручним і безпечним. Розміщення обладнання в РУ повинне забезпечувати добрий огляд, зручність ремонтних

робіт, повну безпеку при ремонтах й оглядах. Для безпеки дотримуються мінімальні відстані від струмоведучих частин для різних елементів ЗРУ.

Неізольовані струмоведучі частини щоб уникнути випадкових доторкувань до них повинні бути поміщені в камери або обгороджені.

Огородження може бути суцільним або сітчастим. У багатьох конструкціях ЗРУ застосовується змішане огородження – на суцільній частині огородження кріпляться приводи вимикачів і роз'єднувачів, а сітчаста частина огородження дозволяє спостерігати за устаткуванням.

Висота такого огородження повинна бути не менше 1,9 м, при цьому сітки повинні мати отвори розміром не більше 25 х 25 мм. Огородження повинні замикатися на замок.

Неізольовані струмоведучі частини, розташовані над підлогою на висоті до 2,5 м в установках 3 – 10 кВ і 2,7 м в установках 20 – 35 кВ, повинні огороджуватися сітками, причому висота проходу під сіткою повинна бути не меншою 1,9 м.

Огляди устаткування виконуються з коридору обслуговування, ширина якого повинна бути не менше 1 м при однобічному й 1,2 м при двосторонньому розташуванні устаткування.

Якщо в коридорі ЗРУ розміщені приводи роз'єднувачів і вимикачів, то ширина такого коридору повинна бути відповідно 1,5 й 2 м.

Якщо в ЗРУ застосовуються комірки КРУ, то ширина проходу для керування й ремонту КРУ викочуваного типу повинна забезпечувати зручність переміщення й розвороту викотних візків, тому при однорядному розташуванні ширина визначається довжиною візка плюс 0,6 м, при дворядному розташуванні – довжиною візка плюс 0,8 м. При наявності проходу із задньої сторони КРУ його ширина повинна бути не менш 0,8 м.

Із приміщень ЗРУ передбачаються виходи назовні або в приміщення з негорючими стінами й перекриттями: один вихід при довжині РУ до 7 м, два виходи по кінцях при довжині від 7 до 60 м, при довжині більше 60 м – два виходи по кінцях і додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридорів РУ до виходу не перевищувала 30 м. Двері з РУ повинні відкриватися назовні й мати самозамикальні замки, що відкривають без ключа з боку РУ.

РУ повинне забезпечувати пожежну безпеку. Будівельні конструкції ЗРУ повинні відповідати вимогам БНіП, а також правилам пожежної охорони (ППО). Будівля РУ споруджується з вогнестійких матеріалів. При проектуванні ЗРУ передбачаються заходи для обмеження поширення аварії.

Для цього устаткування окремих елементів РУ встановлюється в камерах – приміщеннях, обмежених з усіх боків стінами, перекриттями, огородженнями. Якщо частина огороджень сітчаста, то камера називається

відкритою. У таких камерах установлюються роз'єднувачі, безмасляні й маломасляні вимикачі й бакові вимикачі з кількістю масла до 25 кг. У сучасних ЗРУ бакові вимикачі з більшою кількістю масла (більше 60 кг) не застосовуються, тому що для їх установки треба передбачати закриті камери з виходом назовні, що значно ускладнює будівельну частину.

У ЗРУ передбачається природна вентиляція приміщень трансформаторів і реакторів, а також аварійна витяжна вентиляція коридорів обслуговування відкритих камер з маслонаповненим устаткуванням.

Розподільна установка повинна бути економічною. Вартість спорудження РУ складається з вартості будівельної частини, електричного устаткування, електромонтажних робіт і накладних витрат. Для зменшення вартості будівельної частини по можливості зменшують обсяг будівлі й спрощують її конструкцію. Значне зменшення вартості досягається застосуванням будинків РУ зі збірних залізобетонних конструкцій, які замінюють цегельну кладку, що застосовувалася раніше.

Для зменшення вартості електромонтажних робіт і прискорення спорудження РУ широко застосовують укрупнені вузли, зібрані на спеціалізованій монтажній базі. Такими вузлами можуть бути камери й шафи з убудованим електроустаткуванням: камери для збірних шин і шинних роз'єднувачів, шафи керування вимикачами, шафи лінійних роз'єднувачів і т.п. Для приєднання ліній 6 – 10 кВ у сучасних РУ широко застосовують шафи комплектних розподільних пристроїв. Застосування укрупнених вузлів дозволяє використати індустріальні методи спорудження ЗРУ з максимальною механізацією електромонтажних робіт.

Розподільна установка, змонтована з укрупнених вузлів, називається **збірною**. У збірній РУ будівля споруджується у вигляді коробки, без будь-яких перегородок, загльного типу. Основу камер становить сталевий каркас, а перегородки між камерами виконують із азбестоцементних або гіпсолітових плит.

2 ВІДКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ (ВРУ)

Вимоги до конструкцій ВРУ

Розподільна установка, розташована на відкритому повітрі, називається відкритою розподільною установкою.

Як правило, РУ напругою 35 кВ і вище споруджуються відкритими.

Так само як і ЗРУ, відкриті РУ повинні забезпечити надійність роботи, безпеку й зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення, максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення.

Відстань між струмоведучими частинами й від них до різних елементів ВРУ повинне вибиратися відповідно до вимог ПУЭ.

Всі апарати ВРУ звичайно розташовуються на невисоких підставах (металевих або залізобетонних). По території ВРУ передбачаються проїзди для можливості механізації монтажу й ремонту встаткування. Шини можуть бути гнучкими із багатодротових проводів або із твердих труб.

Гнучкі шини кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а тверді - за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих стійках.

Застосування твердої ошиновки дозволяє відмовитися від порталів і зменшити площу ВРУ.

Під силовими трансформаторами, масляними реакторами й баковими вимикачами 110 кВ і вище передбачається маслоприймач, укладається шар гравію товщиною не менш 25 см, і масло стікає в аварійних випадках у маслозбірники.

Кабелі оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту, автоматики й повітропроводи прокладають у лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх у ґрунт або в металевих лотках, підвішених до конструкцій ВРУ.

Відкрите РУ повинне бути обгороджене.

Відкриті РУ мають наступні переваги перед закритими:

- менше обсяг будівельних робіт, тому що необхідні лише підготовка площадки, будівництво доріг, спорудження фундаментів й установка опор, у зв'язку із цим зменшуються час спорудження й вартість ВРУ;
- легше виконуються розширення й реконструкція;
- всі апарати доступні для спостереження.

У той же час відкриті РУ менш зручні в обслуговуванні при низьких температурах й непогоду, займають значно більшу площу, ніж ЗРУ, а апарати на ВРУ піддані запиленню, забрудненню й коливанням температури.

Конструкції ВРУ різноманітні й залежать

- від схеми електричних з'єднань,

- від типів вимикачів, роз'єднувачів й їхнього взаємного розташування.

Лекція №13

Тема:Силові трансформатори станцій і підстанцій

Мета:

1.1 Ознайомитися з призначення силовими трансформаторами;

1.2 Опанувати з навантажувальною здатністю і охолодженням трансформаторів

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Основні відомості про силові трансформатори.

2 Навантажувальна здатність силових трансформаторів.

3 Охолодження силових трансформаторів.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Силові трансформатори. Як і синхронні генератори, вони є основним електричним обладнанням, що забезпечує передачу і розподіл електроенергії від електричних станцій до споживачів.

Основні відомості. За допомогою трансформаторів здійснюють підвищення напруженням до величин (110, 220, 330, 500 кВ), необхідних для ліній електропередач енергосистем, а також багаторазове ступеневу зниження напружень до величин, застосовуваних безпосередньо в приймачах електроенергії (10; 6,3; 0; 66; 0,38; 0,22; 0,127 кВ).

Відповідно до ГОСТ 9680-72 силові трансформатори випускають з номінальними потужностями, кратними потужностям 10, 16, 25, 40, 63 кВ • А в трьох- і однофазном виконанні.

Для компенсації втрат напруги в електричних мережах підвищувальні трансформатори мають вищу напругу на 10% вище номінальної напруги мережі, а знижувальні трансформатори - нижча напруга на 5-10% вище номінальної напруги мережі. На підвищувальних і понижувальних підстанціях застосовують трифазні трансформатори або групи однофазних трансформаторів з двома або трьома роздільними обмотками. Залежно від числа обмоток трансформатори ділять на дво- і трьообмоткові. Обмотки вищої, середньої та нижчої напруг прийнято скорочено позначати Відповідно ВН, СН, НН. В даний час виготовляють трансформатори з обмотками на напруги 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500 кВ. Кожен трансформатор характеризується номінальними даними: потужністю, струмами первинної та вторинної обмоток, втратами холостого ходу ΔP_{XX}, втратами короткого замикання ΔP_K (або втратами в міді ΔP_M), напругою короткого замикання $u_к$, струмом холостого ходу i_{xx} (або i_0), а також групою з'єднання .

Напругою короткого замикання трансформатора називають напругу, яка необхідно підвести до однієї з обмоток при замкнутої накоротко інший, щоб в останній протікав номінальний струм. Ця напруга у відсотках від номінального, віднесене до потужності найбільш потужною обмотки, дається в каталогах і становить залежно від потужності трансформатора 4,5 - 12%.

Струмом холостого ходу називають струм, який при номінальній напрузі встановлюється в одній обмотці при розімкнутої інший. Втрати холостого ходу ΔP_x х визначаються струмом i_0, вираженим у відсотках від струму відповідної обмотки.

Групою сполуки називають кутове (кратне 30 °) зміщення векторів між однойменними вторинними і первинними лінійними напругами обмоток трансформатора. На електричних станціях і підстанціях найбільшого поширення набули наступні схеми і групи з'єднань двообмоткових трансформаторів: «зірка - зірка» Y / Y - 0, Y / Y- 6; «Зірка-трикутник» -Y / Δ - 1, Y / Δ -11, Y / Δ -7, Y / Δ - 5. У триобмоткових трифазних трансформаторах найбільш, часто застосовується з'єднання «зірка-зірка-нуль-трикутник» Y / Y -0 / Δ -11.

Регулювання коефіцієнта трансформації можна здійснювати при включеному (під навантаженням) або відключеному трансформаторі.

Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) застосовують на електричних станціях і районних підстанціях. Регулювання напруги трансформаторів при відключеному навантаженні (ПБЗ) виробляють на підстанціях промислових підприємств.

Номінальні струми обмоток трансформатора вказують в каталогах. Під номінальною слід розуміти навантаження, рівне номінальному струму (номінальної потужності), яку трансформатор може нести безперервно протягом усього терміну служби при номінальних температурних умовах, Ці умови відповідають максимальній температурі (+ 40 ° С) і середньорічний (+ 5 ° С) при установці трансформатора на відкритому повітрі.

У процесі роботи трансформатора ізоляція його зношується. На старіння і термін служби ізоляції трансформатора основний вплив має температура нагріву його обмоток, що залежить від навантаження і умов охолодження. Для трансформаторів, що встановлюються в місцевостях з максимальною температурою повітря + 40 ° С, температура (перегрів) обмоток не повинна перевищувати температуру повітря понад + 65 ° С. Таким чином, найбільша допустима температура нагріву обмоток становить 40 + 65 = 105 ° С.

Якби трансформатор весь час працював при температурі нагріву обмоток, рівної 105 ° С, то термін його служби був би менше двох років. У дійсних умовах роботи трансформаторів температура навколишнього повітря змінюється як протягом доби, так і по сезонах. Якщо при цьому температура нагріву обмоток змінюється від + 105 ° С до деякого меншого значення, то зменшується знос ізоляції обмоток, а термін служби трансформатора збільшується. При номінальних температурних умовах охолодження і номінальному навантаженні термін служби трансформатора становить приблизно 20-25 років. Температура нагріву трансформатора зазвичай контролюється по температурі верхніх шарів масла. Ця температура за правилами технічної експлуатації не повинна перевищувати + 95 ° С для системи охолодження М, Д (див. нижче).

Здатність навантаження. Для всіх трансформаторів в залежності від умов експлуатації, які визначаються резервом трансформаторної потужності, графіком навантаження і температурою навколишнього середовища, можуть бути допущені

перевантаження. При необхідності рекомендується застосовувати форсоване охолодження трансформатора (обдування) шляхом встановлення вентиляторів.

Силові трансформатори можна перевантажувати в години максимуму навантаження за рахунок недовантаження в години мінімуму, з тим щоб знос ізоляції трансформаторів був у межах технічних норм по ГОСТ 14209-85.

На рис. 5.23 показані криві перевантажувальної здатності, що визначаються коефіцієнтом $К_2$ для різних типів трансформаторів за певних умов їх експлуатації, часу перевантаження і значень коефіцієнта мінімального навантаження $К_1$.

Допустима перевантаження трансформатора в години максимуму навантаження $S_{ном} = К_2 S_{ном.т}$

Охолодження. В обмотках і в стали муздрамтеатру трансформатора, включеного під навантаження, виділяється значна кількість теплоти. Щоб підтримувати температуру нагрівання трансформатора в зазначених межах, необхідно протягом терміну експлуатації трансформатора безперервно відводити виділяється в ньому теплоту в навколишній простір, тобто ефективно охолоджувати трансформатор. Трансформаторне масло, що заповнює бак, виконує функцій ізоляції і охолоджуючої середовища. При роботі трансформатора масло в ньому безперервно циркулює. У процесі природної циркуляції масло поглинає теплоту, що виділяється в обмотках і муздрамтеатрі, нагрівається і піднімається вгору. Потім нагріте масло рухається вниз уздовж охолоджуючих поверхонь-по стінках бака, трубах або радіаторів, віддаючи теплоту в навколишній простір.

Залежно від потужності в трансформаторах застосовують різні види охолодження: природне масляне (М); масляне з повітряним дуттям (Д); те ж, з примусовою циркуляцією масла (ДЦ); олійно-водяне з природною циркуляцією масла (МВ), те ж, з примусовою циркуляцією масла (Ц); з природним повітряним охолодженням в трансформаторах з сухою ізоляцією (С), з негорючим діелектриком (Н).

Види охолодження вказуються в позначеннях заводського типу трансформаторів. При цьому букви і цифри означають: Т-трифазний або О - однофазний; Р - наявність розщепленої обмотки НН; Н - виконання однієї з обмоток з пристроєм РПН. Після літерного позначення типу трансформатора в чисельнику

дробу вказується номінальна потужність (кВ-А), в знаменнику-величина напруги обмотки ВН (кВ). Наприклад, трансформатор типу ТРДН-25000/110 являє собою двообмоткові трансформатор з розщепленої обмоткою НН, охолодження масляне з дуттям і природною циркуляцією масла, з пристроєм РПН потужністю 25000 Кв- А, напругою обмотки ВН110 кВ.

Автотрансформатори. У багатьох випадках при перетворенні змінного струму більш економічно замість трансформаторів застосовувати автотрансформатори, службовці для пониження і підвищення напруги. У автотрансформаторах використовуються магнітна зв'язок обмоток і електричний зв'язок частин обмоток вищої і нижчої напруги.

Силові автотрансформатори набули широкого поширення для мереж суміжних напруг, наприклад 110 і 220 кВ, 220 і 500 кВ.

Потужні автотрансформатори виготовляють як в однофазному, так і в трифазному виконанні, наприклад триобмотковий автотрансформатор типу АТДЦТН-32/220 має обмотки ВН на напругу 220 кВ, СН - на 121 кВ і НН-на121кВ і НН - на 6,6 або 38 , 5 кВ. Обмотки ВН і СН з'єднуються в зірку з виведеною нульовою точкою, а обмотку НН - у трикутник для компенсації струмів вищих гармонік.

Номінальної, або прохідний, потужністю автотрансформатора називають граничну потужність, яку можна передати через автотрансформатор на стороні вищої напруги. Завдяки безпосередній електричних з'єднань первинної та вторинної обмоток передача потужності в автотрансформаторі здійснюється електромагнітним і електричним шляхами.

Потужність, передану електромагнітним шляхом, називають типовий або розрахункової. Ставлення типовий потужності до номінальної називають коефіцієнтом вигідності автотрансформатора ... = (1 - 1 / k), де k - коефіцієнт трансформації.

Враховуючи, що $\alpha = S_T / S_{ном}$, отримаємо $S_T = \alpha S_{ном}$. Отже, типова потужність, передана електромагнітним шляхом, становить частину вторинної, номінальної потужності. Тому автотрансформатор з номінальною потужністю $S_{ном}$ еквівалентний за розмірами і витраті, матеріалів на його виготовлення трансформатора з номінальною потужністю $\alpha S_{ном}$. Чим ближче коефіцієнт трансформації до одиниці,

тим менше коефіцієнт вигідності і тим менше за розмірами і дешевше автотрансформатор в порівнянні з трансформатором. Тому автотрансформатори доцільно застосовувати при невеликих коефіцієнтах трансформації. Наприклад, при коефіцієнті трансформації k = 220/127 і відповідно коефіцієнті вигідності α = 0,45, якщо прохідна номінальна потужність становить 40 МВ - А, то типова (розрахункова) потужність складе тільки 0,45 • 40 = 18 МВ • А і габарити такого автотрансформатора будуть еквівалентні трансформаторів потужністю 18 МВ • А.

Автотрансформатори, застосовувані на підстанціях енергетичних систем, мають дві основні електрично з'єднані обмотки (ВН і СН) та додаткову: третинну компенсаційну обмотку НН з електромагнітної зв'язком і можуть в цьому випадку замінити трьохобмоткові трансформатори.

У понижуючих трансформаторах третинну обмотку використовують для живлення споживачів на генераторному напрузі, в підвищувальних трансформаторах до третинної обмотці підключають генератори.

Автотрансформатори можна застосовувати в мережах з великими струмами замикання на землю, що мають глухе заземлення нейтрали при напружених вище 35 кВ, так як без зазначеного заземлення замикання однієї фази вищої напруги ВН на землю призведе до неприпустимого підвищення напруги на двох інших фазах середньої напруги. Для захисту обмоток автотрансформатора від перенапруг встановлюють розрядники, що приєднуються з обох сторін на вводах ВН і СН.

Лекція №14

Тема: Вибір місця розташування, кількості підстанцій, числа і потужності трансформаторів

Мета: Ознайомитися з вибором місця розташування, кількості підстанцій, числа і потужності трансформаторів

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Вибір місця розташування підстанцій.

2 Вибір потужності і числа трансформаторів на підстанціях.

3 Застосування магістральних схем живлення.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Вибір місця розташування підстанцій. Проектування системи електропостачання підприємства передбачає раціональне розміщення на її території заводський і цехових підстанцій. Для знаходження місця їх розміщення на генплан підприємства наноситься картограма навантажень P_i, представляє собою окружності, площі яких $\pi R_i^{\ 2}$ в обраному масштабі m дорівнюють розрахунковому навантаженні P_i відповідних цехів. Отже, якщо $P_i = \pi R_i^{\ 2}$, то

$$R_i = P_i / \sqrt{\pi m}, \qquad (14.1)$$

де m – масштаб для визначення площі кола.

Маючи картограму навантажень цехів 1 - 10 і координати хі, уі їх розташування на генплані підприємства, можна визначити центр електричних навантажень - ЦРП (точку А), координати яких будуть

Місцезнаходження заводський (ДПП) і цехових підстанцій (ТП) повинно бути поблизу центру їх навантажень, що скорочує протяжність, а отже, вартість і втрати в живильних і розподільних мережах електропостачання підприємства. Місцезнаходження ГПП і ТП уточнюють з урахуванням наявності обмежень з прокладання електричних мереж поза і всередині

підприємства і порівнюють наведені витрати на їх спорудження при різному місцезнаходження підстанцій.

Вибір потужності і числа трансформаторів на підстанціях.

Вибір типу, числа та схем живлення підстанцій повинен бути обумовлений величиною і характером електричних навантажень, розміщенням навантажень на генеральному плані підприємства, а також свавілля венними, архітектурно-будівельними та експлуатаційними вимогами. Повинні враховуватися, крім того, конфігурація виробничих приміщень, розташування технологічного обладнання, умови навколишнього середовища. умови охолодження, вимоги пожежної та електричної безпеки і типи застосовуваного електроустаткування. Вказані візки (КРУ) рекомендується застосовувати: у великих і відповідальних установках, в яких необхідна швидка взаємозамінність при пошкодженні основного апарату вимикача;

в машинних залах металургійних і хімічних підприємств; компресорних, насосних та інших електромашинних приміщеннях;

в електроустановках з числом камер більше 15-20. коли за умовами загального компонування підстанції можливо двостороннє обслуговування камер.

Камери типу КСО рекомендується застосовувати: для підстанцій, на яких можливе застосування вимикачів твань ВМП або вимикачів навантаження твань ВНП; дня тимчасових підстанцій, будівельних майданчиків і т. п. ТІІ повинні розміщуватися якомога ближче до центру розміщення споживачів. Для цього повинні застосовуватися внутрішньо цехові підстанції, а також вбудовані в будівлю цеху або прибудовані до нього ТП, що живлять окремі цехи (корпусу) або частини їх.

ТП повинні розміщуватися поза цехом тільки при неможливості розміщення всередині його або при розташуванні частини навантажень поза цехом.

Обрана підстанція повинна займати мінімум корисної площі цеху, задовольняти вимогам електричної та пожежної безпеки і не повинна створювати перешкод виробничому процесу.

Огородження КТП слід застосовувати в цехах, насичених обладнанням, або в цехах з інтенсивним рухом транспорту. Застосування зовнішніх окремо розташованих цехових підстанцій доцільно при:

а) живленні від однієї підстанції декількох цехів, коли прибудова або споруду самостійних підстанцій в кожному цеху економічно не виправдані;

б) наявності в цехах вибухонебезпечних виробництв;

в) неможливості розміщення підстанцій всередині цехів з міркувань виробничого характеру.

Однотрансформаторні цехові підстанції застосовуються при живленні навантажень, що допускають перерву електропостачання на час доставки «складського» резерву, або при резервуванні. здійснюваному але перемичкам на вторинному напрузі.

Двухтрансформаторні цехові підстанції застосовуються при переважанні споживачів 1-й і 2-й категорій, а також при наявності нерівномірного добового або річного графіка навантаження.

Цехові підстанції з числом трансформаторів більше двох використовуються лише при належному обґрунтуванні необхідності їх застосування, а також у разі установки роздільних трансформаторів для живлення силових і освітлювальних навантажень.

Радіальне електропостачання невеликих одно трансформаторних гірських підстанцій (до 630 кВ) роблять за одиночній радіальної лінії без резервування на стороні вищої напруги при відсутності навантажень 1-ї категорії.

Взаємне резервування в обсязі 25-30% на одно трансформаторних підстанцій слід здійснювати за допомогою перемичок на напрузі до 1000 В (при схемі «трансформатор магістраль») для тих окремих підстанцій, де воно необхідне.

Радіальні схеми цехових двотрансформаторних безшинних підстанцій слід здійснювати від різних секцій РП, живлячи кожен трансформатор окремою лінією. Кожна лінія і трансформатор мають бути розраховані на покриття усіх навантажень 1-й та основних навантажень 2-ї категорій при аварійному режимі. При відсутності точних даних про характер навантажень кожна лінія і кожен цехової трансформатор можуть бути обрані попередньо, причому потужність трансформатора повинна складати 80-90% від сумарної розрахункової потужності навантажень, що підключаються до підстанції.

Магістральні схеми живлення підстанцій повинні застосовуватися:

а) при лінійному розташуванні підстанцій, забезпечує пряме проходження магістралей від джерела живлення до споживачів. Число трансформаторів, що приєднуються до однієї магістралі, має бути два-три при потужності трансформаторів 1600-2500 кВ•А і чотири-п'ять при потужності 250-630 кВ • А:

б) при необхідності (за умовами безперебійності живлення) резервування підстанції від іншого джерела в разі виходу з роботи основного живильного пункту;

в) у всіх інших випадках, коли магістральні схеми мають техніко-економічні переваги порівняно з іншими схемами.

При виборі числа і потужності трансформаторів підстанцій рекомендується :

трансформатори потужністю більше 1000 кВ·А застосовувати при наявності групи електроприймачів великої потужності (наприклад, електропечей) або значного числа однофазних електроприймачів, а також при наявності електроприймачів з частими піками навантаження (наприклад, електрозварювальних установок) і в цехах з високою питомою щільністю;

прагнути до якомога більшої однотипності фансформаторов цехових підстанцій;

при двотрансформаторних підстанціях, а також при однотрансформаторних підстанціях з магістральною схемою електропостачання потужність кожного трансформатора вибирати з таким розрахунком, щоб при виході з ладу одного трансформатора, що залишився в роботі трансформатор міг нести все навантаження споживачів 1-й і 2-й категорій (з урахуванням допустимих нормальних та аварійних навантажень): при цьому споживачі 3-й категорії можуть тимчасово відключатися. Для цього номінальна потужність трансформаторів двухтрансформаторної підстанції приймається рівною 70% від обший розрахункового навантаження цеху. Тоді при виході з ладу одного з трансформаторів другий на час ліквідації аварії виявляється завантаженим не більше ніж на 140%. що припустимо в аварійних умовах.

Електропостачання споживачів цеху, групи цехів або всього підприємства може бути забезпечене від однієї або декількох ТП. Практикою проектування електропостачання встановлено доцільність споруди внутрішньо цехових Одно-або двотрансформаторних підстанцій по техніко-економічним показникам, з харчуванням приймачів за схемою «трансформатор - магістраль».

Щоб вибрати найбільш раціональний варіант електропостачання, зазвичай розглядають не менше двох варіантів числа і потужності трансформаторів на підстанції, порівнюючи їх але техніко-економічними показниками.

Число і потужність трансформаторів вибираються по: графіку навантаження споживача і підрахованими величинам середньої і максимальної потужності;

техніко-економічними показниками окремих намічених варіантів числа і потужності трансформаторів з урахуванням капітальних витрат і експлуатаційних витрат;

категорії споживачів з урахуванням наявності у споживачів навантажень 1-ї категорії, що вимагають надійного резервування.

Лекція №15

Тема: Відокремлювачі, короткозамикачі, плани ВРП.

Мета:Ознайомитися з відокремлювачами, короткозамикачами, планами ВРП.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Короткозамикачі.

2 Відокремлювачі.

3 Плани ВРП.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Короткозамикачі (рис. 15.1). Це апарати, призначені для штучного створення к. З, у тих випадках, коли струм при пошкодженнях в трансформаторі може виявитися недостатнім для спрацьовування релейного захисту. Короткозамикачі застосовують на підстанціях без вимикачів на стороні ВН. Вони призначені для зовнішньої установки.

Короткозамикачі типу КЗ-35 на напругу 35 кВ і які замінять їх КРН-35 виконують у вигляді двох окремих полюсів, що з'єднуються при монтажі в один двополюсний апарат. Короткозамикачі типу КЗ-110 і КЗ-220 виготовляють у вигляді однополюсних апаратів. При включенні короткозамикача КЗ-35 відбувається двофазне к. З. на землю, а при включенні короткозамикача КЗ-110 або КЗ-220 - однофазне к. з. на землю.

Управління короткозамикачами здійснюється приводом ПРК-1У, виконуваним, з двома реле максимального струму і котушкою відключення. Короткозамикач включається автоматично під дією пружинного механізму при спрацьовуванні приводу від релейного захисту. Відключається вручну.

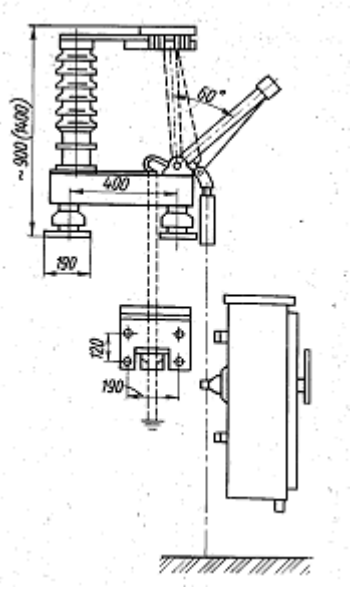


Рисунок 15.1- Будова короткозамикача

Відокремлювачі (рис. 15.2). Це двоколонкові роз'єднувачі з ножами заземлення ОДЗ (без ножів - ОД), керовані загальним приводом, розміщеним у шафі при напрузі до 110 кВ. Відокремлювачі на 220 кВ виконують у вигляді трьох окремих полюсів з самостійними приводами. Ножі заземлення управляють приводами зовнішньої установки ПРН-220М.

Включають відокремлювач вручну, а відключають під дією пружин при спрацьовуванні блокуючого реле або відключає електромагніту.

Відокремлювач може відключати струми намагнічування трансформаторів потужністю до 16 МВ ·А при напрузі 35 кВ і до 63 МВ·А при напрузі 110 кВ.

Горизонтально встановленими триполюсними віддільниками дозволяється відключати і включати намагнічує струм силових трансформаторів і зарядний струм повітряних і кабельних ліній при напрузі 20-35 кВ і найменшій відстані між осями полюсів 2 м, при цьому відключається намагнічує струм дорівнює 11А, зарядний струм - 3,5А; при напрузі 110 кВ і найменшій відстані 3 м відповідно 14,5 і 5,0 А.

Короткозамикачі і відокремлювач зазвичай працюють у несприятливих погодних умовах. Для підвищення надійності їх роботи і забезпечення високих, дугогасящих властивостей розроблені більш досконалі конструкції типу КЕ і ОЕ на 110 і 220 кВ. Вони мають контактну систему в закритій камері, заповненій елегазом з тиском 0,30 Па і з великою електричною міцністю.

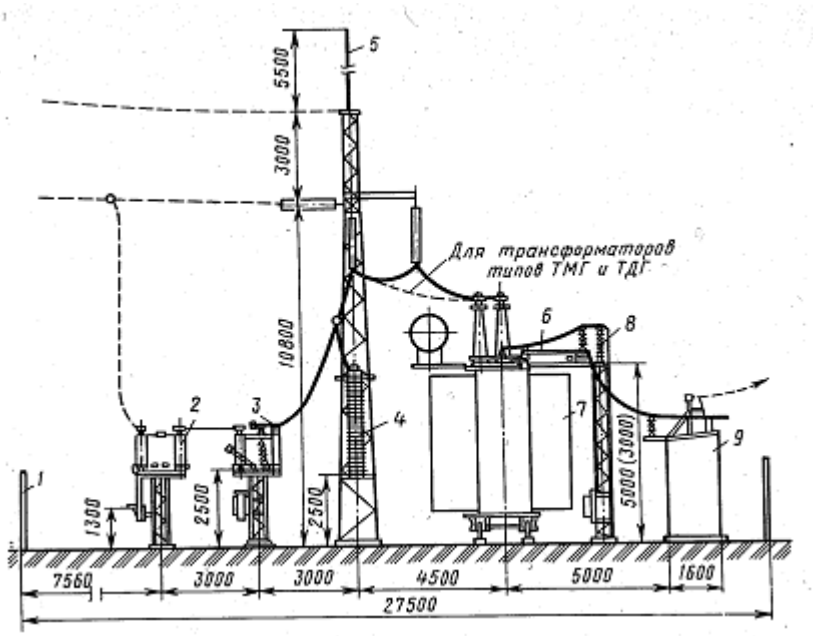


Рисунок15.3 – Будова відокремлювача

На рис. 15.3 наведено загальний вигляд ОРУ однотрансформаторной підстанції типу 1КТП-110 / 6-10 кВ з короткозамикачем та віддільником потужністю від 6,3 до 16 кВ·А. Підстанція являє собою РУ на 110 кВ, що комплектуються силовими трансформаторами ТД-6300/110, ТД-10 000/100, ТД-16 000/110 і КРУП, виконаного шафами серії К-XIII.

Три полюси отделителя ОД-110 з приводом ШПО і короткозамикач КЗ-110 з приводом ШПК встановлені на трьохстійкове металоконструкції. Включення отделителя і відключення короткозамикача виробляються вручну. Відключення віддільника і включення короткозамикача виробляються пружинами, вбудованими в ці апарати.

Схеми вторинних з'єднань КТП-110 (захист, сигналізація, управління і автоматика) виконані на оперативному змінному струмі 220 В від трансформатора власних потреб потужністю 63 кВ·А, напругою 6-10 / 0,23 кВ, з ізольованою нейтраллю.

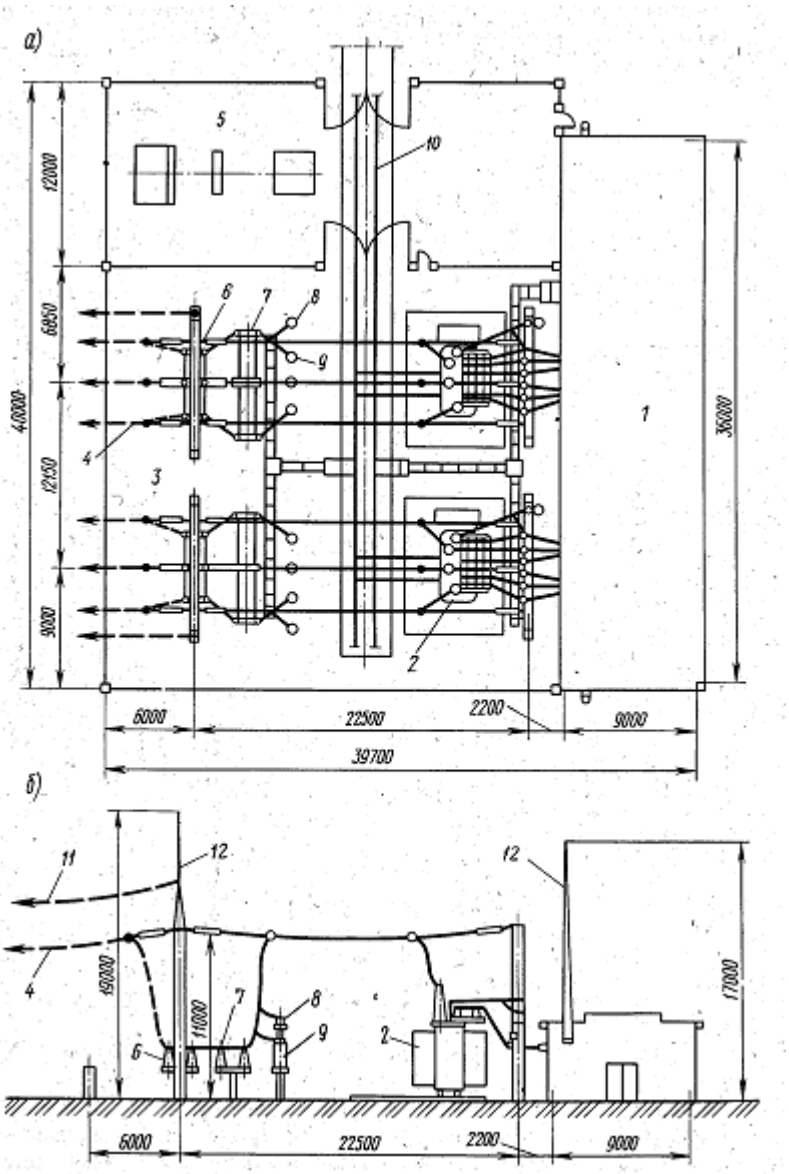


Рисунок 15.4 - ВРУ двохтрансформаторної підстанції

У ВРУ двохтрансформаторної підстанції (рис. 15.4) при відключенні живильної лінії передбачено влаштування АВР секційного вимикача 6-10 кВ, що включається від реле мінімальної напруги, а також автоматичне повернення до первісного режиму роботи підстанції після відновлення напруги на лінії живлення.

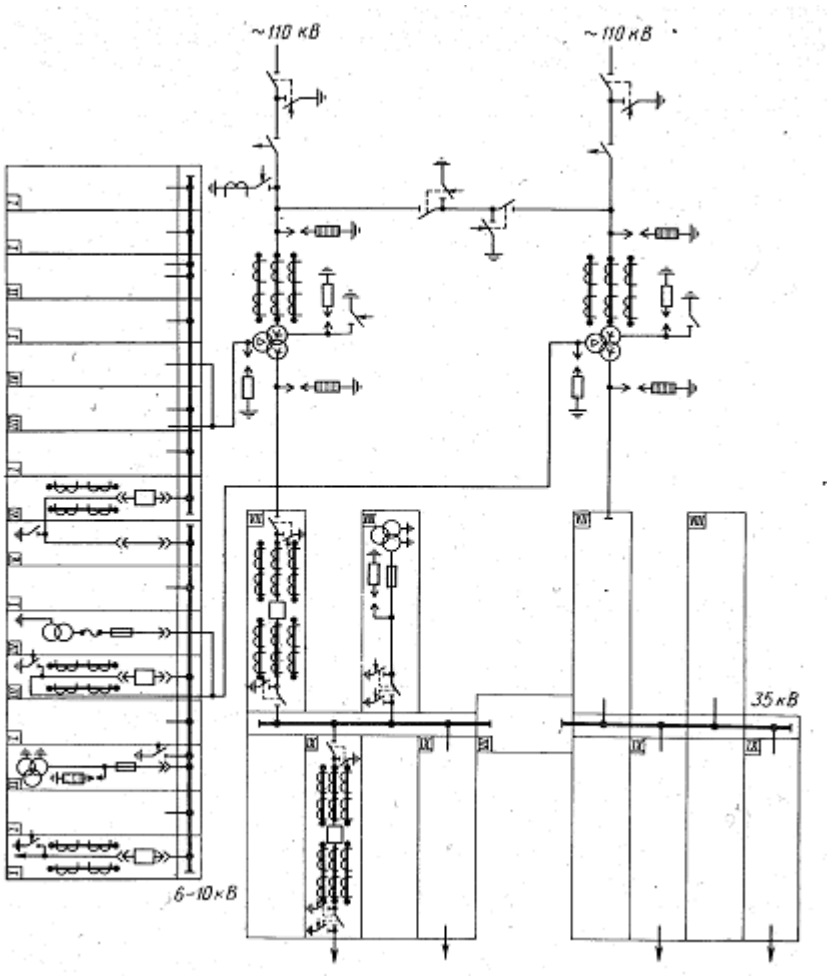


Рис. 15.5 - Підстанції з трьохобмоткову трансформаторами 110/35 / 6-10кВ

Підстанції з трьохобмоткову трансформаторами 110/35 / 6-10кВ (рис. 15.5) мають РУ 6-10 кВ закритого типу або виконуються у вигляді шаф КРУН і РУ 35 кВ відкритого типу е, приєднанням до трансформатора через блоки, що складаються з вимикача ВМ -35, лінійних і шинних роз'єднувачів і шафи управління та захисту.

Для ОРУ на напругу ПО-220 кВ розроблені КРУЕ, т. Е. КРУ, заповнені елегазом, які повинні застосовуватися на підприємствах чорної і кольорової металургії та хімії, в зонах із забрудненою середовищем і при високій щільності забудови підприємств. Площа, яку займає КРУЕ на ПО кВ, складає всього близько 4 м^2. Це дає можливість помістити його в центрі навантажень підприємства і тим самим скоротити і здешевити мережі 6-10 кВ, що відходять від КРУЕ.

Лекція №16

Тема: Закриті розподільчі пристрої і підстанції. КРУ, КСО, КРУН.

Мета:Ознайомитися з закритими розподільчими пристроями і підстанціями. КРУ, КСО, КРУН.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Закриті розподільчі пристрої підстанції.

2 КРУ, КСО, КРУН.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Комплектні розподільчі пристрої. КРУ напругою вище 1000В. КРУ, виконані на напругу до 10 кВ і струми до 3000 А, широко поширені при спорудженні Промислово і міських підстанцій, головних РУ електростанцій середньої і малої потужності, РУ власних потреб потужних електростанцій.

КРУ різних конструкцій виготовляють на заводах електропромисловості і заводах електромонтажних організацій. Камери й шафи КРУ виготовляють різних серій з різними схемами первинних і вторинних мереж. Наявність шаф з різними схемами первинних ланцюгів дозволяє комплектувати їх згідно з прийнятою схемою електричних з'єднань установки.

КРУ внутрішньої установки виконують у вигляді камер типу КСО (камера стаціонарна, одностороннього обслуговування) або шаф типу КРУ. Розглянемо конструктивні особливості камер КСО і шаф КРУ.

Камери КСВ-272 являють собою модифікацію камери КСО-266 у зв'язку з випуском нових вимикачів ВМГ-10 взамін ВМГ-133. У камері КСВ-272 забезпечується заборона доступу до вимикача при наявності напруги на кабелі, а також підвищено безпеку обслуговування камери за рахунок пристрою стаціонарних заземлювальних ножів на шинних роз'єднувачах. Розміри КСВ-272 такі ж, як і КСО-266, але висота її зменшилася на 200 мм за

рахунок габаритів вимикача ВМГ-10.

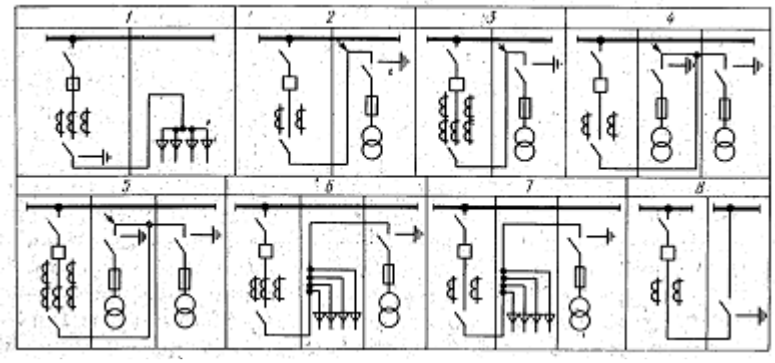


Рис.16.1 - Вісім типових варіантів комплектування електричних приєднань з камер серії КСО-272.

Камери вводів і ліній, що відходять розраховані на струм 400, 600 і 1000 А. Їх комплектують (у зв'язку з припиненням випуску вимикача ВМГ-133) вимикачами нового типу ВМГ-10 і ВЕМ-10Е з приводами ПП-67 і ПЕ-11. У камерах КСО-272 можуть встановлюватися також вимикачі навантаження ВНП$_3$-16 і ВНП-17 з заземлюючими ножами, що виключають при експлуатації помилкові операції. На рис. 16.6 приведено вісім типових варіантів комплектування електричних приєднань з камер серії КСО-272, причому місця вводу вказані стрілками. На рис. 16.7 наведена камера КСВ-272 з вимикачем навантаження ВНП $_3$.

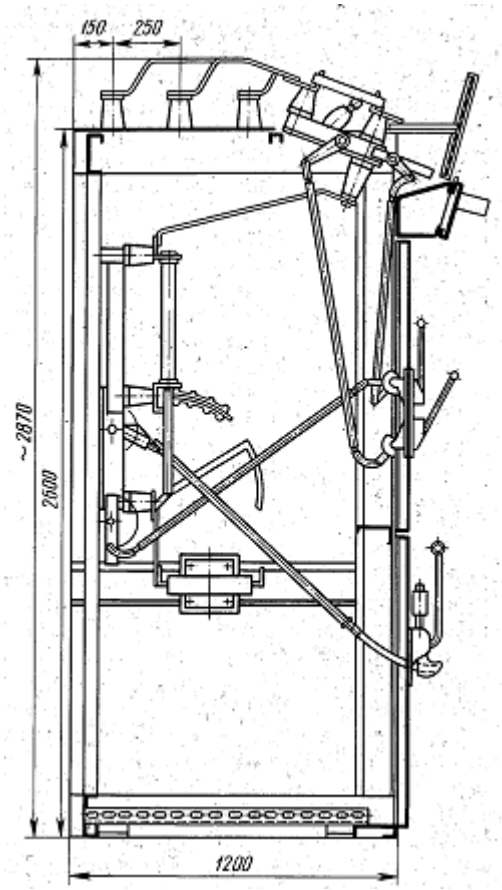


Рис. 16.7 - КСВ-272 з вимикачем навантаження ВНП $_3$

Камери КСВ-366 - одностороннього обслуговування, з однією системою збірних шин - є модернізацію виготовлявся раніше камер КСО-3 і застосовуються в РУ промислових підприємств з потужністю відключення до 200 МВ·А.

Камери вводів і ліній, що відходять розраховані на струм 200,400 і 600 А. Вони комплектуються роз'єднувачами РВЗ-10 і вимикачами навантаження ВНП $_3$-16, ВНП з-17 з приводами типу ПР- 17, ПРА-17. Якщо на вводі необхідно мати вимикачі, то в торці камери навантаження КСВ-366 можна встановити камеру КСВ-272 з вимикачем ВМГ-10.

На рис. 16.8 наведена камера КСВ-366 з вимикачем навантаження ВНП$_3$-16 і приводом ПР-17. Корпус камер, що складається з листової сталі товщиною 2,5 -3 мм являє собою жорстку зварену конструкцію. Всю апаратуру первинної комутації розміщують в межах камери, збірні шини-поза камерою.

Вимикачі встановлюють у відсіку відокремленому від збірних шин і шинних роз'єднувачів; від кабельних приєднань вимикачі відокремлені горизонтальними перегородками з листової сталі. Приводи комутаційних апаратів, елементи блокування, прилади захисту, вимірювання та сигналізації розміщують у лівій частині фасаду камери. У правій частині фасаду передбачають отвір з сітчастою дверима.

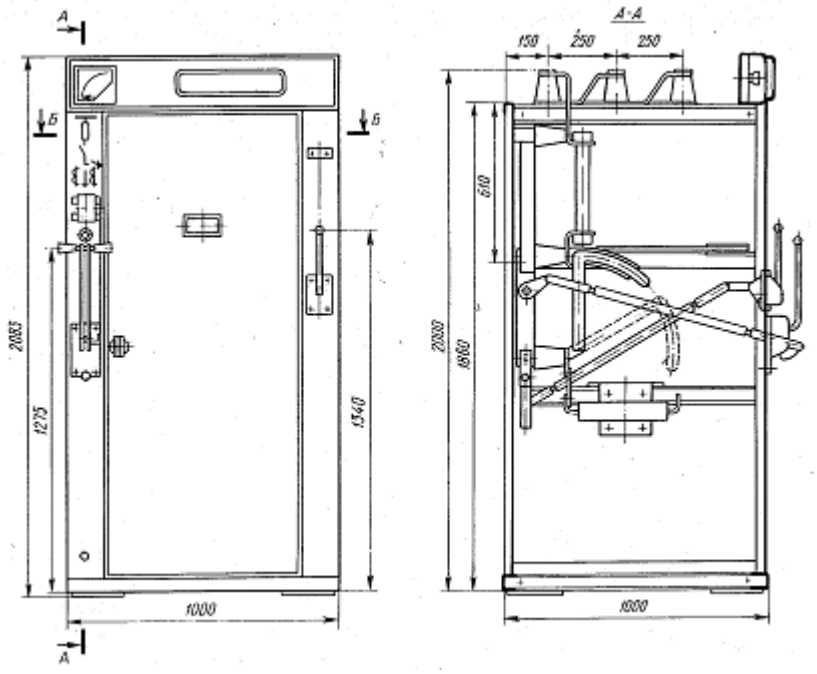


Рис. 16.8 - КСВ-366 з вимикачем навантаження ВНП$_3$-16 і приводом ПР-17

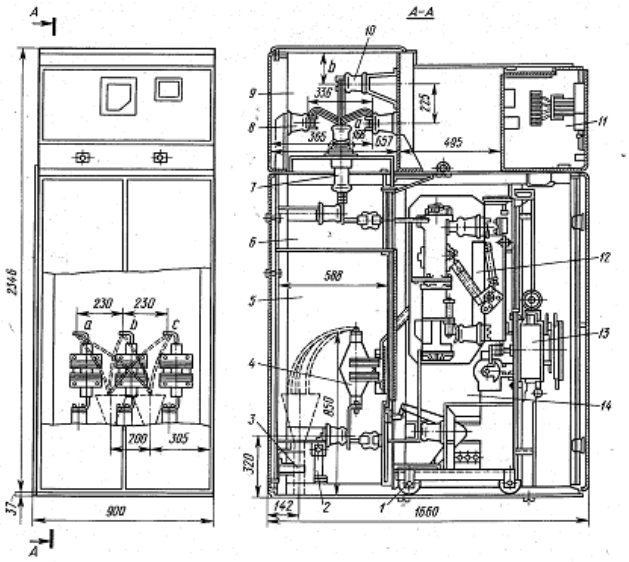
КРУ внутрішньої установки викочування виконання. Вони призначені для закритих РУ напругою 3-10 кВ, з одинарної системою збірних шин. Вони виконуються з з'єднаних між собою металевих шаф з вбудованими в них електричними апаратами, приладами вимірювання та захисту з вмонтованими колами первинної та вторинної комутації.

Найбільш застосовувані комплектні пристрої викочування виконання приведені в табл. 16.1.

Таблица 5

Показатели	Технические данные для комплектных устройств			
	КРУ2-10Э, КРУ2-10П	К-XII/80	КР-10/500	К-XXI
Номинальное напряжение, кВ	До 10	До 10	До 11	6,0
Номинальный ток, А	630, 1000, 1600, 2000, 2750	630, 1000, 1500	630, 1000, 1250, 3200,	800, 1000, 1500, 2000
Отключаемая мощность, МВ·А	350	350	500	400
Динамическая устойчивость, кА	52	80	75	100
Термическая устойчивость, кА	14	20	29	38,5
Тип выключателя	ВЭМ-10Э, ВМПЭ-10	ВМП-10—31,5	ВМП-10/500	ВЭМ-6
Тип привода	ПЭ-11, ПЭВ-12, ПП-67	ПЭ-11, ПП-67	ПЭВ-11А	ПЭ-22

КРУ серії КРУ2-10Е і КРУ2-10П (рис. 16.9) широко застосовуються в розподільних пристроях промислових підприємств.



КРУ серії К-XII / 80 являють собою модифікацію КРУ серії К-XII за рахунок установки вимикача ВМП-10-31,5 на велику динамічну і термічну стійкість. У зазначених КРУ введені додаткові пристрої оперативної блокування безпеки викатних елементів і заземлюючих роз'єднувачів, що підвищило надійність їх роботи.

КРУ серії КР-10/500 в нормальному і тропічному виконаннях застосовують для електропостачання установок з швидкозмінних ударної навантаженням (ковальсько-пресове обладнання та ін.), А також при підвищених значеннях струмів короткого замикання (електропечні установки).

КРУ серії К-XXI застосовують в основному для електропостачання власних потреб електростанцій, що мають електроприводи; на 6 кВ.

КРУ розглянутих серій укомплектовані вимикачами з електромагнітним гасінням дуги, розрахованими на часті включення і відключення. Тому вони

знайдуть також широке, застосування в системі електропостачання ряду галузей народного господарства.

Конструкції шаф КРУ передбачають установку як вимикачів з приводом, так і трансформаторів напруги, розрядників, силових запобіжників, трансформаторів власних потреб потужністю до 5 кВА.

КРУ зовнішньої установки. КРУН замінює закриті: РУ напругою 6-10 кВ. Нижче розглядаються деякі найбільш поширені на підстанціях промислових підприємств КРУН.

КРУН серії К-ХШ застосовують для комплектування підстанцій напругою 35 / 6-10 кВ, 110/6 10 кВ і 110/35 / 6-10 кВ. У шафах цієї серії, розрахованих на струми 600-1500 А, встановлюються вимикачі типу ВМП-10К з приводом ПЕ-11 на постійному оперативному струмі або ПП-67 на змінному оперативному струмі, а також вимикачі - типу ВМП-10П з вбудованим пружинним приводом на змінному оперативному струмі. Шафи КРУН мають нагрівальні елементи для обігріву.

Шафи К-XIII виконуються з викотними візками і без викатних візків при глухому приєднання шинного введення для живлення споживачів власних потреб.

Шафи К-XIII складаються з таких елементів: корпусу шафи 2, в якому розміщуються трансформатори струму, кабельні оброблення, нерухомі розмикаючих контакти, заземляющий роз'єднувач; викочування візка 1, на якій встановлюються масляний вимикач з приводом, трансформатори напруги, розрядники та рухливі роз'єднують контакти; блоку шин 3 з металоконструкцією для кріплення опорних і прохідних ізоляторів; шафи 4 для установки апаратури захисту, вимірювання, обліку, управління та сигналізації.

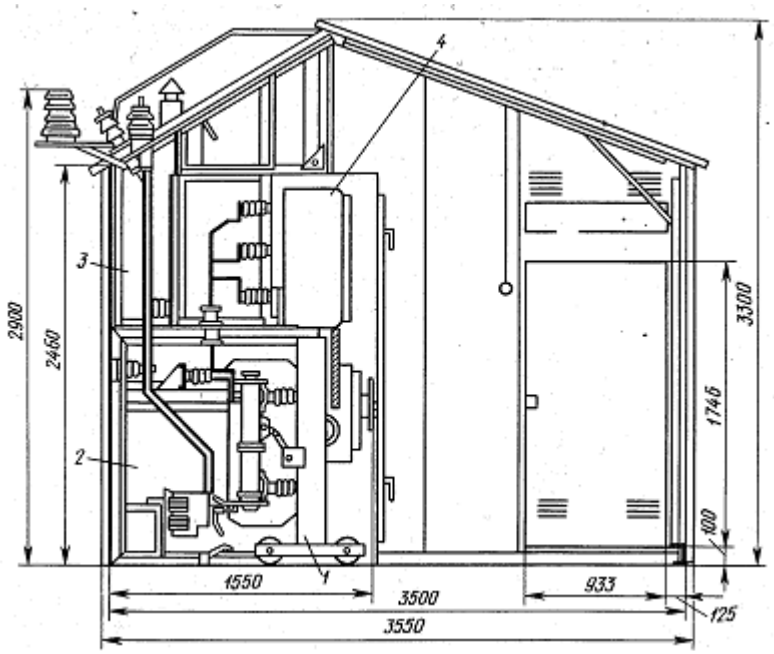


Рисунок 16.10 – КРУП серії К-33

КРУП серії К-33 (рис. 16.10) призначені для введення і секціонування в КРУН серії К-XIII зі струмом більше 1500 А. Шафи серії К-33 викочування виконання розраховані на струми 2500 і 3000 А, комплектуються вимикачами

ВМП-10Е / 3000 зі вбудованим електромагнітним приводом ПЕВ-12 на потужність відключення 350 МВ-А при 10 кВ і ударний струм 52 кА.

На відміну від інших виконань КРУН в шафах К-33 трансформатори струму типу ТПШЛ-10 розміщуються на візку з вимикачем.

В КРУ зовнішньої установки можливі перекриття ізоляторів і вводів вимикачів, особливо при переході від холоду до тепла. Тому в шафах КРУ зовнішньої установки передбачається місцевий підігрів, що забезпечує нормальну роботу приводів вимикачів, приладів обліку та автоматики.

Лекція №17

Тема: Основні поняття струмів короткого замикання

Мета:Ознайомитися з основними поняттями струмів короткого замикання

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Основні причини виникнення коротких замикань в мережі.

2 Основні характеристики коротких замикань в мережі.

3 Запобігання коротких замикань і зменшення їх наслідків.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

В електричних установках можуть виникати різні види коротких замикань, що супроводжуються різким збільшенням струму. Тому електрообладнання, яке встановлюється в системах електропостачання, має бути стійким до струмів короткого замикання і вибиратися з урахуванням величин цих струмів.

Розрізняють такі види коротких замикань: трифазне, або симетричне, - три фази з'єднуються між собою: двохфазне - дві фази з'єднуються між собою без з'єднання з землею; однофазне - одна фаза з'єднується з нейтраллю джерела через землю; подвійне замикання на землю - дві фази з'єднуються між собою і з землею.

Основними причинами виникнення таких коротких замикань в мережі можуть бути: пошкодження ізоляції окремих частин електроустановки; неправильні дії обслуговуючого персоналу; перекриття струмоведучих частин установки.

Коротке замикання в мережі може супроводжуватися: припиненням живлення споживачів, приєднаних до точок, в яких сталося коротке замикання; порушенням нормальної роботи інших споживачів, підключених до неушкодженим ділянкам мережі, внаслідок зниження напруги на цих ділянках; порушенням нормального режиму роботи енергетичної системи.

Для запобігання коротких замикань і зменшення їх наслідків необхідно: усунути причини, що викликають короткі замикання; зменшити час дії захисту, діючої при коротких замиканнях; застосувати швидкодіючі вимикачі; застосувати АРН для швидкого відновлення напруги генераторів: правильно обчислити величини струмів короткого замикання і але ним вибрати необхідну апаратуру, захист і засоби для обмеження струмів короткого замикання.

Розглянемо причини виникнення, особливості протікання короткого замикання і розрахунок струмів короткого замикання.

З моменту виникнення короткого замикання до його припинення в короткозамкненому ланцюзі протікає перехідний процес, що характеризується наявністю двох складових струмів короткого замикання-періодичного (коливального) та аперіодичного.

На рис. 6.1 наведені криві зміни струму короткого замикання системи необмеженої потужності ($S_c = \infty$). Тут, а також у подальшому при розгляді явищ, викликаних коротким замиканням, прийняті наступні позначення струмів: $i_{н0}$ - миттєве значення струму навантаження в момент короткого замикання: i_y - миттєве значення ударного ГЗК короткого замикання через півперіоду (0,01 с) після виникнення короткого замикання (по величині i_y,

перевіряються електричні апарати, шини та ізолятори на динамічну стійкість); $I_{п\ макс}$, $i_п$ - Відповідно максимальне і миттєве значення періодичної складової струму короткого замикання; $I_{а\ макс}$, $i_{а0}$ - максимальне і миттєве значення аперіодичною складає струму короткого замикання; I_∞ - Дія значення усталеного струму короткого замикання (по величині I_∞ перевіряють електричні апарати і струмопровідні частини на термічну стійкість): $I'' = I_{п0}$ - початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання (надперехідний струм короткого замикання).

Чинне значення повного ГЗК короткого замикання для довільного моменту часу t визначається відповідними складовими - періодичної $t_{пt}$ і аперіодичної t_{at}.

Періодична складова струму змінюється за гармонійної кривої відповідно до синусоїдальної ЕРС генератора. Аперіодична-визначається характером загасання струму короткого замикання, залежного від активного опору ланцюга і обмоток статора генератора. В колі напругою вище 1000 В, де значення активного опору мало, час загасання аперіодичною складає 0,15 - 0,2 с.

Відомо, що в колі, що містить індуктивність, всяка зміна струму викликає зміна магнітного потоку, який наводить до цього кола ЕРС самоіндукції. Під дією останньої в ланцюзі встановлюється аперіодичний струм зворотного напрямку (рис. 17.1), величина якого в початковий момент (t = 0) дорівнює різниці миттєвих значень струмів навантаження робочого режиму $t_{н0}$ періодичної складової струму короткого замикання.

$$t_{a0} = t_{н0} - I_{п\ макс} \qquad (17.1)$$

Отже, завдяки інерції магнітного потоку не відбудеться миттєве зміна струму, так як виникнення аперіодичної складової не дозволить в початковий момент короткого замикання миттєво змінитися струму від $t_{н0}$ до $I_{п\ макс}$.

Лекція №18

Тема: Співвідношення між струмами короткого замикання.

Мета: Ознайомитися зі співвідношенням між струмами короткого замикання.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Зв'язок між величиною ударного струму і початковим діючим значенням періодичної складової струму короткого замикання**.**

2 Обчислення струмів короткого замикання**.**

3 Визначення параметрів ланцюга короткого замикання**.**

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Зв'язок між величиною ударного струму $i_у$ і початковим діючим значенням періодичної складової струму короткого замикання $I_{п0}$ встановлюється з наступних співвідношень:

1) аперіодична складова затухає за законом експонентної кривої, обумовленою рівнянням

$$i_а = I_{а\ макс} e^{-t/T_а}, \tag{18.1}$$

де $I_{а.макс}$ - амплітудне (максимальне) значення аперіодичної складової; $T_а$

Постійна часу загасання аперіодичної складової, обумовлена співвідношенням між індуктивністю і активним опором $r_к$ ланцюга короткого замикання:

$$T_а = L_к / r_к. \tag{18.2}$$

Враховуючи, що при $\omega=2\pi f_{ном}=2\pi f_к$ величина індуктивного опору $x_к=\omega L=314L$, звідки $L=x_к/314$, отримаємо, що

$$T_а = L_к / r_к = x_к / (314 r_к). \tag{18.3а}$$

Тут $x_к$, $r_к$ - відповідно індуктивне і активну опору кола короткого замикання;

2) ударний струм, відповідний часу 0,01с., тобто через півперіода після виникнення короткого замикання,

$$i_у = i_а + I_{п.макс}, \tag{18.4}$$

де $I_{п.макс} = \sqrt{2} I_{п0}$ - максимальне значення періодичної складової.

Підставляючи в (18.4) значення (18.1), знайдемо

$$i_у = I_{а.макс} e^{-t/T_а} + I_{п.макс}. \tag{18.5}$$

У момент t=0 струм $I_{п.макс}= I_{а.макс}$, тоді

$$i_у = I_{п.макс} + I_{п.макс} e^{-t/T_а} = I_{п.макс}(1 + e^{-t/T_а}) = \\ = \sqrt{2} I_{п.0}(1 + e^{-t/T_а}). \tag{18.6}$$

Позначаючи величину

$$1+e^{-0,01/T_a}=k_y, \tag{18.7}$$

отримаємо

$$i_y=k_y\sqrt{2}I_{п0}. \tag{18.8}$$

Отже, ударним коефіцієнтом k_y враховується (через постійну часу загасання T_a) співвідношення між активним і індуктивним опорами ланцюга короткого замикання, що визначається місцем короткого замикання. Для повітряних ліній вище 1000 В постійна часу $T_a = 0,05$ с, тоді з (18.7) знайдемо $k_y = 1,8$ і ударний струм

$$i_y=1,8\sqrt{2}I_{п0}=2,55I_{п0}. \tag{18.9}$$

Якщо ЕРС джерела незмінна (наприклад, при живленні від мережі необмеженої потужності), то і періодична складова струму короткого замикання буде незмінна:

$$I''=I_{п0}=I_к. \tag{18.10}$$

При обчисленні струмів короткого замикання у віддалених від джерела живлення точках, де активний опір значно (за трансформаторами малої потужності, в кабельній мережі), ударний коефіцієнт визначають за кривою залежності $k_y=f(T_a)=f[x/(314r)]$

Найбільше значення повного струму короткого замикання протягом першого періоду короткого замикання:

$$I_y=\sqrt{I_п^2+I_{at}^2}. \tag{18.11}$$

За величиною I_y перевіряють апарати на динамічну стійкість (протягом першого періоду короткого замикання). Так як для $t = 0,01$ с

$$I_{at}=i_y-I_{п.макс}=k_yI_{п.макс}-I_{п.макс}=\sqrt{2}I_{п0}(k_y-1), \tag{18.12}$$

то, замінюючи $I_{п0}$ на $I_к$, з (6.11) отримаємо

$$I_y=\sqrt{I_к^2+[\sqrt{2}I_к(k_y-1)]^2}=I_к\sqrt{1+2(k_y-1)^2}=I_кq, \tag{18.13}$$

де $$q=\sqrt{1+2(k_y-1)^2}. \tag{6.14}$$

Значення коефіцієнтів k_y і r_y в залежності від місця короткого замикання наведено в табл. 18.1.

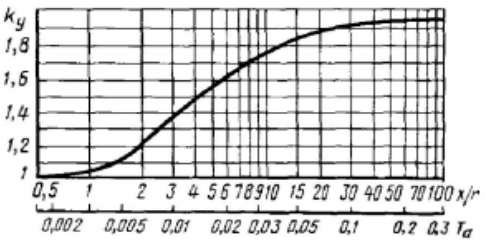


Рисунок 18.1 - Залежність постійної часу від k_y

Визначення параметрів ланцюга короткого замикання. Для обчислення струмів короткого замикання складають розрахункову схему, відповідну нормального режиму роботи системи електропостачання, вважаючи (для підвищення надійності), що всі джерела живлення включені паралельно. У розрахунковій схемі враховують опору живлять генераторів, трансформаторів, високовольтних ліній (повітряних і

кабельних), реакторів. За розрахункової схемою складають схему заміщення, в якій вказують опору джерел і споживачів і намічають точки для розрахунку струмів короткого замикання.

Место короткого замыкания	Коэффициенты	
	$k_у$	q
Выводы явнополюсного гидрогенератора без успокоительной обмотки	1,95	1,68
То же, с успокоительной обмоткой	1,93	1,65
Выводы турбогенератора	1,91	1,63
В цепи, когда не учитывается активное сопротивление	1,8	1,52
На низшей стороне трансформаторов:		
630—1000 кВ·А	1,3	—
100—400 кВ·А	1,2	1,09
Удаленные точки короткого замыкания с учетом величины активного сопротивления	По рис. 6.2	—

Для генераторів, трансформаторів, високовольтних ліній і коротких ділянок розподільної мережі зазвичай враховують тільки індуктивні опори. При значній протяжності мережі (кабельної та повітряної) враховують також їх активні опори, так як у віддалених точках короткого замикання позначається зниження ударного коефіцієнта. Доцільно враховувати активний опір, якщо $x_\Sigma > r_\Sigma$, де r_Σ, x_Σ - сумарні активний і реактивні опору до місця короткого замикання.

Для окремих елементів схеми приймають наступні значення індуктивних опорів:

а) для синхронних генераторів x''_d виражається у відносних одиницях; воно являє собою надперехідний реактивний опір по поздовжній осі полюсів. Для турбогенераторів $x''_d = 0{,}125$; для гідрогенераторів з заспокійливої обмоткою $x''_d = 0{,}2$; без заспокійливої обмотки $x''_d = 0{,}27$;

б) для синхронних і асинхронних двигунів $x''_d = 0{,}2$;

в) для трансформаторів, якщо знехтувати їх активним опором, напруга короткого замикання $u_к$ (%) (дається в каталогах) чисельно одно їх індуктивному опору x (%);

г) для повітряних ліній напругою вище 1000 В значення $x_0 = 0{,}4$ Ом / км;

д) для кабельних ліній напругою 6-20 кВ величина $x_0 = 0{,}08$ Ом / км;

е) для реакторів опір дається у відсотках і переводиться в відносні одиниці або оми.

Активний опір лінії ($r_0 = 1000/\gamma s$) (Ом/км) визначають за обраним перетину s або знаходять за довідковими таблицями. У схемі заміщення всі зазначені опору виражають у іменованих (Ом) або у відносних одиницях (позначають «*» в індексі).

Лекція №19

Тема: Розрахунок струмів короткого замикання на знижувальних підстанціях, в установках напругою до 1 кВ

Мета: Ознайомитися з розрахунком струмів короткого замикання на знижувальних підстанціях, в установках напругою до 1кВ.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Розрахунок струмів короткого замикання на знижувальних підстанціях.

2 Розрахунок струмів короткого замикання в установках напругою до 1кВ.

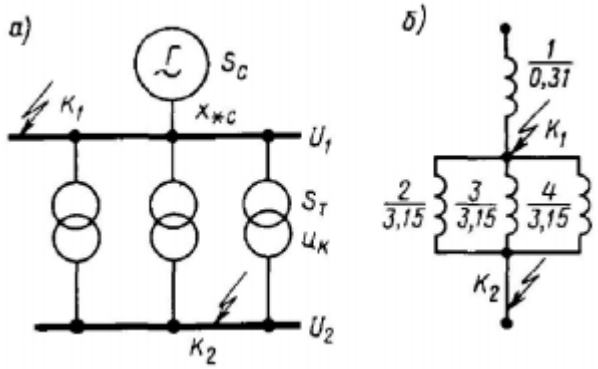
Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Розрахунок струмів короткого замикання на знижувальних підстанціях. Залежно від умов завдання можливі такі варіанти розрахунку.

1-й варіант. Задані: потужність системи S_c, опір системи до точки короткого замикання $К_1$ - x_{*c}, приведене до потужності системи, напруги на понижуючих трансформаторах і U_1 і U_2, номінальні потужності $S_т$ і напруги короткого замикання трансформаторів $U_к$.



Якщо знижувальних підстанція має схеми, наведені на рис.19.8, а, б, то струми короткого замикання для точки $К_1$ можна розрахувати наступним чином:

а) при x_{*c} <3 по розрахунковим кривим (див. рис. 6.6) знаходимо значення k_t, тоді

$$I_t = k_t I_\Sigma, \tag{19.1}$$

де

$$I_\Sigma = S_c/(\sqrt{3}\,U_1); \tag{19.2}$$

б) при $x_{*c} > 3$ знаходимо

$$I_к = I_\Sigma / x_{*c}. \tag{19.3}$$

Для точки К2 розрахунок проводиться для найгірших умов з урахуванням опору трансформаторів х * т при паралельній роботі:

$$I_{K_2} = I_\Sigma/(x_{*c} + x_{*т}) = S_c/[\sqrt{3}\,U_2(x_{*c} + x_{*т})]. \tag{19.4}$$

2-й варіант. Задані значення $S'' = S_к$, x_{*c} до шин знижувальної підстанції, а також паспортні дані трансформаторів ($S_т$, $U_к$). Тоді

а) при $x_{*c} < 3$ потужність, струм системи і струм короткого замикання визначаються так:

$$S_c = S''/k_t; \tag{19.5}$$

$$I_c = S_c/(\sqrt{3}\,U_1); \tag{19.6}$$

$$I'' = S''/(\sqrt{3}\,U_1). \tag{19.7}$$

Значення кратності k_t струму короткого замикання знаходять за кривими, зображеним на рис. 6.6 (для часу t = 0 при заданому значенні x_{*c});

б) при $x_{*c} > 3$ потужність системи $S_c = S''x_{*c}$, так як $"=$S_c/x_{*c}$. При цьому струм короткого замикання

$$I'' = I_к = I_c/z_{\Sigma *}, \tag{19.8}$$

де I_c - сумарний струм системи (джерела живлення); $z_{\Sigma *}$ - повний опір ланцюга до точки короткого замикання.

3-й варіант. Задані потужність короткого замикання $S'' = S_{к1}$ для точки $К_1$, а також паспортні дані трансформаторів підстанції. Враховуючи, що потужність системи не дана, за базисну потужність приймемо сумарну номінальну потужність трансформаторів ($S_{т\Sigma}$). Тоді для точки $К_2$.

$$S'' = S_{т\Sigma}/(x_{*c} + x_{*т}), \tag{19.9}$$

де

$$x_{*c} = S_б/S'' = S_{т\Sigma}/S''; \quad x_{*т} = u_{*к.т}. \tag{19.10}$$

Тоді

$$I''_2 = S''/(\sqrt{3}\,U_2). \tag{19.11}$$

Якщо потужність підключається підстанції значно менше потужності системи, то x_{*c} може бути прийнято рівним нулю. У цьому випадку для точки $К_2$.

Розрахунок струмів короткого замикання в установках напругою до 1000 В. При розрахунку повинні враховуватися активні опору кола короткого замикання (повітряних і кабельних ліній, обмоток силових трансформаторів, трансформаторів струму, шин і комутаційної апаратури). Для зазначених установок вважається, що потужність системи не обмежена і напруга на стороні вищої напруги трансформатора незмінно. Це виконується, якщо потужність системи приблизно в 50 разів більше потужності цехового трансформатора, наприклад при потужності системи більше 50 МВ·А і потужності цехових трансформаторів до 1000 кВ·А.

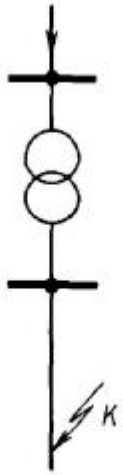


Рис. 6.9. Схема для определения тока короткого замыкания в установках до 1000 В

Рис 6.10. Кривые зависимости

1 — для турбогенератора. *2* — для гидрогенератора

При розрахунку струмів короткого замикання на шинах нижчої напруги трансформатора, в кабелі (рис. 19.9) або іншій точці низьковольтної мережі з опором $x_{*т} = x_{*н.н}$ необхідно знати потужність мережі живлення системи або технічні дані вимикача.

Розглянемо застосовувані способи розрахунку струмів короткого замикання.

1. Відомі або задані значення струмів $I''=I_{п0}$ і на шинах районної підстанції енергосистеми. Розрахунок ведуть в такій послідовності (з урахуванням $x_{*т}$): визначають коефіцієнт $\beta'' = I''/ I_{\infty}$ і по кривих залежності $\beta'' = f\ (x_{*розр})$ (рис. 19.10) знаходять розрахунковий опір $x_{расч}$ системи до місця короткого замикання (у відносних одиницях). Потужність живильної системи

$$S_c = \sqrt{3} I'' x_{расч} U_{ном}, \quad (19.11)$$

де I"- дія значення надперехідного струму короткого замикання, кА; $U_{ср\ ном}$ - номінальна напруга в місці короткого замикання, кВ.

За базисну приймають потужність системи S_C. Тоді струм короткого замикання

$$I_к = I_б / x_{*бΣ}, \tag{19.12}$$

де $I_б = S_б / (\sqrt{3}U_{ном}) = S_c / (\sqrt{3}U_{ном})$.

2. Відомі або задані технічні дані вимикача, встановленого в точці, для якої визначають величини струмів короткого замикання. При цьому приймають, що відключає потужність вимикача $S_{откл}$ дорівнює потужності короткого замикання системи (S") і тоді

$$I_к = I'' = S_{откл} / (\sqrt{3}\, U_{ном}). \tag{19.13}$$

3. Відомі опору кола короткого замикання, виражені в мілліомах (мОм). При цьому струм короткого замикання можна знайти наступним чином.

Величину відносного номінального опору будь-якого елементу схеми x_* виражають у мілліомах, знаючи номінальну напругу $U_{ном}$ і номінальну потужність елемента $S_{ном}$:

$$x = x_* U^2_{ном} / S_{ном}. \tag{19.14}$$

Опору в схемі заміщення призводять до напруги ступені $U_{н\ н.}$ (Нижчої напруги):

$$x = x_* (U^2_{ном} / S_{ном})(U^2_{н\ ном} / U^2_{ном}) = x_* U^2_{н\ ном} / S_{ном}. \tag{19.15}$$

Опір системи можна визначити, віднісши її потужність $S_к$ до потужності відключення $S_{откл}$ вимикача:

$$x_{*c} = S_c / S_{откл}. \tag{19.16}$$

Тоді, враховуючи (6.65), а також те, що в даному випадку $S_{ном} = S_c$, отримаємо

$$x_{*c} = \frac{S_c}{S_{откл}} \cdot \frac{U^2_{н\ ном}}{S_{ном}} = \frac{U^2_{н\ ном}}{S_{откл}}. \tag{19.17}$$

Після того як усі, опору (активні $r_Σ$ та індуктивні $x_Σ$) виражені в мілліомах, знайдемо найбільше значення періодичної складової струму короткого замикання при трифазному короткому замиканні:

$$I^{(3)}_к = U / (\sqrt{3}\sqrt{r^2_Σ + x^2_Σ}), \tag{19.18}$$

де U-лінійна напруга ступені короткого замикання.

Ударний струм визначаємо з урахуванням величини ударного коефіцієнта (див. Рис. 6.2) $k_y = f\ [x / (314\ r)]$.

Наближено для трансформаторів з S_T = 630 ÷ 1000 кВ-А, $U_к$ = 5,5% значення k_y = 1,3; для трансформаторів S_T = 100 ÷ 400 кВ-А значення k_y = 1,2; для віддалених точок мережі $k_y \approx 1$.

Струми короткого замикання двигунів, приєднаних безпосередньо до місця короткого замикання, враховуються тільки при визначенні повного ударного струму короткого замикання:

$$i_у = k_{пуск}\sqrt{2}I_{ном\Sigma}, \qquad (19.19)$$

де $k_{пуск}$ = $I_п$ / $I_{НОМ}$≈4,5 ÷ 7-кратність пускового струму короткого замикання двигунів; $I_{ном\Sigma}$ - номінальний струм одночасно працюючих двигунів, кА.

Слід зазначити, що в розглянутих установках до 1000 В рекомендується враховувати збільшення активного опору провідників r при їх нагріванні значними струмами короткого замикання. Для цього у виробленому попередньому розрахунку струмів короткого замикання робиться поправка на величину зміненого опору (мОм):

$$r' = r\left[1 + \frac{mt}{1+0{,}004\theta_0}\left(\frac{I_к}{s}\right)^2\right], \qquad (19.20)$$

де m-коефіцієнт (для міді m = 22,5; для алюмінію m = 6); t-час короткого замикання, с; θ_0 - температура до настання короткого замикання, град; s - переріз проводу, мм^2.

Струм короткого замикання при новому значенні r ':

$$I_к = U_{ном}/\left(\sqrt{3}\sqrt{r'^2_\Sigma + x^2_\Sigma}\right). \qquad (19.21)$$

Лекція №20

Тема: Електродинамічна і термічна дія струмів короткого замикання.

Мета:Ознайомитися з електродинамічною і термічною дією струмів короткого замикання.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 **Електродинамічна дія струмів короткого замикання.**

2 **Термічна дія струмів короткого замикання.**

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Електродинамічні дії струмів короткого замикання. При коротких замиканнях в результаті виникнення найбільшого ударного струму короткого замикання в шинах і інших конструкціях розподільних пристроїв виникають електродинамічні зусилля, які, в свою чергу, створюють вигинає момент, а отже, механічне напруження в металі. Останнє повинно бути менше максимально допустимого напруги для даного металу.

Електродинамічні дії ударного струму короткого замикання при трифазному короткому замиканні визначаються силою взаємодії між провідниками при протіканні по ним ударного струму $i_у$ найбільша сила $F^{(3)}$, (Н), що діє на шину середньої фази за умови розташування провідників (шин) в одній площині:

$$F^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2{,}04 i_у^2 \frac{l}{a} = 1{,}76 \frac{l}{a} i_у^{2(3)} \cdot 10^{-8}, \tag{20.1}$$

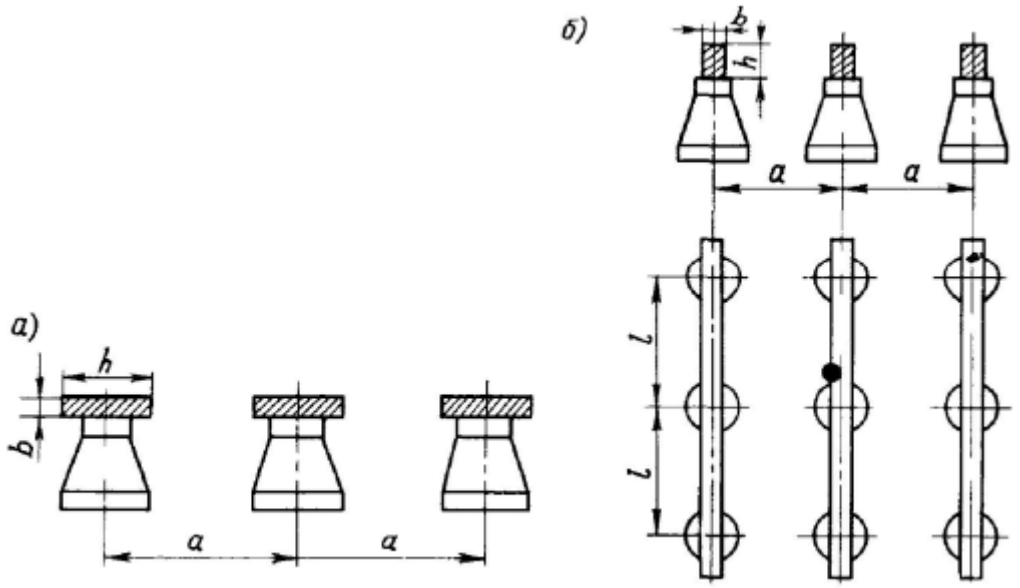
де √3/2 - коефіцієнт, що враховує розбіжність миттєвих значень ударного струму в фазах; l і a - довжина і відстань між струмовідними частинами, див.

Розглядаючи шину як рівномірно навантажену багатопрогоновий балку, вигинає момент (Н • м), створюваний ударним струмом,

$$M = F^{(3)} l / 10. \tag{20.2}$$

Тоді найбільшу механічне напруження в металі при вигині (МПа)

$$\sigma = M / W = 1{,}76 \quad 10 \quad {}^{3} i_у^2 l^2 / (aW), \tag{20.3}$$



де l - відстань між опорними ізоляторами, см; a - відстань між осями шин суміжних фаз, см; W - момент опору, см^3.

При розташуванні шин плазом (рис. 1)

$$W = bh^2/6 \tag{20.5}$$

При розташуванні шин на ребро (рис.1)

$$W = hb^2/6. \tag{20.7}$$

Розрахункові величини напружень в шині $\sigma_р$ повинні бути менше допустимих напружень $\sigma_{доп}$.

Термічні дії струмів короткого замикання. Струмопровідні частини, в тому числі і кабелі, при коротких замиканнях можуть нагріватися до температури, значно більшою, ніж при нормальному режимі. Щоб струмопровідні частини були термічно стійкі до струмів короткого замикання, величина розрахункової температури $\tau_р$ повинна бути нижче допустимої температури $\tau_{доп}$ для даного матеріалу.

За дійсне час протікання струму короткого замикання приймають сумарний час дії захисту $t_{защ}$ і вимикає апаратури $t_{викл}$:$t=t_{защ}+t_{викл}$. При перевірці струмоведучих частин на термічну стійкість зазвичай користуються поняттям приведеного часу $t_{пр}$, протягом якого сталий струм короткого замикання t_∞ виділяє ту ж кількість теплоти, що і змінюється в часі струм короткого замикання, за дійсний час t.

Наведене час визначається складовими часу періодичної і аперіодичної складових струму короткого замикання:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{пр п}} + t_{\text{пр а}}. \tag{20.8}$$

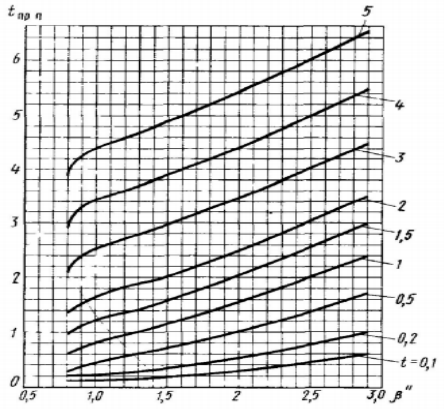


Рис 6 12 Кривые приведенного времени периодической слагающей тока при питании от генератора с АРВ

Величину $t_{\text{пр.п}}$ при дійсному часу t <5с знаходять за кривими залежності $t_{\text{пр.п}} = f\ (\beta\ '')$ (рис. 2), де

$$\beta'' = I''/I_{\infty}. \tag{20.9}$$

При дійсному часу t <5с величина $t_{\text{пр.п}} = t_{\text{пр.}}5 + (t - 5)$, де $t_{\text{пр.}}5$ - наведене час для t = 5 с. Наведене час аперіодичної складової

$$t_{\text{пр а}} = 0{,}005\beta''^2. \tag{20.10}$$

При дійсному часу t <1с величина $t_{\text{пр.а}}$ не враховується.

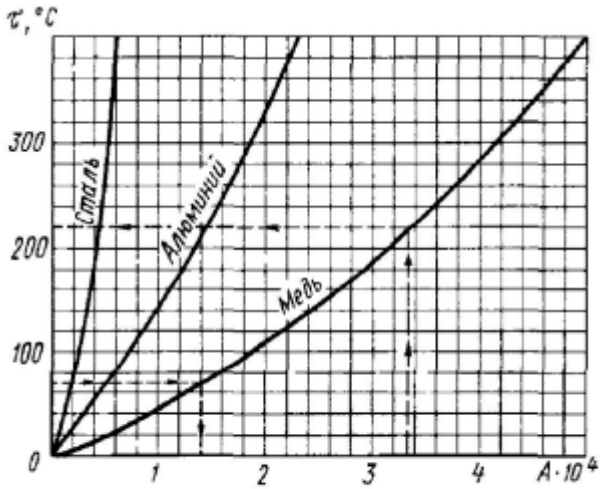


Рис. 6.13. Кривые нагрева токоведущих частей при коротких замыканиях

Струмопровідні частини розраховують на термічну стійкість за кривими нагрівання різних металів, що представляють залежність (рис. 3) $\tau=f(A)=f(j^2 t_{пр})$, де $j=I/s$ - щільність струму, А/мм^2; $t_{пр}$ - наведене час дії струму короткого замикання, с.

Якщо відомі величини I_∞ і $t_{пр}$, то, знаючи максимально допустиму температуру для даного металу $\tau°_{доп}$, за вказаними кривим нагріву знаходять величину

$$A=(I_\infty/s)^2 t_{пр}, \tag{20.11}$$

звідки визначають перетин провідника s.

Якщо відома також початкова температура нагріву провідника до короткого замикання ($\tau_{нач}$), то за тими ж кривим нагріву для $\tau_{нач}$ визначають величину $A_{нач}$. Позначимо через $A_к$ величину, пропорційну повного кількості теплоти, що виділяється в провіднику після короткого замикання. Тоді

$$A_к=A+A_{нач}, \tag{20.12}$$

Або

$$A_к=(I_\infty/s)^2 t_{пр}+A_{нач}. \tag{20.13}$$

Перетин кабелю на термічну стійкість для трифазного короткого замикання перевіряється але формулою

$$s_{мин}=I_\infty\sqrt{t_{пр}}/c, \tag{20.14}$$

де $c=A_к-A_{нач}$ коефіцієнт, що відповідає різниці виділеної теплоти в провіднику після і до короткого замикання (для кабелів напругою 6-10 кВ з мідними жилами c = 141; з алюмінієвими жилами c = 85; для алюмінієвих шин c = 88; для мідних шин c = 171; для сталевих шин c = 60).

Лекція №21

Тема: Штучні і природні заземлювачі та заземлювальні провідники

Мета:

1.1 Ознайомитися зі штучними і природними заземлювачами

1.2 Зрозуміти будову і призначення заземлювальних провідників

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Штучні заземлювачі.
2 Природні заземлювачі.
3 Заземлювальні провідники.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Штучні заземлювачі. Як штучні заземлювачі застосовують вертикально забиті в землю відрізки кутовий стали довжиною 2,5 - 3м і горизонтально прокладені круглі і прямокутні сталеві смуги, які служать для зв'язку вертикальних заземлювачів. Використання сталевих труб не рекомендується.

Останнім часом широко застосовують поглиблені пруткові заземлювачі з круглої сталі діаметром 12-14 мм і довжиною до 5 м (стрижні), ввертають в ґрунт за допомогою спеціального пристосування-електрифікованого ручного заглублювача. Завдяки проникненню таких електродів в глибокі шари ґрунту з підвищеною вологістю знижується питомий опір. Поглиблені пруткові заземлювачі знижують витрату металу, і витрати праці на роботу по влаштуванню заземлення і тому повинні застосовуватися в першу чергу.

Природні заземлювачі. В якості **природних заземлювачів** використовують: прокладені у землі сталеві водопровідні труби, з'єднані в стиках газо- або електрозварюванням; труби артезіанських свердловин, сталева броня силових кабелів, прокладених у землі, при числі їх не менше двох; металеві конструкції і фундаменти будівель та споруд, що мають надійне з'єднання з землею; різного роду трубопроводи, прокладені під землею; свинцеві оболонки кабелів, прокладених в землі.

Не допускається використовувати як природні заземлювачі трубопроводи горючих рідин і горючих або вибухових газів, алюмінієві оболонки кабелів, алюмінієві провідники і кабелі, прокладені в тунелях, блоках, каналах.

Для зниження витрат, що йдуть на заземлюючі пристрої, в першу чергу рекомендується використовувати природні заземлювачі.

Розрахунок природних заземлювачів. Опір розтіканню провідника круглого перетину (наприклад, горизонтально прокладеної в землі водопровідної труби) визначається за. Наступною емпіричною формулою:

$$r_{тр} = (0{,}366\,\rho / l)\lg\left[l^2/(dt)\right],$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом·см; *l* - довжина провідника (труби), см; *d* - зовнішній діаметр провідника, см; *t* - глибина закладення провідника (труби) від поверхні землі до середини провідника, див. Опір розтіканню цих заземлювачів є нестабільною величиною і визначається шляхом вимірів. Якщо опір розтіканню природних заземлювачів недостатньо за нормами, застосовують штучні заземлювачі.

При використанні штучних заземлювачів слід мати на увазі, що поодинокі заземлювачі, закладені в ґрунт (при відстані один від одного не менше 2,5-3 м), викликають явище *взаємного екранування між заземлювачами.* В результаті екранування загальний опір *n* заземлювачів не дорівнює сумі опорів одиночних заземлювачів R_1 тому опір складного заземлювача:

$$R_{\Sigma} = R_1 / n\eta, \tag{21.1}$$

де ŋ – Коефіцієнт екранування (використання) трубчастих заземлювачів, що залежить від числа і взаємного розташування заземлювачів. Величину ŋ (без урахування смуги заземлення) визначають за 97лухо. 7.1.

Число трубчатых заземлителей	Коэффициент экранирования η при отношении расстояния между трубами к их длине (a/l)					
	3	2	1	3	2	1
	Трубы размещены в ряд			*Трубы размещены по контуру*		
5	0,87	0,8	0,68	—	—	—
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,60	0,43
30	0,75	0,60	0,40	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,30	0,68	0,52	0,37
100	—	—	—	0,64	0,48	0,33
200	—	—	—	0,61	0,44	0,30
300	—	—	—	0,60	0,43	0,28

Опір розтіканню заземлювачів в основному залежить від питомого опору ґрунту ρ, яке, в свою чергу, залежить від складу ґрунту, її вологості, температури, щільності прилягання частинок, наявності розчинних солей і 97лу. Зі зміною пори року змінюється також і опір розтіканню заземлювачів. Нижче наведені величини питомого опору ґрунту ρ (Ом·м), отримані на основі дослідних даних при вологості ґрунту 10-20%:

Песок	700
Супесок	300
Суглинок	100
Глина	40
Садовая земля	40
Чернозем	20
Торф	20

Заземлювальні провідники. В якості заземлюючих і нульових захисних провідників використовують: нульові робочі провідники мережі; металеві конструкції будівель (ферми, колони і т. п.); металеві конструкції виробничого призначення (підкранові шляхи, каркаси розподільних пристроїв, шахти ліфтів і т. п.); сталеві труби електропроводок; алюмінієві оболонки кабелів; металеві короби 98лухо заземле і лотків.

Використання металевих оболонок трубчастих проводів несучих тросів при тросової електропроводці, металевих оболонок і свинцевих оболонок проводів і кабелів як заземлюючих або нульових захисних провідників забороняється.

Незалежно від ступеня використання природних заземлювачів в якості заземлюючих або нульових захисних провідників вони повинні мати надійне з'єднання із заземлюючим пристроєм в приміщеннях, в яких застосовується заземлення або занулення.

У випадках, коли розглянуті провідники не можуть бути використані, прокладають спеціальні заземлюючі провідники. Як матеріал для заземлюючих провідників застосовують сталь, проте в деяких випадках використовують кольорові метали, наприклад коли застосування стали конструктивно утруднене.

Перетин заземлюючих і нульових захисних провідників повинен задовольняти умовам механічної міцності і термічної стійкості, встановлених ПУЕ.

В установках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю (більше 500 А) переріз заземлювальних провідників має бути таким, щоб при протіканні струмів однофазного замикання на землю температура заземлювальних провідників не перевищувала 400 ° С (при короткочасному протіканні струму і відповідному часу дії основної захисту).

В установках напругою до 1000 В і вище з ізольованою нейтраллю і перетину заземлюючих провідників вибирають за тривало допустимому навантаженні і перерізу фазних проводів. Перетини заземлюючих провідників повинні становити не менше $^1/_3$ перерізу фазних, а при провідниках, виконаних з різних металів, - не менше $^1/_3$ перерізу фазних, провідників, але не менше наведених в ПУЕ мінімальних перетинів. Майже у всіх випадках достатні наступні перерізу: 120 мм^2 –для сталі, 35 мм^2 – для алюмінію і 25 мм^2-для міді.

В установках напругою до 1000 В з 98 лухо заземленою нейтраллю провідність заземлюючих провідників вибирають з умови забезпечення автоматичного відключення пошкодженої ділянки, тобто при замиканні між фазою і заземлювальним провідником, в якій би точці мережі воно не відбулося, повинен, виникати струм короткого замикання, що перевищує щонайменше в 3 рази номінальний струм плавкої вставки найближчого

запобіжника або струм максимального розчеплювача автомата з назад залежною від струму характеристикою. Для вибухонебезпечних приміщень струм однофазного короткого замикання повинен перевищувати не менш ніж у 4 рази струм найближчій плавкою вставки або в 6 разів струм відключення автомата з назад залежною від струму характеристикою.

Повна провідність нульового захисного провідника повинна бути не менше 50% провідності фазного провідника, а нульовий робочий провідник повинен бути розрахований на тривалий перебіг струму.

У мережах напругою до 1000 В з 99лухо заземленою нейтраллю для забезпечення відключення лінії при замиканні між. Фазним і нульовим проводами струм замикання повинен бути

$$I_з = U_ф / (z_п + z_т), \tag{21.2}$$

де $U_ф$ – фазна напруга мережі; $z_п = \sqrt{r_п^2 + x_п^2}$ – повний опір петлі (фазний – нульовий провід) лінії; $z_т$ – повний опір трансформатора при замиканні на корпус.

Защитный аппарат	Кратность k тока замыкания в помещениях	
	с нормальной средой	с взрывоопасной средой
Предохранители	$3I_{ном}$	$4I_{ном}$
Автоматы с обратно зависимой характеристикой	$3I_{ном}$	$6I_{ном}$
Автоматы с электромагнитным расцепителем	$1{,}4I_{ном}$ при $I_{ном} \leqslant 100$ А, $1{,}25I_{ном}$ при $I_{ном} > 100$ А	$1{,}4I_{ном}$ при $I_{ном} \leqslant 100$ А; $1{,}25I_{ном}$ при $I_{ном} > 100$ А

В якості захисних апаратів в мережах напругою до 1000 В застосовують автоматичні вимикачі (автомати) і запобіжники, для успішного спрацьовування яких необхідно забезпечити протікання в ланцюзі однофазного замикання достатнього за величиною струму

$$I_з = kI_{ном}, \tag{21.3}$$

де k - кратність струму однофазного замикання до струму установки автомата або номінальному струму запобіжника .

Струм однофазного замикання $I_З$ протікає від трансформатора по петлі «фазний-нульовий провід» і визначається за (21.3).

Лекція №22

Тема: Розрахунок заземлювальних пристроїв в електроустановках.

Мета: Навчитися розраховувати заземлювальні пристрої в електроустановках.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Призначення заземлювального пристрою

2 Принцип розрахунку заземлювального пристрою.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

При розрахунку заземлюючого пристрою визначаються тип заземлювачів, їх кількість і місце розміщення, а також перетин заземлюючих провідників. Цей розрахунок проводиться для очікуваного опору заземлювального пристрою у відповідності з існуючими вимогами ПУЕ.

Грунт, навколишній заземлювачі, не є однорідним. Наявність у ньому піску, будівельного сміття та ґрунтових вод робить великий вплив на опір ґрунту. Тому ПУЕ рекомендують визначати питомий опір ρ ґрунту шляхом безпосередніх вимірювань в тому місці, де розміщуватимуться заземлювачі.

Отримане шляхом вимірів питомий опір ґрунту є найважливішою величиною, що визначає опір заземлюючого пристрою. При цьому необхідно враховувати сезонні коливання питомої опору ґрунту. Навесні і восени воно нижче, ніж взимку і влітку. Збільшення питомої опору землі в зимовий і сухе літній час враховується за допомогою коефіцієнтів підвищення. Коефіцієнт підвищення показує, у скільки разів розрахункове удільне опір ґрунту більше в порівнянні з виміряним в теплу пору року (травень-жовтень). Величина коефіцієнта підвищення залежить від стану ґрунту під час замірів та кількості опадів, що випали безпосередньо перед вимірами. Розрізняють три значення коефіцієнтів:

Ψ_1 - питомий опір грунту відповідає приблизно мінімального значення (грунт вологий; вимірам передувало випадання великої кількості опадів);

Ψ_2 - питомий опір груша відповідає приблизно середньому значенню (грунт середньої вологості; вимірам передувало випадання невеликої кількості опадів);

Ψ_3 - питомий опір ґрунту відповідає приблизно найбільшим значенням (суха земля; вимірів не передувало випадання опадів).

Розрахункове значення питомого опору ґрунту в місці пристрою заземлення

$$\rho = \rho_{из}\psi, \tag{22.1}$$

де $\rho_{из}$ - виміряний питомий опір ґрунту; ψ - коефіцієнт підвищення опору.

При відсутності даних вимірювання для розрахунків користуються зразковими значеннями питомих опорів ґрунтів: Розрахункові значенням коефіцієнтів підвищення опору для різних ґрунтів і глибин закладення наведені, в табл. 7.3.

Характер грунта	Глубина заложения, м	Расчетные коэффициенты		
		ψ_1	ψ_2	ψ_3
Суглинок	0,8—3,8	2,0	1,5	1,4
Садовая земля (0,6 м), ниже слой глины	0—3	—	1,32	1,2
Гравий с примесью глины, ниже глина	0—2	1,8	1,2	1,1
Известняк	0—2	2,5	1,51	1,2
Гравий с примесью песка	0—2	1,5	1,3	1,2
Торф	0—2	1,4	1,1	1,0
Песок	0—2	2,4	1,56	1,2
Глина	0—2	2,4	1,36	1,2

Знаючи розрахункове питомий опір грунту, можна визначити опір одиночного заземлювача. Опір вертикального заземлювача при довжині l (м), діаметрі d (мм) визначається наближеною формулою

$$R_0 = (0{,}366\,\rho/l)\lg(4l/d). \tag{22.2}$$

У розрахунках можна користуватися також наступними спрощеними формулами:

для поглибленого пруткового електрода діаметром 12 мм, довжиною 5 м $R_{о.пр}$ = **0,00227**ρ;

для електрода з кутової сталі розміром 50 × 50 × 5 мм, довжиною 2,5 м $R_{о.у}$ = 0,0034 ρ;

для електрода з труби діаметром 60 мм, довжиною 2,5 м = 0,00325 ρ, де ρ виражено в Ом·см.

Число вертикальних заземлювачів визначається за значеннями $R_0=R_1$ и $R_\Sigma = R_3$ [см. (7.4)]

$$n = R_0/(\eta R_з), \tag{22.3}$$

де n— коефіцієнт екранування.

Якщо відстань між заземлювачами a й відношення a/l уточнюються по периметру підстанції, то знову розраховується число заземлювачів при новому значенні коефіцієнта використання.

Заземлювачі з'єднуються за допомогою горизонтальних металевих смуг, опір яких R_n необхідно враховувати, якщо опір R_Σ вертикальних заземлювачів більше опору R_3, прийнятого за нормами:

$$R_п = \frac{\rho}{K_{иг}} \ln \frac{l_п^2}{b_п t_п}, \tag{22.4}$$

де $K_{иг}$ — коефіцієнт використання протяжних заземлювачів (залежить від ставлення a/l і числа вертикальних електродів в ряду; становить приблизно 0,75—0,89 [15]); $l_п$, $b_п$— довжина і ширина смуги, см; $t_п$ глибина закладання смуги, см.

Якщо враховується опір сполучної смуги, то зменшується необхідна кількість заземлюючих вертикальних електродів.

Після вибору розрахункової величини опору розтікання $R_З$ знаходять опір штучних заземлювачів $R_и$ при цьому враховується опір $R_е$ природних заземлювачів:

$$R_и = R_з R_е / (R_е - R_з). \tag{22.5}$$

Провідність штучного заземлювача складається з провідностей вертикальних заземлювачів $1/R_\Sigma$ і сталевої горизонтальної смуги $1/R_п$, з'єднує вертикальні заземлювачі:

$$1/R_и = 1/R_\Sigma + 1/R_п. \tag{22.6}$$

Тут R_Σ підраховується з урахуванням коефіцієнта екранування (див. табл. 7.1).

Щоб створити надійний контакт з шарами ґрунту, які не піддаються промерзання і висихання, заземлювачі закладаються на глибину близько 0,7 м (від поверхні землі до верхньої частини заземлювача).

За формою розташування заземлювачів розрізняють виносні (або зосереджені) і контурне заземлення.

При виносному заземленні все заземлювачі зосереджують в одному певному місці, де розташовують їх на відстані не менше 2,5-3 мм один від одного. За допомогою магістралей заземлення до виносного заземлення приєднується електрообладнання.

При контурному заземленні заземлювачі розташовуються по периметру території, що захищається; при більшій величині території заземлювачі закладаються також всередині її. Контурне заземлення рекомендується у всіх випадках, а в установках напругою вище 1000 В воно є обов'язковим.

Спосіб розміщення заземлювачів (у ряд або по контуру) визначається за планом установки. В установках з великими струмами замикання на землю заземлювачі і лінії зв'язку слід розташовувати так, щоб забезпечити по можливості рівномірний розподіл потенціалу на площі, зайнятої електрообладнанням. Для цього уздовж осей обладнання на глибині 0,5 м прокладають вирівнюють провідники, які через кожні 6 м з'єднують поперечними провідниками. Вирівнювання потенціалів передбачають також біля входів і в'їздів на територію підприємства.

Смугова одаль, застосовувана для електричного зв'язку між електродами, є додатковим заземленням. Через порівняно великого опору сполучних смуг воно мало впливає на загальний опір заземлюючого пристрою. Тому в практичних розрахунках провідність сполучних смуг можна не враховувати (за винятком великих контурних заземлювачів).

Лекція №23

Тема: Основні поняття і види релейного захисту. Основні типи реле.

Мета:
1.1 Ознайомитися з основними поняттями і видами релейного захисту.
1.2 Опанувати основні види реле.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Основні поняття релейного захисту.
2 Основні види релейного захисту.
3 Основні типи реле.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література

1 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Строиздат», 1989 г. – 351 с.

Апарати релейного захисту - це спеціальні пристрої (реле, контактори, автомати та ін.), Що забезпечують автоматичне відключення пошкодженої частини електричної установки або мережі. Якщо пошкодження не представляє для установки безпосередньої небезпеки, то релейний захист приводить в дію сигнальні пристрої. Для забезпечення надійної роботи релейний захист повинен:

- мати вибірковість (селективність), т. е. відключати високовольтними вимикачами або автоматами тільки пошкоджену ділянку установки. Час спрацювання захисту характеризується витримкою часу, що забезпечує вибірковість дії захисту. Витримка часу визначається Часом дії вимикача пошкодженої ділянки і часом спрацьовування захисту;
- володіти достатньо високою чутливістю до всіх видів пошкоджень на захищається лінії і на лініях, що живляться від неї, а також до змінених у зв'язку з цим параметрам нормального режиму роботи (струму, напрузі та ін.), що оцінюється коефіцієнтом чутливості

- бути виконана за найбільш простою схемою з найменшим числом апаратів.

Реле, застосовувані в релейного захисту, класифікують за такими ознаками:

- за принципом дії - електромагнітні, індукційні, електродинамічні, теплові, електронні, магнітоелектричні та ін .;
- по параметру дії-струму, напруги, потужності, теплові та ін ;
- за способом впливу на відключення прямого і непрямого дії.

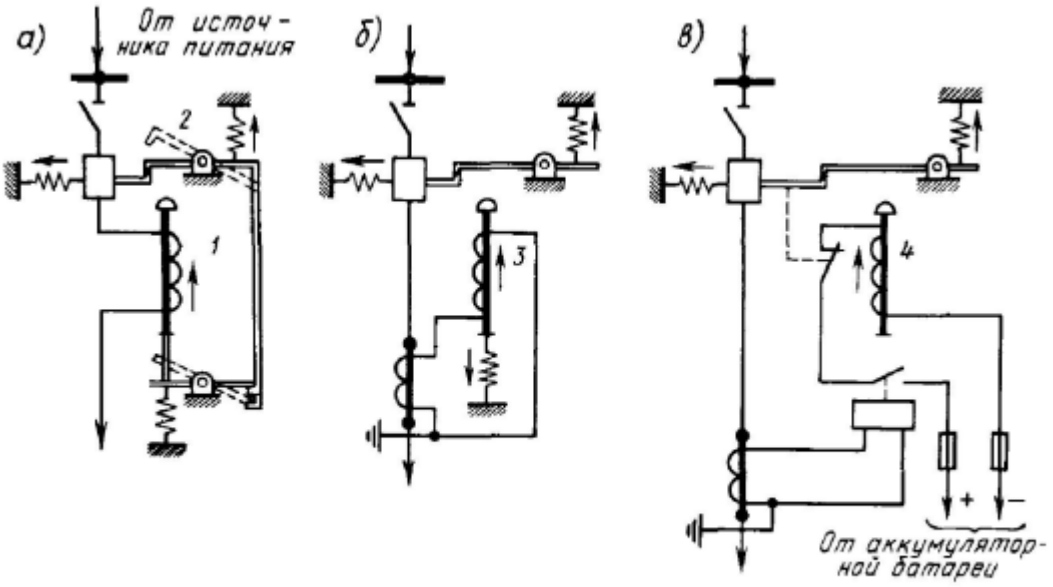


Рис. 8.1 Принципиальные схемы устройства релейной защиты

Як приклад первинного реле максимального струму прямої дії можуть служити максимальний автомат (рис. 8.1, а), де розрахунковий струм проходить по відключає котушці 1, виключення проводиться механічним впливом на засувку 2 автомати.

Недоліком такого захисту є мала чутливість і можливість її установки тільки в ланцюгах нижчої напруги невеликої потужності. При цьому налагодження або регулювання автомата пов'язана з відключенням установки.

Більш чутливою захистом є захист з вторинним реле максимального струму прямої дії (рис. 8.1, б). Як приклад такого захисту можуть служити котушки 3 відключення, вбудовані безпосередньо в приводи високовольтних вимикачів.

Найбільш досконалою захистом є захист з вторинним реле 4 максимального струму побічної дії (рис. 8.1, в). Струм, призначений для живлення ланцюгів релейного захисту, автоматики та сигналізації, називається оперативним струмом. Надійність роботи і справність джерела оперативного струму мережі забезпечують безвідмовну роботу всіх елементів входять до пристрій релейного захисту. Постійний або випрямлений струм отримують від акумуляторних батарей або від різних випрямних пристроїв. Оперативний постійний струм забезпечує надійність роботи релейного захисту. Однак його отримання пов'язане з додатковою витратою на установку акумуляторної батареї або випрямних пристроїв; при наявності розгалуженої

мережі оперативного струму можливі пошкодження і пов'язані з цим помилкові дії захисту. Тому були сконструйовані спеціальні блоки живлення типу БП-1000 на 800 -1500 Вт для безпосереднього підключення реле часу, проміжних реле і котушок відключення, що працюють на постійному струмі і напрузі 110-220 В.

Основні типи реле. Реле - це апарати, які замикають або розмикають електричні ланцюги або механічно впливають на вимикачі при заданому значенні величин, на які вони реагують (струм, напруга, потужність, тиск, температура). В релейного захисту найбільш поширені електричні реле - електромагнітні та індукційні.

Реле максимального струму типу РТМ, РТВ. Приводи ряду вимикачів мають вбудовані реле миттєвої дії твань РТМ і реле з витримкою часу типу РТВ.

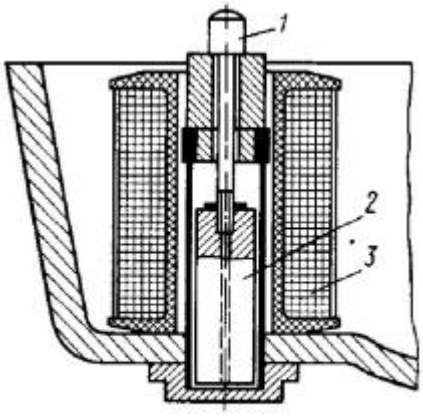


Рис. 8.2. Встроенное реле типа РТМ

Основні частини реле типу РТМ наведено на рис. 8.2. При протіканні по котушці 3 встановленого струму спрацьовування сердечник 2 втягується в котушку, ударник 1 вдаряє по важелю приводу і вимикач відключається. Струм спрацьовування реле регулюється штепсельних або поворотним перемикачем, що змінює число витків котушки реле. Реле типу РТМ має струми установки 5; 7; 8; 10; 12,5; 15 А. Потужність реле при спрацьовуванні становить близько 50 В А.

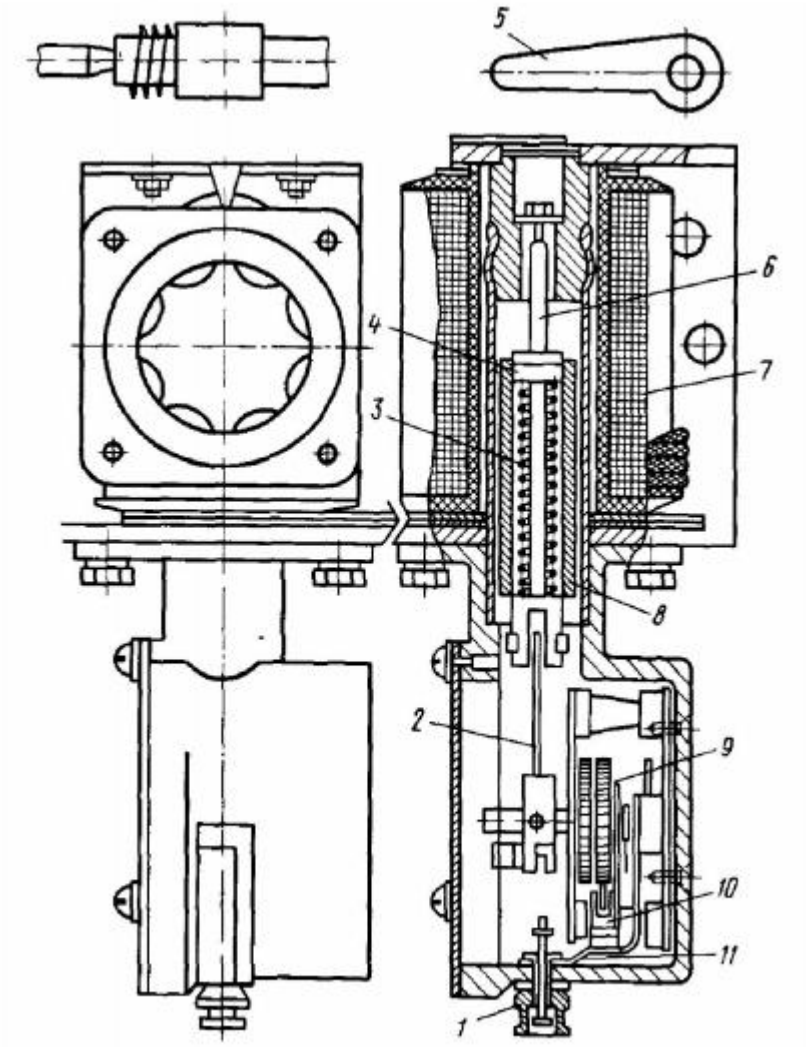


Рис 8.3 Встроенное реле типа РТВ

Реле типу РТВ (рис. 8.3) являє собою реле прямої дії з витримкою часу. При протіканні по котушці реле 7 встановленого струму спрацьовування сердечник 8 втягується в котушку і стискає пружину 3, яка через стопорне кільце 4 тисне на ударник 6. Підйом ударника вгору обмежений тягою 2, прикріпленої до часовим механізмом 9. Швидкість роботи годинникового механізму залежить від ступеня стиснення пружини, т. е. від величини струму котушки реле. При триразовому струмі (по відношенню до струму спрацьовування) пружина повністю стиснута, а витримка часу мінімальна. Після спрацьовування годинникового механізму відбувається його розчеплення з ударником, який під дією пружини з великою силою вдаряє по важелю 5 приводу, і вимикач відключається.

Струми спрацьовування регулюються поворотним перемикачем від 5 до 10 А. Витримка часу регулюється настановним гвинтом 1, що впливає через пластину 11 на важіль 10 годинникового механізму, переміщення якого і змінює витримку.

Вбудовані реле струму типу РТМ і РТВ і реле мінімальної напруги РН-54 застосовують в пружинних приводах типу ПП-67.

Реле типу РТМ виконують у чотирьох варіантах з регулюванням струму уставки: РТМ-1 - від 5 до 15 А; РТМ-II-від 10 до 25 А; РТМ-III - від 30 до 60

А; РТМ-IV - від 75 до 150 А. Струм спрацьовування регулюють зміною повітряного зазору.

Реле типу РТВ виконують у шести варіантах з діапазоном уставки поминальних відмикаюччих струмів 5 35 А; вони мають обмежено залежну характеристику витримки часу з регулюванням від 0 до 4 с. Реле мінімальної напруги РН-54 виконують із витримкою часу 0 - 9 с.

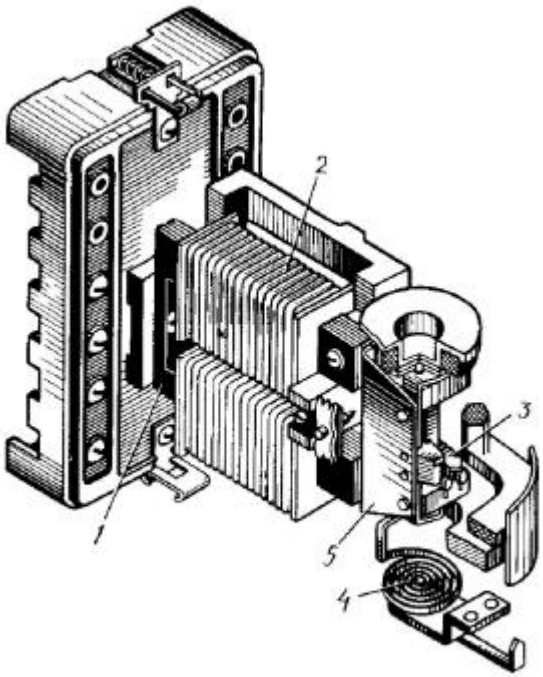


Рис 8 4 Схема устройства электромагнитного реле типа РТ-40

Натомість електромагнітних реле типу РТ-40 і РН-50 (рис. 8.4) випускають реле ЕТ-520 і ЕН-520. Реле складається з електромагніту, обмоток з двох котушок 2, якоря 5, укріпленого на осі з рухомим контактним мостом 3, і спіральної протидіє пружини 4.

Якщо електромагнітна сила більше механічної сили пружини, якір притягається до електромагніту, при цьому рухливий контактний Міст 3 замикає одну пару і розмикає другу пару нерухомих контактів.

Уставка спрацьовування реле струму РТ-40 регулюється натягом пружини і включенням котушок з послідовного з'єднання на паралельне, і показання шкали змінюються в 2 рази. Уставка спрацювання реле напруги РН-50 регулюється також натягом пружини і включенням двох додаткових резисторів в ланцюг обмотки реле, що також змінює свідчення шкали в 2 рази.

В реле РН-50 передбачається харчування обмотки реле пульсуючим випрямленою струмом через випрямляч. Для реле РТ-40 межі уставок струму спрацьовування при послідовному з'єднанні котушок складають 0,5-25 А, при паралельному з'єднанні -1-50 А. Для реле РН-53 максимального напруження; межі уставок напруг спрацьовування становлять 15 - 400 В, для реле мінімальної напруги РН-54-12 - 320 В.

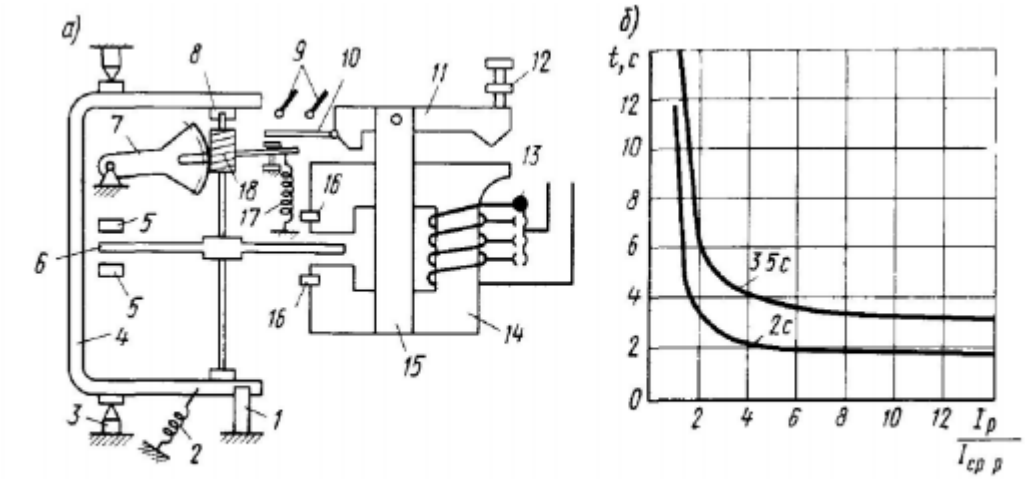


Рис 8 5 Схема устройства индукционного реле типа РТ-80 (*а*) и характеристики срабатывания реле (*б*)

Індукційні реле струму типу РТ-80. Реле цієї конструкції (рис. 8.5) має два релейних елемента-індукційний і електромагнітний.

Індукційний елемент складається з електромагніту 14 з короткозамкненими витками 16 і диска б, вісь якого знаходиться в підшипниках 8, встановлених на рамці 4. Рамка повертається на осях 3 і пружиною 2 утримується в крайньому положенні, т. Е. Притиснутою до упору 1. На вісь диска насаджений черв'як 18. У крайньому положенні рамки сегмент 7, що має черв'ячні зуби, знаходиться поза зачеплення з черв'яком, і контакти 9 реле розімкнуті.

При протіканні по обмотці реле струму Ір> Іср р диск повільно обертається, причому його обертанню перешкоджає гальмівний момент, створюваний постійним магнітом 5. Під дією електромагнітного моменту, створюваного струмом реле, рамка повертається, черв'як входить в зачеплення з зубами сегмента, починає поступово підніматися, долаючи зусилля пружини 17, і спеціальною планкою 10 замикає контакти реле. Час спрацювання регулюється початковим становищем зубчастого сегмента за допомогою гвинта, укріпленого на шкалі часу. Чим більше сила струму Ір в обмотці електромагніту, тим швидше буде обертатися диск і з меншою витримкою часу будуть замикатися контакти реле, т. Е. Реле матиме залежну від струму характеристику часу спрацьовування. При значеннях струму Ір = (6 ÷ 8) Іср р настає насичення стали електромагніту і характеристика переходить в незалежну. Тому характеристики реле РТ-80 називають обмежено залежними (рис. 8.5, б).

Електромагнітний елемент реле РТ-80 складається з ярма електромагніту 15 і якоря 11, через які замикається частина потоків розсіювання електромагніту. При протіканні по обмотці реле струму Ір≥2Іср р якір втягується і без витримки часу (відсіченням) замикає контакти реле. Струми спрацьовування індукційного елемента Іср регулюються зміною числа витків обмотки (перестановкою контактного гвинта 13 на контактній колодці); Іср = 2 ÷ 10 А; час спрацьовування 0,5 -16 с.

Таким чином, електромагнітний елемент може діяти або спільно з індукційним елементом, або самостійно, як би відсікаючи частину

характеристики реле при великих токах. Тому електромагнітний елемент діє з відсіченням. При цьому Іотс = (2 ÷ 8) Іср.

Струми спрацьовування електромагнітного елемента регулюються зміною кількості витків обмотки і положення регулювального гвинта 12.

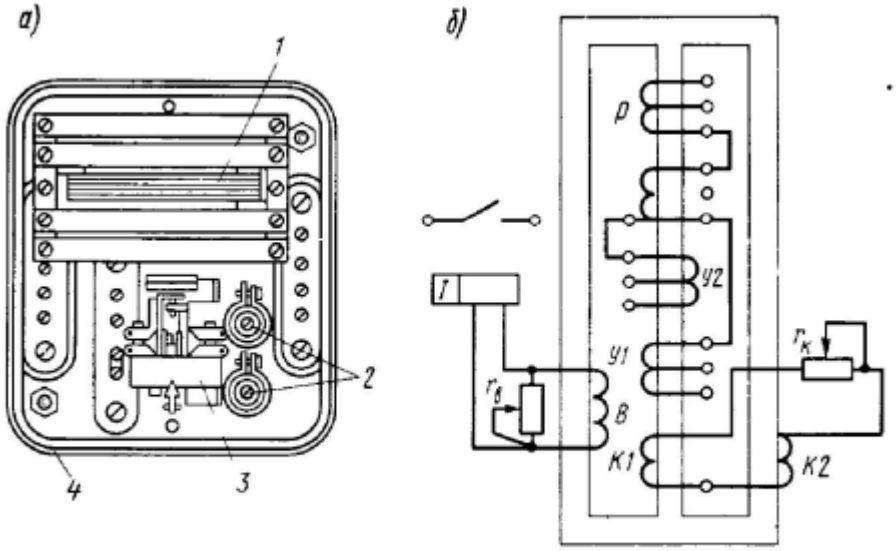


Рис 8 6 Реле типа РНТ-565

а — общий вид, *б* — схема

Електромагнітні струмові диференціальні реле. Реле типу РНТ-565 застосовують для диференціальної захисту генераторів, трансформаторів. Вони складаються (рис. 8.6, а) з змонтованих в загальному кожусі 4 електромагнітного реле 3 типи РТ-40, проміжного бистронасищеного трансформатора 1 (БНТ) і резисторів 2.

На рис. 8.6, б приведена принципова схема реле РНТ-565 з БНТ. Струм з робочої обмотки Р безпосередньо трансформується у вторинну обмотку В, а також через короткозамкнені обмотки К1 К2 шляхом подвійного трансформації подається на струмове реле І.

На середньому стрижні БНТ цього реле, розташовані зрівняльні обмотки У1, У2, використовувані в диференціальної захисту трансформаторів. Налагодження та регулювання струму спрацювання реле виробляються резисторами з опорами rв і rк. При включенні струмових реле через БНТ реле стають нечутливими до струмів намагнічування силових трансформаторів при включенні їх на напругу; до струмів небалансу, що виникають в початковий момент короткого замикання, що дозволяє підвищити чутливість захисту.

Всі обмотки, крім вторинної В, мають відгалуження для зміни числа включених витків. Включення необхідного числа витків проводиться установкою регулювальних гвинтів у відповідні гнізда пластинок. Цифри близько гнізд вказують число включаються витків.

Число витків робочої (диференціальної) обмотки

$$w'_c = F_{ср\ р}/I_{ср\ р},$$

де Fср р = 100 - сила, що намагнічує спрацювання реле РНТ, А

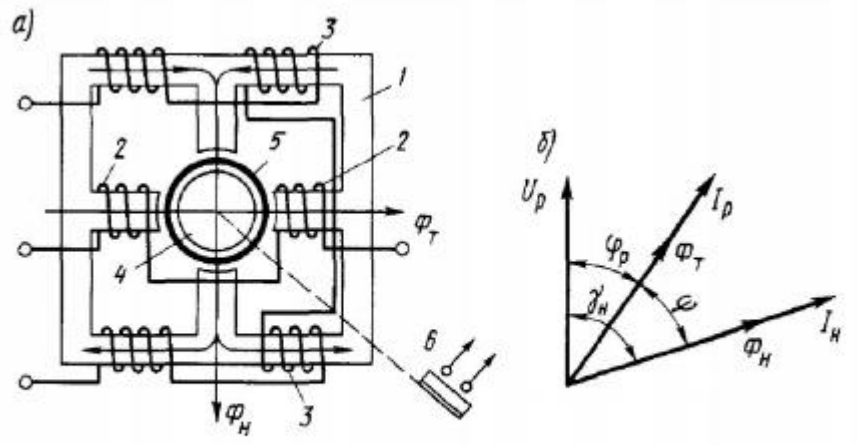


Рис. 8.7. Однофазное индукционное реле мощности:
а — схема устройства; *б* — векторная диаграмма

Індукційні реле потужності. Такі реле реагують на величину і напрямок потужності, підведеної до його обмотці. На рис. 8.7, а зображено пристрій однофазного індукційного реле потужності РБМ-170. На полюсах всередині замкнутої магнітної системи 1 розташовуються дві обмотки. Обмотка 2 включається в ланцюг струму навантаження послідовно. Обмотка: 3, що складається з чотирьох секцій, підключається до ланцюгів напруги паралельно. Магнітні потоки Фт, Фн, створювані обмотками струму і напруги, проходять по магнітопровода і через нерухомий сталевий сердечник 4, індукуючи в алюмінієвому роторі 5 вихрові струми. Барабанчик, встановлений на осях, повертається, чому протидіє спіральна пружина: При повороті ротора в напрямку, відповідному замикання контактів, на певний кут замикається контактна система реле 6.

Взаємодія магнітних потоків Фт і Фн з струмами, індукованими в роторі, створює обертовий момент на роторі

$$M_{вр} = k\Phi_т\Phi_н \sin\psi, \tag{8.2}$$

де ψ - електричний кут між магнітними потоками (рис. 8.7, б).

На векторній діаграмі також зазначені: Up, Ip-вектори напруги і струму, підведені до обмоток напруги і струму реле; φр-кут зсуву між Up і Ip, який визначається параметрами мережі і схемою включення реле; Ін - вектор струму, в обмотці напруги реле; ɣн - кут між Up і Ін, який визначається співвідношенням активного і реактивного опорів кола напруги.

Замінюючи в (8.2) магнітні потоки Фт і Фн відповідними їм виразами для струму Ip, напруги Up і кута ψ = ɣн-φр, отримаємо вираз для обертального моменту

$$M_{вр} = kI_р U_р \sin(\gamma_н - \varphi_р). \tag{8.3}$$

Отже, момент рухомої частини зазначеного реле пропорційний потужності, а зміна знака моменту (на замикання або заклинювання)

відбувається при зміні напрямку струму в обмотці струму або напруги реле. Тому індукційне реле потужності називається реле напрямку потужності і. використовується в схемах релейного захисту для виявлення лінії, на якій сталося коротке замикання.

Згідно (8.3), крутний момент рухомої системи реле РМБ досягає максимального значення, коли sin φ = 1, що має місце при ɣн-φр = 90 ° або -φр = - 90 ° - ɣн. Знак мінус при φр показує, що вектор Ір випереджає вектор напруги Up (рис. 8.7, б). Кут φр, при якому крутний момент має максимальне значення, називається кутом максимальної чутливості φмакс.ч.

Реле напрямку потужності одно- і двосторонньої дії випускають типів РМБ-170 і РМБ-270 з їх модифікаціями. Кути максимальної чутливості зазначених типів реле різні. Так, реле типів РМБ-171 і РМБ-271 мають кут максимальної чутливості, коли вектор струму випереджає вектор напруги, а кут φ = -30 °.

Для реле РМБ-177 і РМБ-178 обертовий момент досягне максимального значення Ммакс при φ = 70 і 250 °, що відповідатиме мінімальній потужності спрацювання реле Рср р = 1 В А. При φр = 0, коли вектор струму збігається з вектором напруги, Мвр≈0,3Ммакс, а необхідна потужність спрацювання реле зростає в 3 рази.

Допоміжні реле. Ці реле призначені для створення необхідних витягів часу (реле часу), розмноження імпульсів (проміжне реле) і подання відповідних сигналів спрацьовування релейного захисту (вказівні реле).

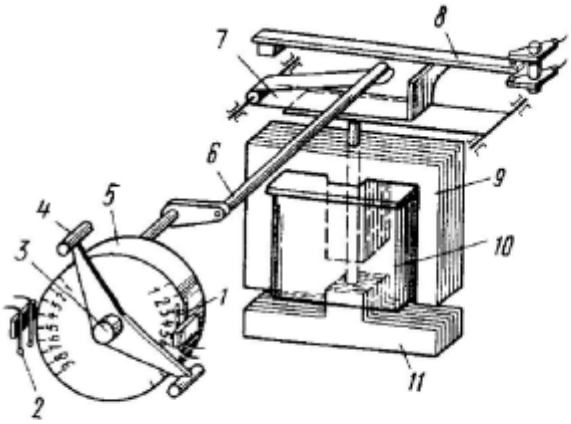


Рис. 8.8. Реле времени типа ЭВ-215

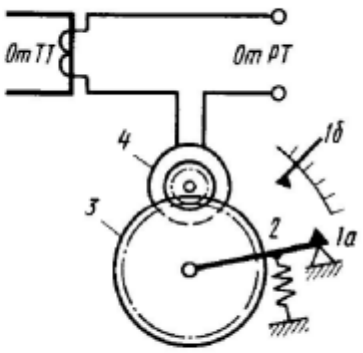


Рис. 8.9. Моторное реле времени

Реле часу типів ЕВ-112-ЕВ-144 випускають для роботи на постійному струмі на напругу 24, 48, 110, 220 В. Реле часу змінного струму типів ЕВ-215-ЕВ-245 випускають на напругу 100, 127, 220, 380 В . В реле ЕВ-215 (рис. 8.8) при підведенні напруги до обмотки реле 10, розташованої на ярмі 9, заводиться годинниковий механізм 5, що призводить до підйому якоря 11. Якір ж через систему важелів 6 і 7 заводить годинниковий механізм, одночасно замикаючи

без витримки часу миттєві контакти 8. При виключенні напруги система важелів приходить у вихідне положення, миттєві контакти перемикаються, а заведений годинниковий механізм починає обертати важіль 3, переміщаючи рухливі контакти 4, які з встановленою витримкою часу замкнутий контакти 2, а потім контакти 1. Витримка часу регулюється переміщенням контактів 1.

В якості електромеханічних реле часу також застосовують моторні реле часу з синхронними мікродвигунами (рис. 8.9). При спрацьовуванні реле РТ захищається елемента від проміжного трансформатора ТТ, розміщеного в кожусі реле часу, подається необхідна напруга, при якому мікродвигун 4 через передавальний механізм 3 починає рухати важіль 2 зі швидкістю, яка визначається частотою струму в мережі. На важелі 2 укріплений рухливий елемент контакту 1а. Через витримку часу, що встановлюється становищем нерухомого елемента контакту 16, останній; замикається, і реле часу спрацьовує.

Реле такого типу застосовують у схемах максимально-струмового захисту на оперативному змінному струмі (див. Рис. 8.14).

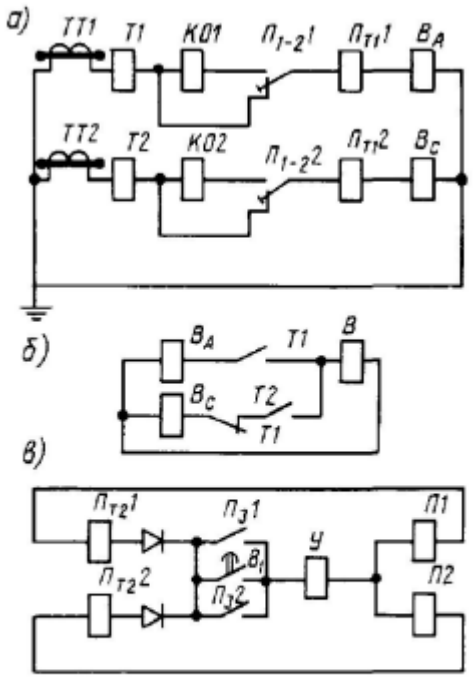


Рис 8 14 Схемы максимально-токовой защиты на переменном оперативном токе

Проміжні реле призначені для розмноження контактів основного реле, наприклад для одночасного замикання або розмикання декількох ланцюгів, що живлять відключають котушки приводів вимикачів. Їх використовують також для посилення потужності сигналу основного реле (шляхом передачі його імпульсу на проміжне реле з більш потужними контактами).

Проміжні реле виконуються для роботи на постійному і змінному оперативному струмі і включаються як реле напруги або як реле струму.

Для роботи на постійному струмі напругою 24, 48, 110, 220 В застосовують реле проміжні типів РП-210, РП-232. Всі зазначені реле працюють на електромагнітному принципі і мають п'ять контактів, які можуть використовуватися в різних комбінаціях як замикають і розмикають. Споживана потужність становить 6-8 Вт

Для роботи на змінному струмі напругою 100, 127, 220, 380 В застосовують проміжні реле типів РП-321 та РП-341.

В якості проміжних реле, що застосовуються для роботи на змінному та постійному струмі, використовують малогабаритні реле типу МКУ-48 і кодові реле типу КДР, в яких шляхом набору контактних пластин можна отримати необхідну кількість замикаючих і спорогенезів контактів.

На рис. 8.10 наведено пристрій реле типу РП-341. Первинну обмотку насичує трансформатора 2 підключають до вторинної ланцюга трансформаторів струму, вторинну обмотку через германієві випрямлячі 1 підключають до електромагнітного реле, що складається з магнітопровода 6, обмотки 5, якоря 3 і конденсатора 4, призначеного для згладжування випрямленої струму.

При подачі в обмотку реле струму, що перевищує струм спрацювання, якір 3 притягається до магнітопроводу і перемикає контакти 7,8, 9, діючі в ланцюгах отключающих котушок приводів вимикачів або дешунтірует котушки відключення без розриву ланцюга. Слід зазначити, що короткочасний, струм у реле типу РП-341 може досягати 150 А.

Вказівні реле призначені для подачі сигналу про спрацьовування відповідного захисту. Вказівні реле можуть включатися: послідовно-в ланцюг інших реле або апаратів і реагувати на появу струму в них; паралельно - в ланцюг відповідних реле і апаратів і вказувати поява на них напруги.

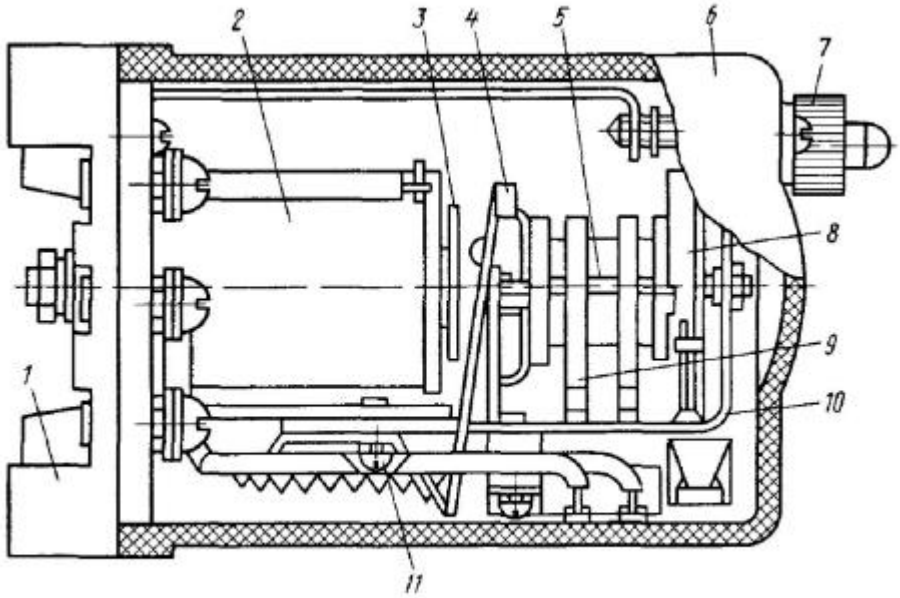


Рис. 8.11. Указательное реле типа РУ-21

На рис. 8.11 наведено пристрій вказівного реле типу РУ-21. Реле складається з електромагніту 3, обмотки 2, якоря 4, сигнального прапорця 8, контактного містка 5 з пластинами Р, поворотної пружини 11, скоби 10 і поворотній кнопки 7. Реле змонтовано на цоколі 1 і закрито кожухом, 6.

При проходженні струму по обмотці реле якір притягається до електромагніту, звільняє прапорець, який повертається і встановлюється у оглядового вікна. Одночасно поворотом, контактного містка перемикають контактні пластини, що служать для подачі відповідного сигналу. Повернення прапорця і реле в початкове положення проводиться кнопкою 7.

Лекція №24

Тема: Захист окремих елементів системи.

Мета:ознайомитися з захистом окремих елементів системи.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 **Захист силових трансформаторів**, ПЛ та КЛ.

2 **Захист генераторів та електродвигунів.**

3 Захист електропічних установок та статичних конденсаторів.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Захист силових трансформаторів. Захист, що встановлюється на силовому трансформаторі, повинна або забезпечувати його відключення при міжфазних і виткових коротких замиканнях, а також при замиканнях на землю,

або подавати сигнал про ненормальний режим роботи трансформатора (перевантаження трансформатора, підвищенні температури масла і тощо).

Види захистів, що встановлюються на трансформаторі, визначають потужністю трансформатора, його призначенням, місцем установки та іншими вимогами, що пред'являються до режиму його експлуатації. В умовах електропостачання промислових підприємств силові трансформатори встановлюють:

На ГПП з первинною напругою 220, 110, 35 кВ і вторинною напругою 6, 10, 20, 35 кВ при потужності одного трансформатора від 1000 до 63 000 кВ·А;

- на ЦП з первинною напругою 6, 10, 20, 35 кВ і вторинною напругою 0,23; 0,4; 0,69 кВ при одиничної потужності від 100 до 2500 кВ·А;

- на спеціальних установках (електропічних, випрямних та ін.).

Захист трансформаторів ГПП. На рис. 8.21 наведена схема захисту понижувального трансформатора з первинним напругою 110 -35 кВ і вторинною напругою 6 -10 кВ, потужністю 6300 кВ А. На виводах вищої напруги трансформатора встановлюють короткозамикач і відокремлювач.

При спрацьовуванні захисту пошкодженого трансформатора подається імпульс на включення короткозамикача за допомогою спеціального приводу типу ШПК. Короткозамикач включається і створює на виводах вищої напруги трансформатора штучне коротке замикання, під дією якого захисту, встановлені на живильної підстанції, спрацьовують і відключають лінію. Після відключення лінії відокремлювач пошкодженого трансформатора відключається, від’єднуючи трансформатор від лінії. Слідом за цим лінія може бути включена знову пристроєм АПВ.

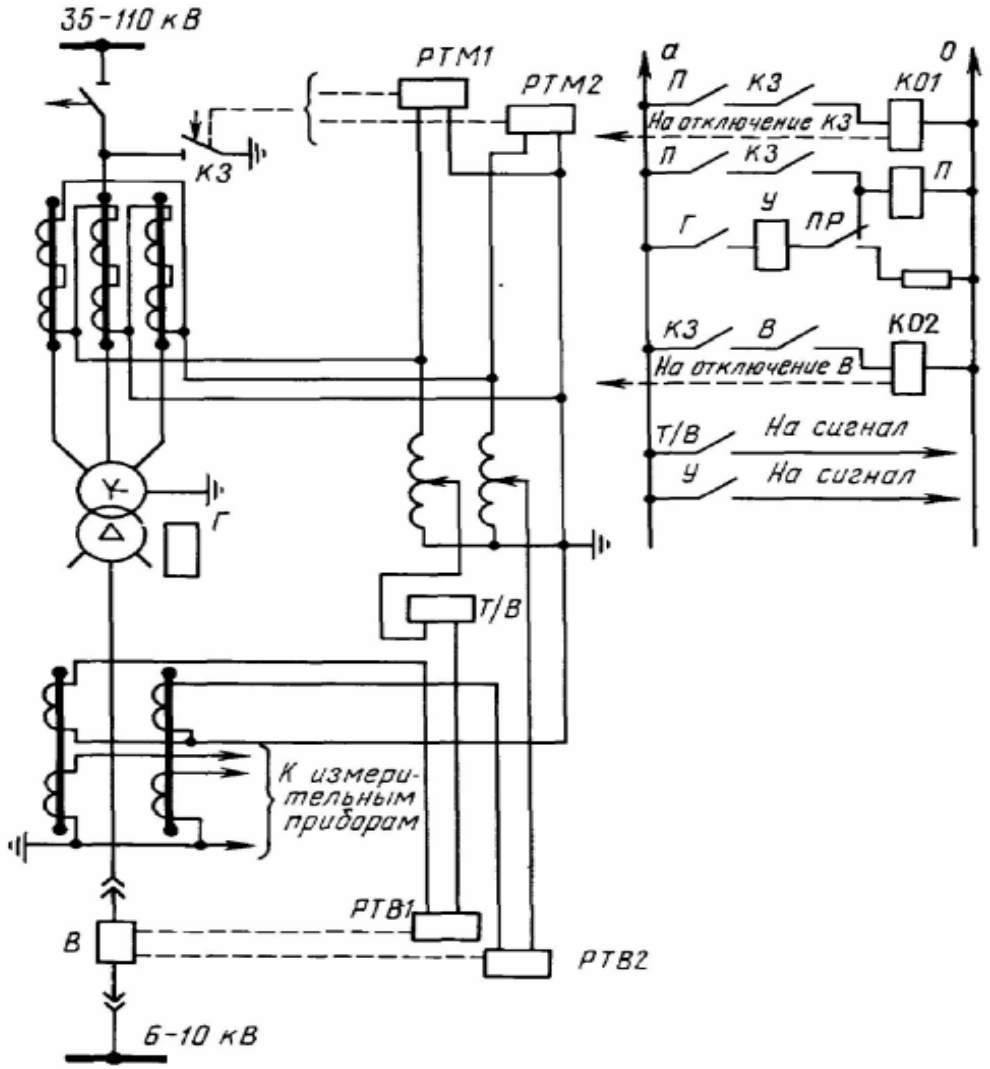


Рис 8.21. Схема защиты трансформатора напряжением 110—35/6—10 кВ и мощностью 6300 кВ·А, подключенного к линии отделителем и короткозамыкателем

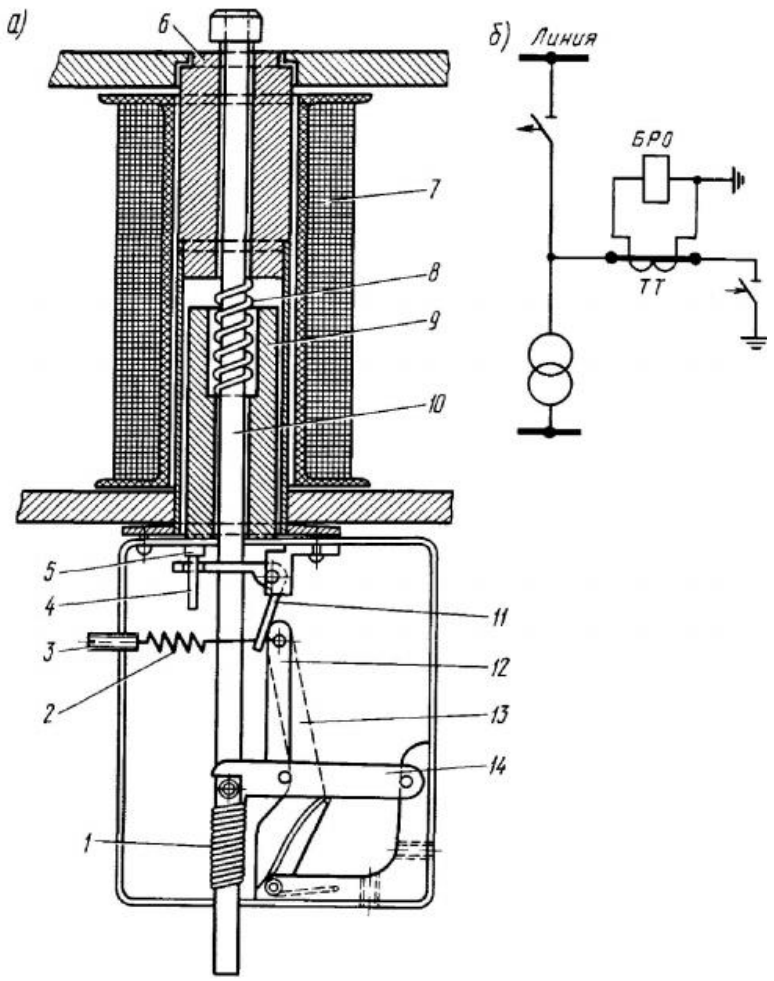


Рис. 8.22. Блокирующее реле отделителя типа БРО:
а — конструкция, *б* — схема включения

Відключення віддільника здійснюється за допомогою спеціального блокуючого реле віддільника типу БРО, вбудованого в привід відокремлювача (рис. 8.22, а). При включенні відокремлювача відключає пружина 1 стискається і утримується в такому положенні системою ламких важелів 12-14. При цьому сердечник 9, всередині якого поміщена пружина 8, знаходиться в нижньому положенні. У нижній частині сердечника є палець 4 з основою 5, що проходить через отвір у важелі 11. Пружина 8 і сердечник прагнуть повернути важіль проти годинникової стрілки. Однак цьому перешкоджає поворотна пружина 2, натяг якої регулюється гвинтом 3. Таким чином, під дією пружин 8 і 2 сердечник знаходиться в рівновазі. Обмотка 7 реле БРО підключена до трансформатора струму ТТ, встановленому в ланцюзі короткозамикача (ріс.8.22, б). При включенні короткозамикача реле спрацьовує, його сердечник притягається до стопу 6 і стискає пружину 8.

Після відключення лінії проходження струму в ланцюзі короткозамикача припиниться, сердечник реле звільниться і під дією пружини і власної ваги опуститься вниз. Палець 4 з Підставою 5 при цьому вдарить по важелю 11. Важіль звільнить систему ламких важелів 12 - 14, які, в свою чергу, звільнять відключає пружину 1. Пружина виштовхне вгору бойок 10, який зробить відключення.

За допомогою БРО забезпечується відключення віддільника тільки в безструмову паузу, після того як припиниться проходження струму короткого замикання, оскільки відокремлювач, як і звичайний роз'єднувач, не може відключати струм короткого замикання і струми навантаження.

Встановлена на трансформаторі захист виконана на оперативному змінному струмі із застосуванням реле прямої дії типів РТМ і РТВ, реле непрямого дії типу РТ-80, газового реле ПГЗ-22, вказівних реле типу РУ-21 і проміжного реле типу РП-341.

Розглянемо дії захистів, встановлених на трансформаторі: диференціальної поздовжньої; від внутрішніх пошкоджень; від надструмів; від перевантаження.

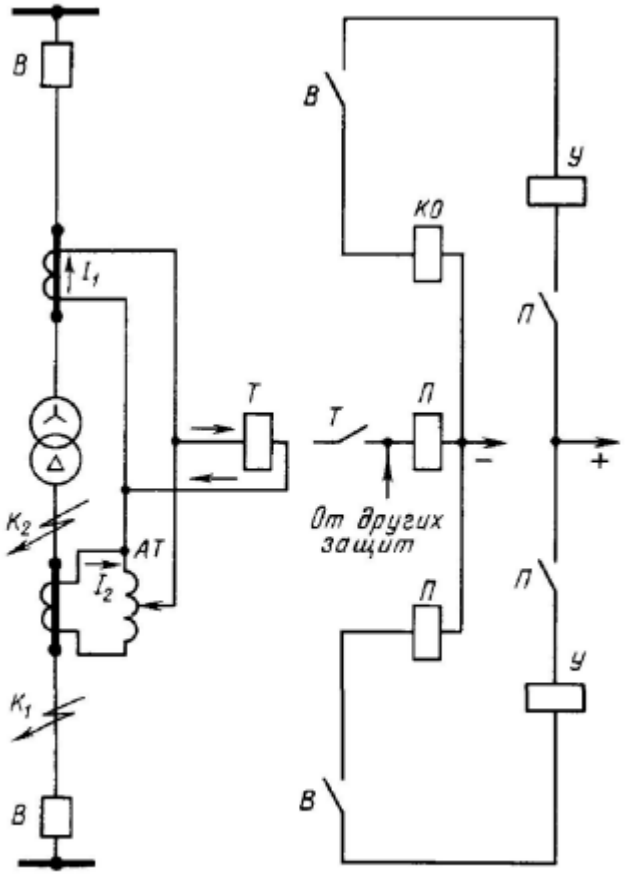


Рис. 8.23. Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты

Диференціальний поздовжній захист (рис. 8.23). Такий захист заснована на принципі порівняння струмів на початку і наприкінці ділянки, що захищається, наприклад на початку і наприкінці обмоток силового трансформатора, генератора, двигуна. Так, ділянку між трансформаторами струму, встановленими на вищої і нижчої сторонах силового трансформатора, вважається захищається зоною. Якщо характеристики трансформаторів струму будуть однакові, то в нормальному режимі, а також при зовнішньому короткому замиканні (точка K_1 за трансформатором) струми у вторинних обмотках трансформаторів струму будуть рівні, їх різниця буде дорівнює нулю, тому струм через обмотку токового *ТР* і проміжного *П* реле протікати не буде, а отже, захист при таких умовах діяти не буде.

При короткому замиканні в захищається зоні (точка K_2 всередині трансформатора) по обмотці реле буде протікати струм, і якщо величина його буде дорівнює току спрацьовування реле або більше його, то реле спрацює і через проміжне реле справить двостороннє відключення пошкодженої ділянки. Тому подовжній диференціальний захист діє при міжфазних коротких замиканнях і міжвиткових замиканнях.

Диференціальний захист надійна, має високу чутливість і є швидкодіючої, так як за умовами селективності для неї не потрібно витримка часу. Однак вона не забезпечує захисту при зовнішніх коротких замиканнях і може давати неправдиві відключення при обриві в сполучних проводах вторинної ланцюга. Умовою надійної роботи диференційного захисту є відбудування струму небалансу, що виникає через деякого відмінності в характеристиках трансформаторів струму.

При установці диференціального захисту на трансформаторах необхідно враховувати наступне: первинні і вторинні обмотки силових трансформаторів мають різні схеми з'єднання (Y / Δ, Δ / Y та ін.), Тому їх струми мають зсув по фазі. Для його компенсації вторинні обмотки трансформаторів струму повинні мати схему з'єднання, зворотну схемою з'єднання обмоток трансформатора.

Через неоднаковості коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму в первинної та вторинної ланцюгах виникає струм небалансу, для компенсації якого додатково встановлюють регулює автотрансформатор (АТ) в ланцюзі сполучних проводів захисту. Струм спрацьовування захисту відбудовується від кидків що намагнічує струму при включенні трансформатора, а також від струмів при зовнішніх коротких замиканнях, що досягається при

$$I_{\text{ср защ}} \geqslant (3-4)\, I_{\text{ном}}. \quad (8.11)$$

Чутливість захисту може бути підвищена застосуванням реле типу РНТ-565, що мають швидконаситні трансформатори і зрівняльні обмотки з регулюючими резисторами. За допомогою резисторів можна відбудовувати дії захисту тільки від періодичної складової струму намагнічування, тому струм спрацьовування захисту може бути зменшений до величини $I_{\text{ср.защ}}=(1{,}4\div 2)I_{\text{ном}}$.

Слід зазначити, що для трансформаторів потужністю 1000 - 6300 кВ • А захист від міжфазних і виткових замикань допускається виконувати струмового відсіченням, установлюваної з боку харчування. При цьому з урахуванням (8.10) і (8.8)

$$I_{\text{ср.р}} = k_{\text{над}} k_{\text{сх}} I_{K_2} / k_{\text{т.т}}; \quad (8.12)$$

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} I_{K_1} / (I_{\text{ср}} k_{\text{т.т}}), \quad (8.13)$$

де, I_{K1}, I_{K2} - відповідно струми короткого замикання в точках до і за трансформатором.

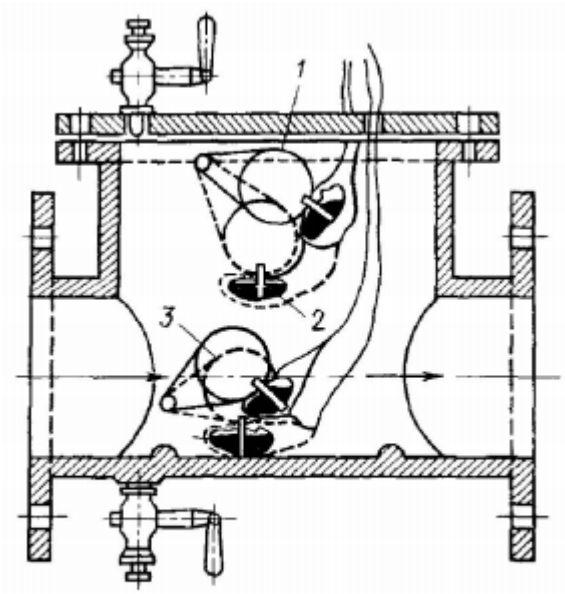


Рис. 8.24. Устройство газового реле поплавкового типа ПГ-22

Захист внутрішніх пошкоджень в трансформаторі. Цей захист здійснюється газовим реле ПГ-22 (рис. 8.24). Пошкодження всередині трансформатора, викликані витковими і міжфазними замиканнями, супроводжуються виділенням газу і зниженням рівня масла. При всіх видах ушкоджень гази, що утворилися в результаті розкладання масла й ізоляції проводів, направляються через реле, встановлене на трубопроводі, яка з'єднує бак трансформатора з розширювачем, і витісняють масло з камери реле в розширювач. В результаті цього рівень масла в газовому реле знижується, встановлені в реле поплавці 1 опускаються, а прикріплені до них колбочки 3 з ртутними контактами повертаються. При цьому діє застережливий сигнал.

При бурхливому газоутворення, що супроводжується плином струменя масла під тиском, повертаються поплавок і колбочка з контактами 2. Останні, замикаючись, діють через вказівні та проміжні реле на відключення.

У газових реле типу РГЗ-61 використовують ртутні контакти, впаяні в колбу і в початковому положенні не дотичні з ртуттю, що усуває вібрацію контактів. У чашкових реле замість поплавців використовують відкриті металеві чашки, замість ртутних контактів-звичайні відкриті контакти, що працюють безпосередньо в маслі.

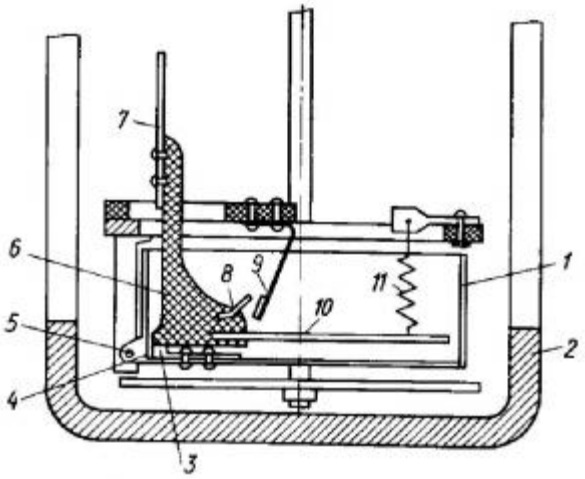


Рис 8.25 Устройство газового реле чашечного типа РГЧЗ

На рис. 8.25 показаний принцип дії відключаючого елемента чашкового реле типу РГЧЗ-66. Відкрита чашка 1 з вушком 4 і екраном 3 може повертатися на; осі 5. З чашкою пов'язана колодка 6, на якій укріплені рухливий контактний місток 8, лопать 7 і пластина 10, скріплена з нижнім кінцем пружини 11. Верхній кінець пружини 11 і нерухомі контакти 9 укріплені на нерухомої частини газового реле. Сигнальний і відключають елементи поміщені в корпус 2. Екран 3 призначений для забезпечення надійності роботи реле.

У нормальному стані, коли чашка корпусу реле повністю заповнена маслом, верхня і нижня чашки теж заповнені маслом і утримуються в початковому положенні пружинами 11. При зниженні рівня масла в корпусі реле (внаслідок скупчення газу в його верхній частині) верхня чашка під впливом моменту, який створюється масою масла, що знаходиться в чашці і перевищує момент пружини, повертається на осі 5. При цьому контактний місток 8 замикає нерухомі контакти 9 в ланцюзі попереджувальної сигналізації.

При пошкодженнях усередині бака трансформатора, що супроводжуються бурхливим газоутворенням, потік масла спрямовується в розширювач через газове реле, впливає на лопать 7 вимикаючого елемента нижньої чашки і контактний місток 8 замикає нерухомі контакти лопаті в ланцюзі відключення пошкодженої трансформатора.

Для трансформаторів потужністю 6300 кВ·А і вище, а також для трансформаторів 400 кВ А і вище, встановлюваних всередині цеху, газовий захист обов'язкове; для трансформаторів потужністю 1000-4000 Кв·А - обов'язкова тільки при відсутності диференціальної або максимально-струмового захисту е витримкою часу 0,5 - 1с.

Максимально-струмовий захист від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях. Такий захист здійснюється двома реле прямої дії типу РТВ. Струм спрацьовування максимально-струмового захисту відбудовується від максимального струму навантаження в найбільш важкому режимі роботи трансформатора (при самозапуску електродвигунів, допустимої аварійної перевантаження та ін.):

$$I_{ср\ р} = [k_{сз} k_{над} k_{сх} / (k_{взв} k_{т\ т})]\ I_{макс}, \quad (8.14)$$

де $k_{сз}$ - коефіцієнт самозапуску; $k_{над} = 1,3 \div 1,5$.

У схемах захисту трансформаторів великої потужності, в яких при зовнішніх коротких замиканнях напруги не бувають нижче допустимих (0,9-0,95 від номінальної напруги), максимально-струмовий захист може виконуватися з блокуванням мінімальної напруги. У цьому випадку після спрацьовування реле мінімальної напруги при напрузі, що нижче допустимого, дає імпульс на включення максимально-струмового захисту. Застосування блокування мінімальної напруги дає можливість виключити дії максимально-струмового захисту при короткочасних зниженнях напруги.

Захист від перевантаження. Такий захист здійснюють одним реле РТ-80 (Т/В) з обмеженою залежною характеристикою. Струм спрацьовування захисту реле

$$I_{ср.р} = [k_{над} k_{сх} / (k_{взв} k_{т.т})]\ I_{ном}. \quad (8.15)$$

Захист діє на сигнал або відключення з витримкою часу, яка на щабель більше витримки часу максимально-струмового захисту, що застосовується від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях.

Захист трансформаторів цехових підстанцій. На цехових підстанціях встановлюють зазвичай силові трансформатори потужністю до 1000 кВ • А. На них встановлюють максимально-струмовий захист, захист від однофазних замикань на землю на стороні нижчої напруги; газовий захист-для трансформаторів внутрішньоцехових підстанцій потужністю від 400 кВ · А і вище.

Вказані захисту застосовують залежно від типу апаратів, встановлених на стороні вищої напруги: високовольтний вимикач, вимикач навантаження або запобіжники. Застосування останніх значно здешевлює установку і спрощує захист.

Захист запобіжниками і вимикачами навантаження виконують для трансформаторів потужністю до 1000 кВ · А напругою до 10 кВ з запобіжниками ПК на 100 А і потужністю не більше 2500 кВ · А напругою 35 кВ з запобіжниками ПК-35Н на 40 А; відключається потужність короткого замикання не повинна перевищувати 200 МВ · А.

Високовольтні запобіжники типу ПК при установці на них відповідних плавких вставок забезпечують захист трансформатора від внутрішніх пошкоджень і міжфазних коротких замиканнях на висновках.

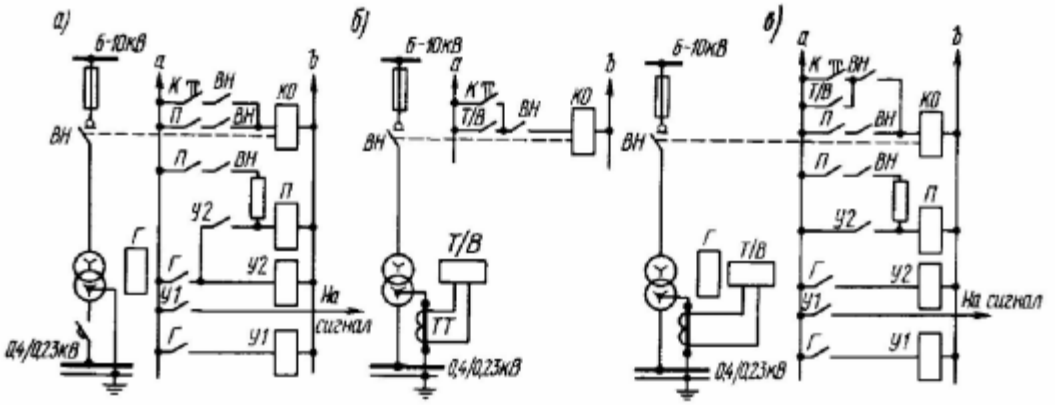


Рис. 8.26. Схемы защиты цеховых трансфрматоров с выключателями нагрузки и предохранителями

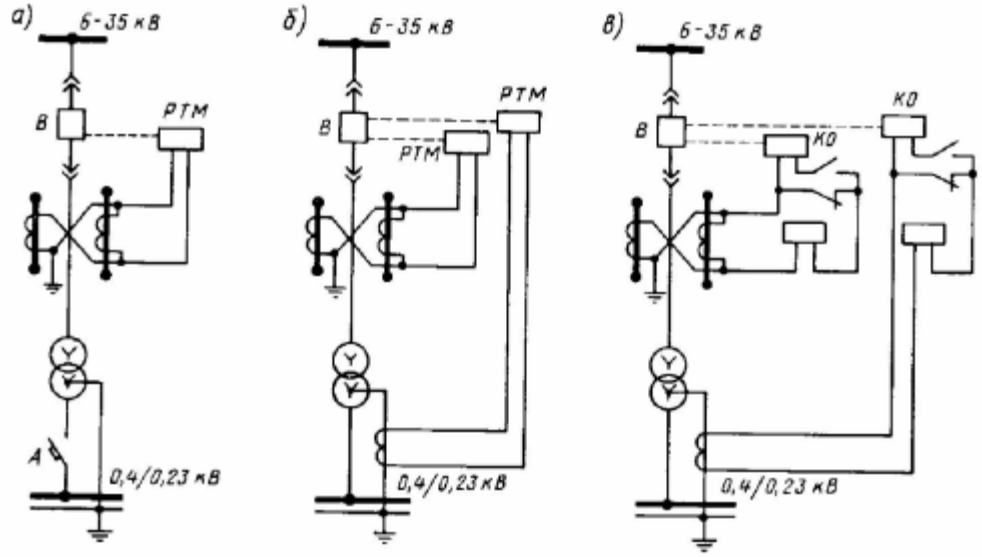


Рис 8.27. Схемы защиты трансформаторов с выключателями

Захист від однофазних замикань на землю здійснюють автоматичним вимикачем з максимальним розчіплювачем, встановленим на стороні нижчої напруги (рис. 8.26, а), або трансформатором струму ТТ на нульовому проводі при прямому приєднанні трансформатора з глухозаземленою нейтраллю до шинопроводи (рис. 8.26, б). Газовий захист з дією на сигнал і на відключення наведена на рис. 8.26, в (трансформатор встановлений безпосередньо в цеху).

На рис. 8.27 наведені схеми захисту цехових трансформаторів при установці на стороні вищої напруги високовольтних вимикачів. Схема реле прямої дії типу РТМ (рис. 8.27, а, б) забезпечує максимально-струмовий захист і захист від однофазних замикань. У схемі на рис. 8.27,бзащіта виконана з реле непрямого дії типу РТ-80 з залежною від струму характеристикою.

Захист трансформаторів, що живлять спеціальні установки. На трансформаторах, що живлять електропічні установки, встановлюють в основному ті ж захисту, що і на трансформаторах, що живлять силові та освітлювальні установки (див. Рис. 8.26). При цьому враховують особливості роботи дугових електричних печей в режимі короткого замикання (період розплавлення металу), а також наявність в пічних установках пристрою

автоматичного регулювання, при якому встановлена захист не повинна діяти. У цьому випадку струм спрацьовування захисту $I_{ср\ зац}$=(2,5÷4) $I_{ном}$.

Захист повітряних і кабельних ліній. Повітряні і кабельні лінії електропередачі, маючи велику протяжність, схильні до різних видів ушкоджень. Повітряні лінії можуть пошкоджуватися від грозових розрядів, ожеледі, сильного вітру, забруднення ізоляторів і т. П. Кабельні лінії, прокладені у землі, можуть пошкоджуватися через погіршення умов охолодження, корозії оболонок кабелю, опади ґрунту при земляних роботах.

Зазначені причини пошкоджень повітряних і кабельних ліній можуть викликати міжфазні короткі замикання або замикання окремих фаз на землю. Для швидкого відключення пошкоджені ліній потрібно, обладнати пристроями релейного захисту.

В електричних мережах, що працюють з заземленими нульовими точками трансформаторів, захист повинен діяти на відключення при міжфазних і однофазних коротких замикань. У мережі, що працює з ізольованими нульовими точками трансформаторів, замикання на землю однієї фази не викликає порушення роботи споживачів електричної енергії. Тому в таких мережах захист від замикань на землю діє не на відключення, а на сигнал.

Захисту ліній відрізняються великим різноманіттям і їх вибір залежить від схеми і напруги, мережі, а також від категорій споживачів. Для електропостачання промислових підприємств застосовують лінії з одностороннім харчуванням, де використовується максимально-струмовий захист, струмова відсічення, струмова поперечна диференційний захист паралельних ліній, а також захисту від замикань на землю.

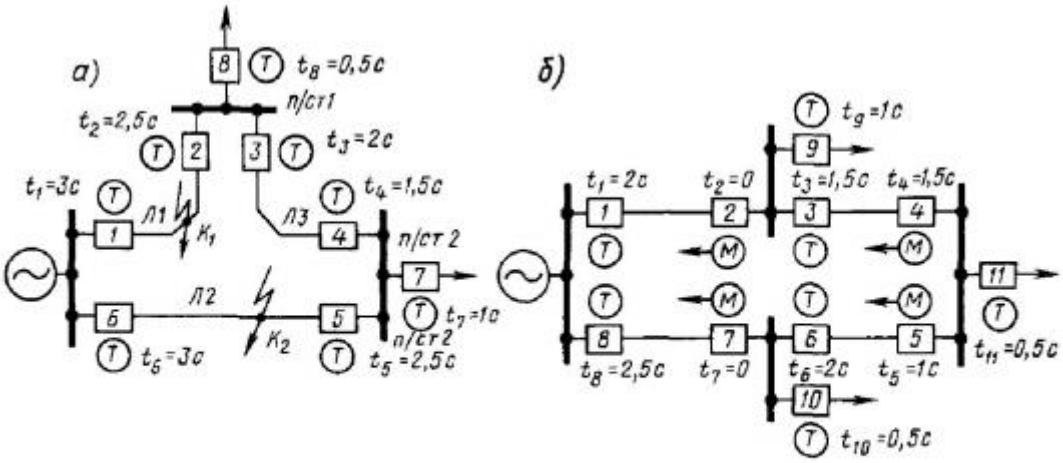


Рис. 8.28. Схема защиты в кольцевой сети:

а — максимально-токовая, *б* — максимально-направленная. *Т* — реле тока, *М* — реле мощности

Максимально-струмовий захист застосовується головним чином для захисту радіальних ліній з одностороннім харчуванням. Вона зазвичай не забезпечує селективного ступеневої дії в кільцевої мережі, так як зміною витягів часу максимальних струмових захистів (рис. 8.28, а) отримати її селективну дію неможливо. Так, при короткому замиканні на лінії Л1 (точка K_1) повинні відключитися вимикачі 1 і 2, але так як захист на вимикачі 4 має витримку часу 1,5 с, то цей вимикач відключиться раніше, ніж вимикач 2, і приймальня підстанція *п / ст1* залишиться без харчування. Аналогічно, при

пошкодженні на лінії Л2 (точка $К_2$) раніше відключиться вимикач 4 і підстанція *п / ст2* залишиться без харчування. Для селективного відключення пошкоджень в такій мережі необхідно, щоб захист на вимикачах 2-5 «розрізняла», на якій з ліній сталося коротке замикання. Таку властивість має максимально-спрямований захист, встановлений в тих же точках.

При установці максимально-спрямованого захисту (рис. 8.28, б) спочатку вибирають витримки часу захистів, що мають непарні номери і найбільш віддалені від джерела живлення. Таким захистом є захист 7 з витримкою часу $t_7 = 0$. Тоді для захисту 5 витримка $t_5 = t_7 + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5$ с, або $t_5 = t_{10} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$с (найбільша). Для захисту 3 витримка часу $t_3 = t_5 + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5$с (найбільша) або $t_3 = t_{11} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с. Витримку часу захисту 1 вибирають з урахуванням найбільшою витримки часу захисту 3: $t_1 = t_3 + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2,0$с. Аналогічно вибираються витримки часу захистів, що діють в іншу сторону кільцевої мережі (парні номери): $t_2 = 0$, $t_4 = 1,5$ с, $t_6 = 2$ с, $t_8 = 2,5$ с. Захисту 1,8 і 3, 6, мають найбільші витримки часу, можуть бути виконані максимально-струмовими, без елемента напрямку потужності, з відключенням пошкодженої лінії.

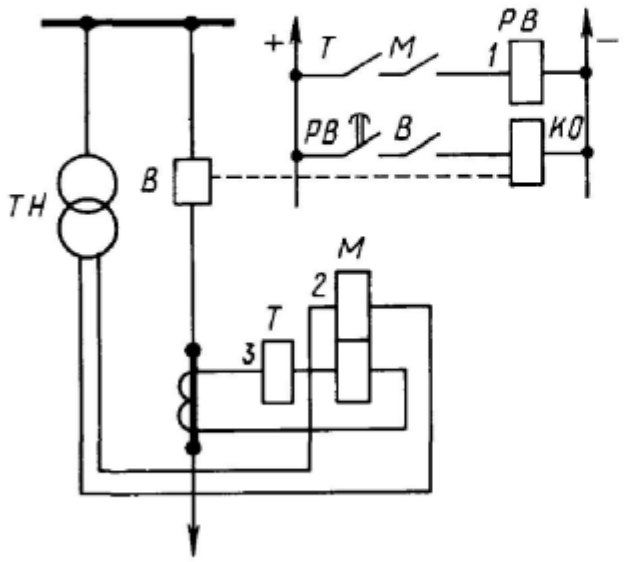


Рис 8 29 Принципиальная схема максимально-направленной защиты

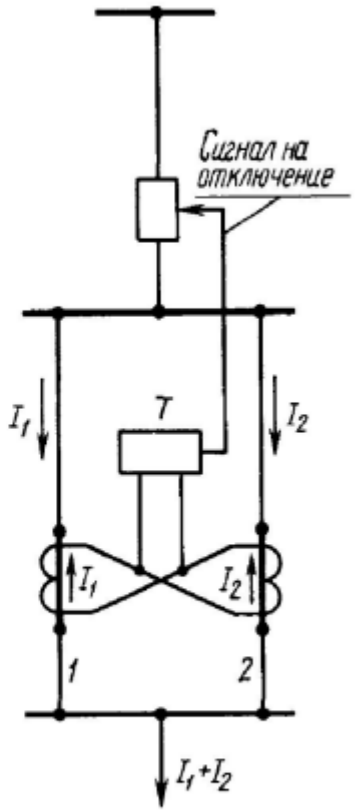


Рис. 8 30 Токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий *1* и *2*

Максимально-спрямований захист, принципова схема якої наведена на рис. 8.29, складається з пускового органу 3, здійснюваного струмовими реле, реле напряму потужності 2 та органу витримки часу 1, здійснюваного реле часу.

Наведена захист може подіяти на відключення вимикача у випадку, якщо спрацює не тільки струмове реле, Але й реле напрямку потужності, причому останнє замикає контакти при направленні потужності короткого замикання від шин підстанції в лінію.

Струм спрацьовування пускових струмових реле максимального захисту визначають за формулами (8.4) - (8.6). При цьому бажано, щоб пускові струмові реле були відбудовані від максимального струму навантаження, що проходить по лінії в напрямку дії захисту як від шин підстанції в лінію, так і до шин підстанцій. Для цього в зазначені вище формули потрібно підставляти найбільше значення $I_{н.макс}$.

Схеми максимально-спрямованих захистів дуже різноманітні і відрізняються типом пускового органу (струмові реле, реле мінімальної напруги та ін.), Типом реле напрямку потужності, способом підведення напруги (постійно або в момент аварії), наявністю або відсутністю витримки часу та ін.

Струмовий поперечний диференційний захист. Такий захист застосовують для захисту паралельних ліній, приєднаних до шин підстанції через один загальний вимикач. Принцип дії цього захисту показаний на рис. 8.30

Вторинні обмотки трансформаторів струму, встановлених на кожній лінії, з'єднують проводами між собою і підключають на різницю струмів. Паралельно вторинних обмоток трансформаторів струму включають реле струму миттєвої дії типу ЕТ-521 або РТ-40. Струм в реле дорівнює різниці вторинних струмів трансформаторів струму першої та другої лінії: $I_р = I_1 - I_2$.

Отже, в нормальних умовах і при рівних за величиною вторинних токах навантаження $I_р = 0$. При пошкодженні на одній з ліній струми I_1 та I_2 цієї статті не будуть рівні і через реле буде проходити струм, рівний їх різниці. Якщо величина цього струму (різниці) більше струму спрацювання реле, то захист подіє на відключення вимикача лінії.

Для того щоб при коротких замиканнях на шинах приймальні підстанції або на відходять від неї лініях (наскрізні короткі замикання) захист не працювала, струм спрацьовування реле $I_{ср.р}$ повинен бути більше максимального струму небалансу $I_{нб.макс}$:

$$I_{ср\ р} \geqslant k_{над} I_{нб\ макс}. \qquad (8.16)$$

Захист мереж від замикання на землю. Мережі 35 кВ і нижче є основними мережами системи електропостачання промислових підприємств. Вони працюють з ізольованими нейтралями. При однофазних замиканнях на землю в таких мережах міжфазні напруги залишаються незмінними і струм замикання на землю має невелику величину. Наприклад, струм замикання на землю на кожні 100 км мережі напругою 6 кВ складає приблизно 1,5 А для повітряних і близько 80 А для кабельних ліній.

Однофазні замикання на землю в мережі з ізольованими нейтралями безпосередньої небезпеки для споживачів не представляють. Виняток становлять мережі, які живлять торфорозробки і пересувні механізми, коли за умовою техніки безпеки потрібне швидке відключення їх.

Підвищення фазних напруг непошкоджених фаз в 1,73 рази може викликати перекриття або пробою ізоляції на іншій фазі, що призведе до дво- або трифазному короткого замикання. Контроль стану ізоляції виконують зазвичай найбільш простим способом-шляхом включення трьох вольтметрів не будь одного або трьох реле мінімальної напруги на фазні напруги (див. гл. 9). Такий спосіб застосовується на підстанціях при нерозгалуженої мережі. На електростанціях і підстанціях з великим числом ліній і розгалуженою мережею такий спосіб не забезпечує досить швидкого відшукання пошкодженої лінії. Тому окрім контролю ізоляції встановлюють захист від однофазних замикань на землю.

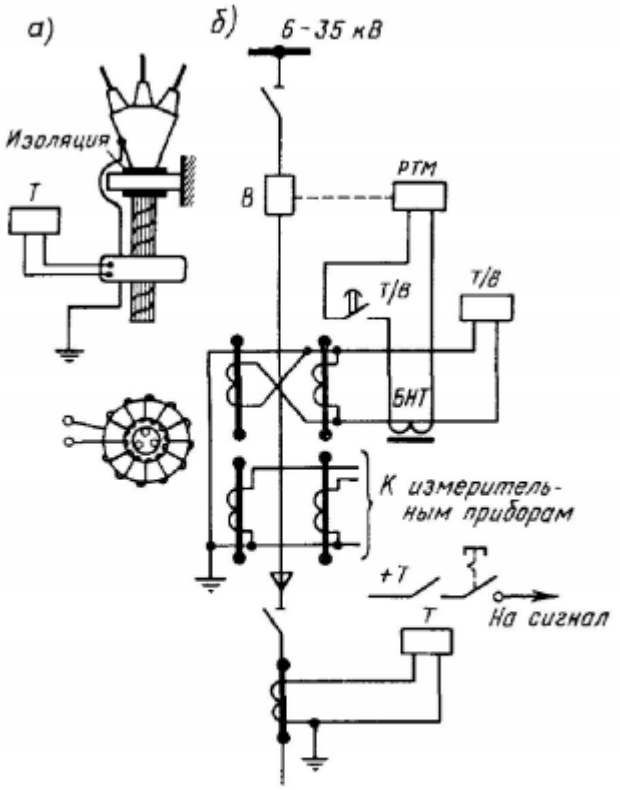


Рис. 8.31 Защита кабельных линий от замыканий на землю

а — кабельный трансформатор тока, *б* — схема защиты

У кабельних мережах чарти захист від однофазних замикань на землю здійснюють трансформатором струму нульової послідовності. Цей трансформатор має кільцеподібну або прямокутну форму і надівається на захищається трижильний кабель, На обмотку трансформатора включається захисне реле (рис. 8.31, а).
У нормальному режимі роботи кожна фаза ліній має однакову ємністю по відношенню до землі. При міжфазних коротких замиканнях геометрична сума струмів також дорівнює нулю, тому струм в реле захисту не протікає. При замиканні на землю однієї фази через реле захисту буде протікати струм, обумовлений ємністю непошкоджених фаз. Якщо струм спрацьовування захисту менше величини ємнісного струму непошкоджених фаз, то такий захист спрацює через реле Т на сигнал; при коротких замиканнях такий захист

спрацює через швидконаситних трансформатор БНТ на відключення (рис. 8.31, б).

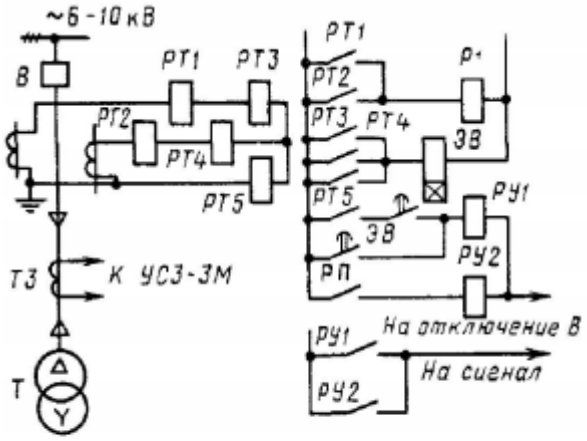


Рис. 8.32. Схема защиты линии напряжением 6 — 10 кВ, питающей трансформатор 6 — 10/04 — 0,23 кВ

Схема захисту кабельної лінії 6 -10 кВ, що живить трансформатор 6-10 / 0,4-0,23 кВ, наведена на рис. 8.32. У схемі передбачений захист від багатофазних замикань в лінії з дією захисту на відключення і витримкою часу, що забезпечується струмовими реле РТ1-РТ5 тіпаРТ-40 і реле часу ЕВ типу ЕВ-122, що діють через проміжне реле Р1 РП-23 для посилення потужності контактів реле часу В.

Захист від замикань на землю виконана трансформатором струму нульової послідовності ТЗ з дією на пристрій сигналізації заземлення УСЗ-ЗМ.

Захист генераторів. Розглянемо пошкодження і ненормальні режими роботи генераторів і застосовуються у цих випадках захисту.

Пошкодження в обмотці статора. Пошкодження можуть бути викликані:

а) багатофазними короткого замикання і виникненням надструмів в обмотці статора. Застосовують подовжню диференціальну захист, діючу, як і при захисті трансформаторів (див. Рис. 8.31), на принципі небалансу струмів між висновками і нульовою точкою генератора при виникненні струмів короткого замикання між обмотками статора; зазвичай використовують реле РНТ для підвищення чутливості захисту;

б) однофазних замикань на землю. При токах замикання до 5 А захист діє на сигнал, понад 5 А-на відключення. Захист виконують аналогічно захисту при замиканні на землю кабельних ліній (див. Рис. 8.31) з використанням трансформаторів нульової послідовності типу ТНП при кабельних висновках генератора, або трансформаторів ТНПШ при шинних висновках;

в) міжвитковое замикання в одній фазі обмотки. Застосовують поперечну диференціальну захист, діючу аналогічно «вісімковому» захисті паралельних ліній при наявності в обмотці статора двох паралельних гілок і більше.

Перевантаження статора. Перевантаження можуть бути викликані:

а) струмами при зовнішніх коротких замиканнях. Захист - максимально-струмовий з блокуванням за напругою з урахуванням зниження напруги на висновках обмотки статора. Захист діє з витримкою часу на одну-дві сходинки

вище захистів трансформаторів і ліній генераторного напруги і відбудовується від струмів при самозапуску двигунів власних потреб ТЕЦ;

б) струмами перевантаження. Захист діє на сигнал або на відключення з витримкою часу в залежності від допустимої перевантаження: на 10% -60 хв, 15% -6 хв. Захист аналогічна максимально-струмового захисту лінії і трансформаторів;

в) струмами зовнішніх несиметричних коротких замикань, що супроводжуються виникненням струмів зворотній послідовності, вельми небезпечних для генераторів. Так як звичайна максимально-струмовий захист від цих струмів не забезпечує необхідної чутливості спрацьовування, то застосовують багатоступеневу струмовий захист зворотній послідовності, виконану спеціальними фільтр-реле РТФ-1М [19].

Так, при триступеневої захисту з відповідними витягами струму і часу для кожного ступеня виконання умов спрацьовування забезпечується спочатку дією першого ступеня захисту на відключення (АГП), вимикача генератора і далі дією другої і третьої ступенів-на відключення шиноз'єднувального та секційних вимикачів.

Пошкодження в обмотці ротора. Пошкодження можуть бути викликані:

а) замиканням на землю обмотки збудження в одній точці. Для його виявлення та періодичного контролю ізоляції обмотки збудження використовують вольтметр, один зажим якого приєднують до землі, а другий по черзі до полюсів ротора. При справній ізоляції свідчення в обох випадках рівні нулю. При замиканні обмотки ротора на землю в одній точці вольтметр виміряє напруга кожного полюса по відношенню до землі;

б) замиканням на землю обмотки збудження в двох точках. У цьому випадку застосовують спеціальну схему захисту з використанням двох поляризованих реле, що реагують на порушення балансування моста, утвореного обмоткою збудження і потенціометром, приєднаним до кілець ротора. Захист залежно від потужності генератора може діяти на сигнал або на відключення;

в) перевантаженням ротора. При перевантаженні на 10% допустиме час перевантаження-10 хв; при перевантаженні на 15% допустиме час перевантаження-6 хв. Схеми захисту від перевантаження ротора залежать від типу потужності і потужності генераторів і виконуються за допомогою реле напруги, включеного на обмотку ротора з дією на обмеження форсування, а потім на відключення.

Повна схема захисту синхронного генератора. Схема включає в себе окремі види захистів, розглянутих вище: подовжню і поперечну диференціальні захисту, захист від замикань на землю, струмові захисту - зворотній послідовності, з блокуванням мінімальної напруги, і захист від перевантаження.

Захист електродвигунів. На більшості підприємств різних галузей промисловості зазвичай застосовують асинхронні і синхронні електродвигуни різних потужностей напружень. Розглянемо особливості захисту високовольтних двигунів потужністю від 100 кВт і вище. Електродвигуни потужністю до 300 кВт, що встановлюються на невідповідальних механізмах, можуть захищатися

високовольтними запобіжниками типу ПК. При кратності пускового струму, рівної 6-7 і нижче, запобіжники вибирають за кривими (рис. 8.33). По осі абсцис Відкладають струми короткого замикання $I_к$ (А), відповідні пусковим струмів двигуна; по осі ординат - час плавлення $t_{пл}$ обраної вставки, яке повинно бути більше часу, необхідного для розгону двигуна (максимум 40-60 с). На відповідних кривих вказані номінальні струми плавких вставок запобіжників, які повинні бути більше номінального струму двигуна.

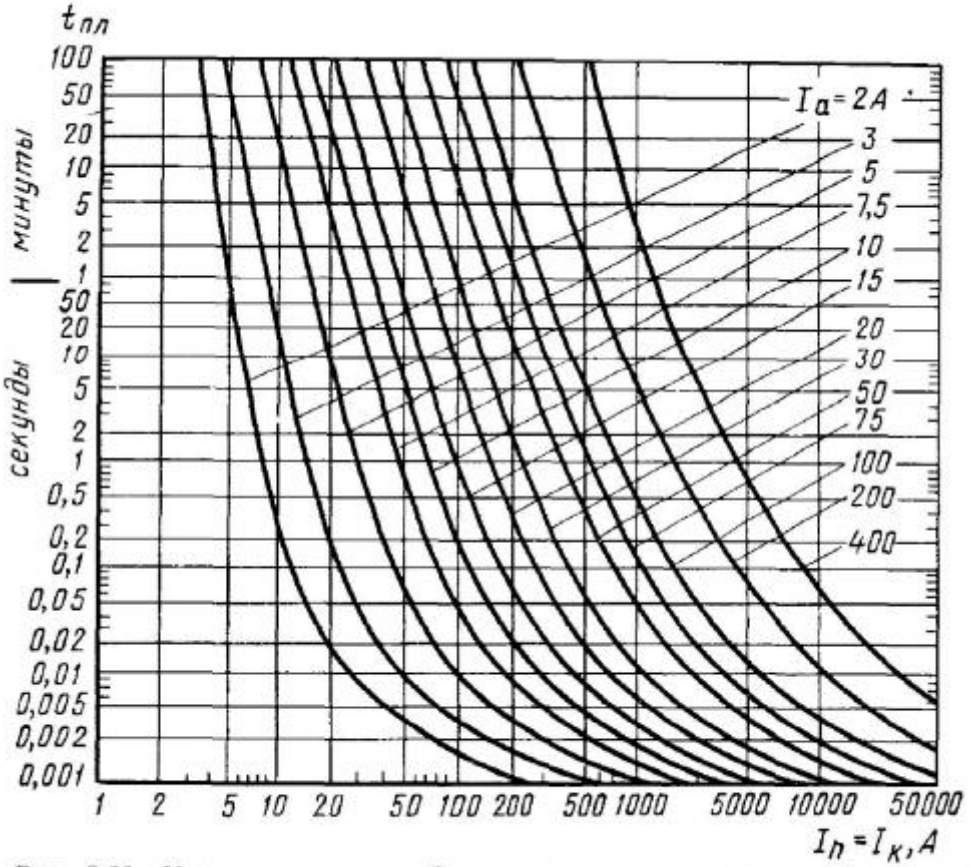


Рис. 8.33. Характеристики срабатывания плавких вставок предохранителей с кварцевым наполнением

Застосування високовольтних плавких запобіжників для захисту від струмів короткого замикання і вимикачів навантаження для захисту від перевантаження знижує надійність, оскільки перегоряння запобіжника в одній фазі може призвести до перегорання запобіжників в двох інших фазах, а отже, до виходу з ладу електродвигуна що захищається.

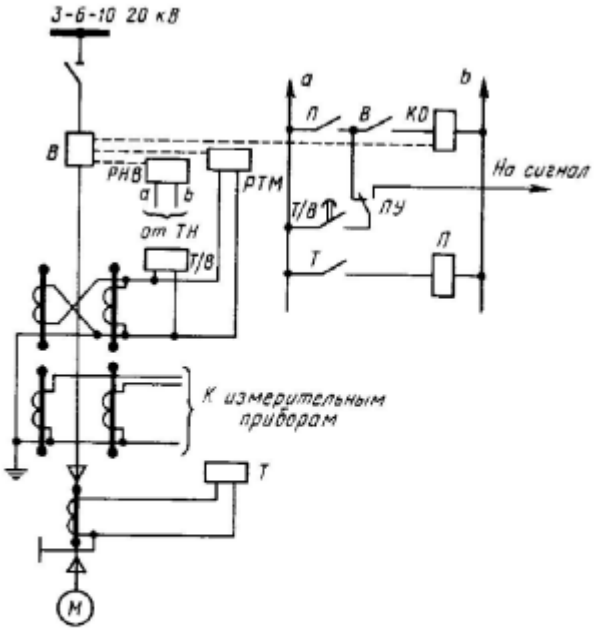


Рис 8 34 Схема защиты высоковольтного асинхронного двигателя мощностью до 2000 кВт

ЗВ схемою захисту високовольтного асинхронного двигуна до 2000 кВт (рiс.8.34) застосовані наступні види захистів, виконаних на оперативному змінному струмі:

захист від міжфазних коротких замикань - струм спрацьовування захисту відбудовується від максимального значення періодичної складової пускового струму двигуна $I_{пуск}$ з введенням підвищеного коефіцієнта надійності $k_{над}$ для реле РТМ приймають $k_{над}$ = 1,4 ÷ 1,6; для реле РТ-40-$k_{над}$ = 1,8 ÷ 2:

$$I_{ср\ р} = k_{над} k_{сх} I_{пуск} / k_{т\ т}; \quad (8.17)$$

захист від однофазних замикань на землю - встановлюється тільки для двигунів з струмом замикання на землю вище 10 А. Здійснюється вона трансформатором струму нульової послідовності, чинним через струмове реле Т на проміжне П і далі на котушку відключення;

захист від струмів перевантаження – здійснюється реле типу РТ-80 (Т / В) з залежною від струму витримкою часу, включеним, так само як і реле максимально-струмового захисту РТМ, на різницю струмів. Захист від перевантаження діє на сигнал або на відключення в залежності від положення перемикача ПУ. Встановлюється вона на двигунах, коли можливі перевантаження з технічних причин або важкі умови пуску і самозапуску;

захист мінімальної напруги встановлюється, щоб забезпечити самозапуск найбільш відповідальних електродвигунів і відключити невідповідальні електродвигуни, відсутність яких протягом деякого часу не відіб'ється на виробничому процесі. Цим зменшується сумарний струм самозапуска і підвищується напруга на шинах, завдяки чому забезпечується самозапуск відповідальних електродвигунів.

Захист мінімальної напруги здійснюють за допомогою реле напруги типу РНВ, вбудованого в привід вимикача. Залишкова напруга на шинах повинен

забезпечити самозапуск відповідальних двигунів з витримкою часу 0,5- 1 с і двигунів, які відключаються за умовами технологічного процесу або техніки безпеки, з витримкою часу 5-10 с.

Перераховані захисту застосовують як для асинхронних, так і для синхронних високовольтних двигунів. Крім того, для синхронних двигунів великої потужності застосовують додаткові види захисту і контроль:

диференціальну захист-встановлюють від внутрішніх пошкоджень в обмотках двигуна;

захист від асинхронного режиму роботи-здійснюють спеціальним реле РЧ, контролюючим частоту в ланцюзі ротора, або максимально-струмового захистом, що діє при перевантаженнях, викликаних асинхронним ходом двигуна;

захист від обривів в роторної ланцюги-здійснюють реле обриву поля (РОП або РНТ);

контроль тривалості пуску-здійснюють реле типу РТ-80, що діє при затяжному пуску і викликаної цим перевантаженні.

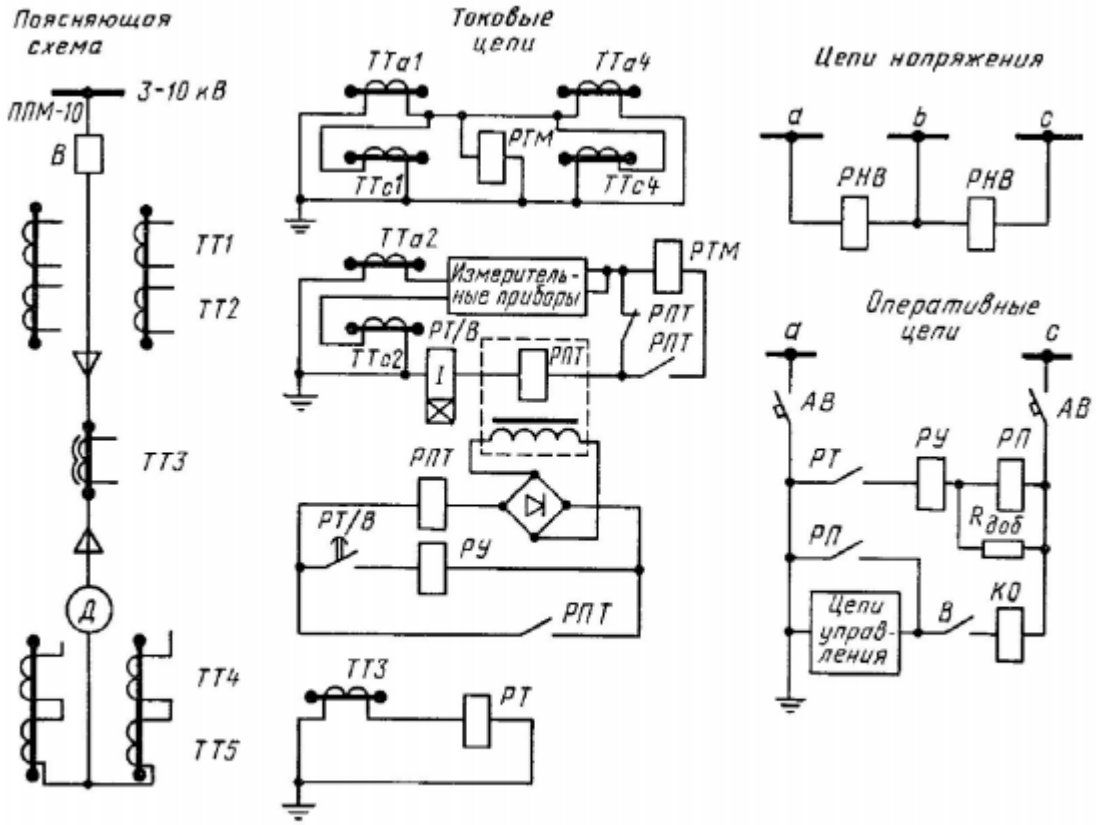


Рис. 8.35 Схема защиты синхронного двигателя мощностью более 2000 кВт

На рис. 8.35 наведена схема релейного захисту синхронного електродвигуна потужністю понад 2000 кВт. В якості захисту від міжфазних коротких замикань в даній схемі встановлена диференційний захист в однорелейному виконанні. Реле РТМ включено на різницю струмів двох фаз, що дозволяє другу струмовий котушку РТМ, що знаходиться в пружинному приводі, використовувати для захисту від асинхронного ходу.

Захист від перевантажень і від асинхронного ходу здійснює реле РТ / В (РТ-80), яке через проміжне реле РПТ дешунтірует струмовий відключає

котушку реле РТМ. Таке виконання захисту підвищує надійність її дії при асинхронному ході електродвигуна, пов'язаному зі значним зниженням і коливанням напруги на шинах.

Захист мінімальної напруги і захист від однофазного замикання на землю синхронного двигуна виконані так само, як і асинхронного двигуна.

Для дистанційного відключення двигуна використовуються оперативні цінуй змінного струму, що діють через проміжні реле РП на котушку відключення КО.

Захист електропічних установок. На рис. 8.36 наведена схема захисту дугового печі і живить її трансформатора потужністю 1600 кВ А, напругою 6-10 кВ.

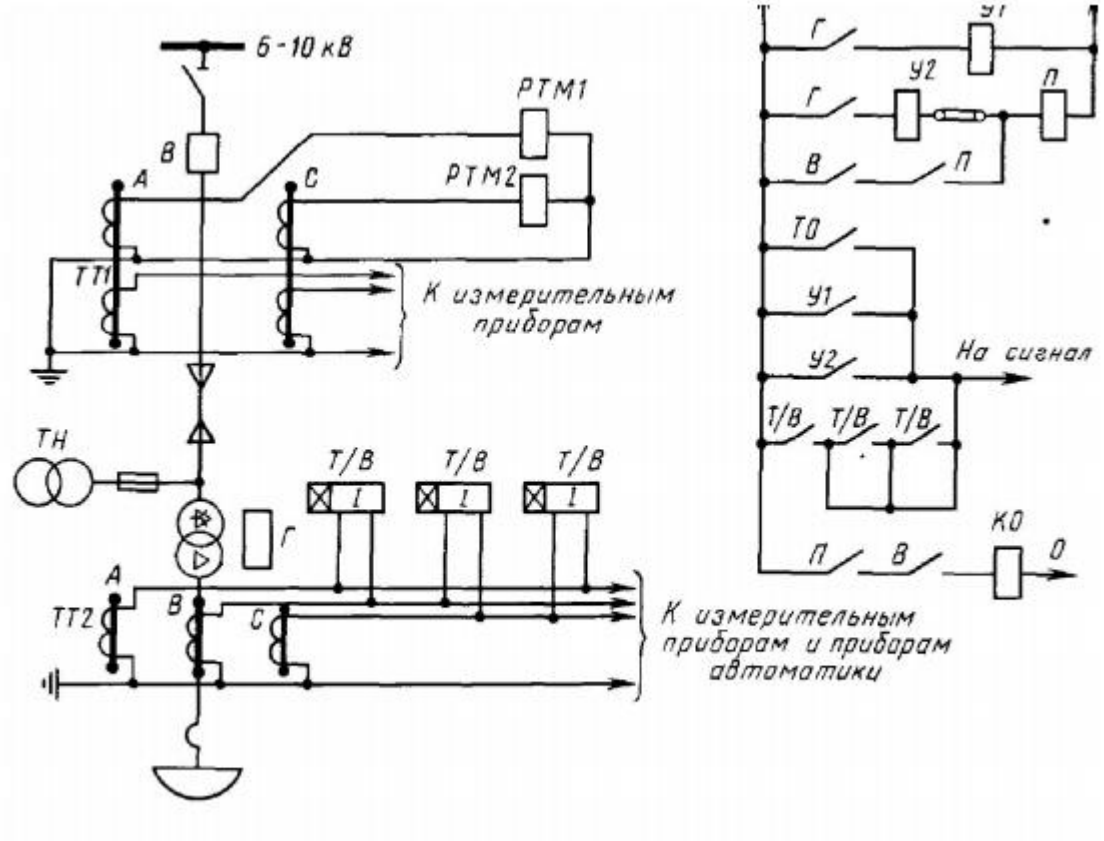


Рис. 8.36. Схема защиты трансформатора дуговой электропечи

Захисту виконані на оперативному змінному струмі:

максимально-струмовий захист без витримки часу здійснюється двома реле прямої дії-РТМ1 і РТМ2. Струм спрацьовування захисту вибирається з урахуванням відбудови від експлуатаційних коротких замикань (при розплавлюванні металу): $I_{ср.защ}$ (2з5 ~ 4) $I_{ном}$,

газовий захист здійснюється газовим реле Г і діє через реле У1 на сигнал або через реле У2 і реле П на відключення;

максимально-струмовий захист від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях і при перевантаженні здійснюється реле типу РТ-80 (Т / В) з залежною від струму характеристикою і дією на сигнал.

Захист статичних конденсаторів. Захист конденсаторних батарей напругою вище 1000 В може виконуватися запобіжниками типу ПК або реле миттєвої дії типу РТМ (рис. 8.37). Захист від замикань на землю здійснюється струмовим реле Т, чинним через проміжне реле П на відключення.

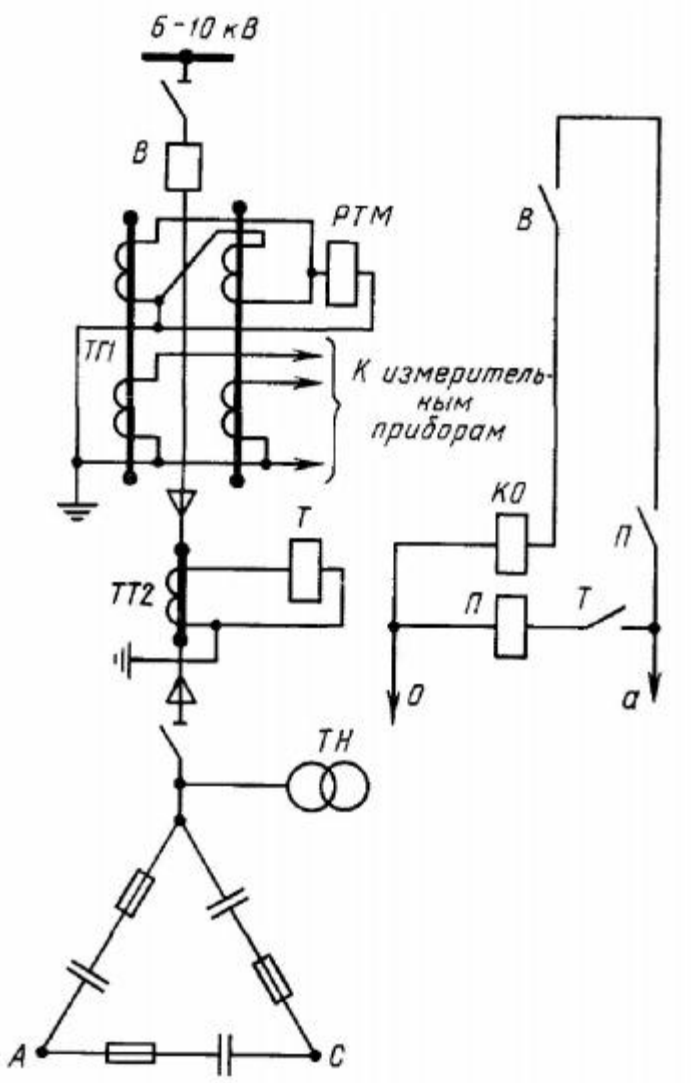


Рис 8 37 Схема защиты высоковольтных конденсаторных батарей

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника НД і струм спрацьовування максимально-струмового захисту $I_{ср.защ}$ вибирають з урахуванням наступних умов: де $I_{ном.к}$ - номінальний струм одного конденсатора або групи; $I_{ном.б}$ - номінальний струм всієї батареї конденсаторів.

Захист конденсаторних батарей при однофазних замиканнях на землю встановлюється у двох випадках: коли струми замикання на землю вище 20 А і коли захист від міжфазних замикань не спрацьовує.

Лекція №25

Тема: Схеми управління, обліку і сигналізації.

Мета: ознайомитися зі схемами управління, обліку і сигналізації.

Методи: словесні, наочні.

План:

1 Щити керування.
2 Диспетчерські щити.
3 Диспетчерський пульт.
4 Управління, сигналізація і контроль в електроустановках.

Матеріально-технічне забезпечення та дидактичні засоби, ТЗН: конспект, підручник.

Література:

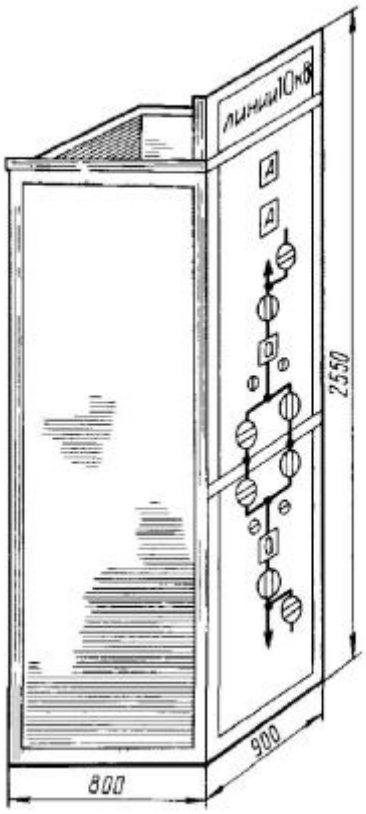
1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Щити керування. Для управління і контролю за роботою електричного обладнання електростанцій і підстанцій пристрої дистанційного керування і сигналізацій, вимірювальні прилади, апарати релейного захисту та автоматики розміщують на щитах керування (ЩУ) і диспетчерських пунктах.

Щити керування розташовують у загальному (разом з іншим обладнанням) або спеціально відведеному приміщенні. На теплоелектроцентралях, районних електростанціях і великих підстанціях споруджується головний щит управління (ГЩУ) На ГЩУ розміщують апаратуру дистанційного керування та сигналізації, прилади вимірювання, апаратуру релейного захисту та автоматики, щит постійного струму і засоби зв'язку, Приміщення для ГЩУ на ТЕЦ і підстанціях знаходиться в будівлі головного розподільного пристрою, що примикає до території відкритою підстанції.

Крім ГЩУ на електростанціях встановлюють місцеві щити управління, призначені для керування двигунами, електричним і тепловим обладнанням котлів, турбін, щити автоматики.

Щити керування складаються з окремих панелей, на лицьовій стороні яких встановлені рукоятки ключів дистанційного керування, сигнальні пристрої, вимірювальні прилади і мнемонічна схема з'єднання (рис. 9.1).



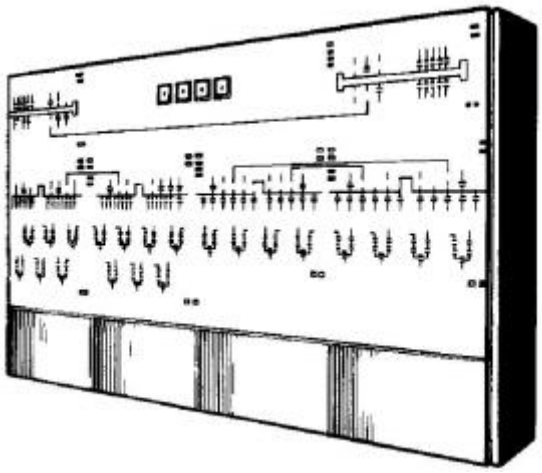


рис 9.1 9.2

З'єднання всієї апаратури, встановленої на панелі, виконують з її задньої сторони. Туди ж підводять і під'єднують кабелі ланцюгів управління, вимірювань і сигналізації, які називаються *контрольними кабелями.* Перехід від проводів до кабелів здійснюють за допомогою спеціальних клем.

На щиті групують панелі генераторів, трансформаторів, ліній механізмів власних потреб і т. д. Розташовують панелі так, щоб полегшити спостереження за встановленими приладами.

Можливими способами управління вимикачами є місцеве (ручне) - вимикачі включається або відключається на місці установки; дистанційне- вимикач включається або відключається на відстані, з щита управління.

Ручне управління в окремих випадках доповнюють пристроєм автоматичного управління і дистанційним відключенням вимикача. Зазвичай відходять лінії 6-10 кВ мають місцеве управління. Реле й вимірювальні прилади таких ліній і всі елементи, пов'язані з управління вимикачем, розміщуються на фасаді камери РУ.

Диспетчерські щити. Для управління системою електропостачання на диспетчерських пунктах підприємства встановлюють диспетчерські щити. На щитах розміщується мнемонічна схема, системи електропостачання або окремого її об'єкта, а також апаратура управління та сигналізації.

Диспетчерські щити бувають планшетного і мозаїчного типів. У планшетних щитах мнемонічна схема і апаратура розміщуються на спеціальних планшетах, що кріпляться на панелях. Мозаїчні щити складаються з металевих каркасних секцій, на яких укріплені перфоровані плати. В отворах плат укріплені пластмасові елементи для розміщення апаратури управління та сигналізації

(рис. 9.2). Перевагою музичних щитів є можливість легкої заміни окремих їх елементів при змінах схеми контрольованого об'єкта.

Диспетчерські пульти. Для розміщення вимірювальної апаратури та апаратури управління та обладнання робочого місця диспетчера служать диспетчерські пульти. Диспетчерські пульти виконують збірними секційними. Вони складаються з тумб і стільниці, на якій може встановлюватися приладова приставка.

Управління, сигналізація і контроль в електроустановках. Розрізняють такі види управління: місцеве, автоматичне, дистанційне.
Дистанційне керування. Це управління на відстань кількох сотень метрів, проводиться оператором, що подає команду з поста або щита управління шляхом замикання спеціальним ключем ланцюга управління приводом вимикача, роз'єднувача або двигуна.

Надійність дії схеми дистанційного керування залежить від справності апаратури і ланцюги управління, які повинні знаходитися під постійним контролем. Вимикач може відключатися ключем управління з щита або захистом при аварійному режимі, тому в схемі управління повинна передбачатися сигналізація всіх видів відключення.

Для управління високовольтними вимикачами раніше застосовувалися ключі управління типу КСВФ. В даний час застосовують ключі, виготовлені заводом Електропульт у двох серіях: ПМО (перемикач малогабаритний загального застосування) і МК (малогабаритний ключ) із зниженою комутаційної здатністю.

Різновидом ключів ПМО є: ключ ПМОФ на кілька фіксованих положень і ключ ПМОВФ - на два положення з поверненням і чотири фіксованих положення.

Положення контактів при різних положеннях рукоятки ключа визначають діаграмою ключа.

Вид рукоятки и схема пакетов (спереди) в положении „отключечо"			1 2 3 4	5 6 7 8	9 10 11 12	13 14 15 16	17 18 19 20	21 22 23 24
Тип рукоятки и № пакетов		...Д120	1	3	3	6	6_3	10_2
Положение рукоятки \ № контактов			2-4 / 1-3	5-8 / 6-7	9-12 / 10-11	14-15 / 13-14 / 13-16	18-19 / 17-18 / 17-20	22-24 / 21-22 / 21-23
Отключено	0	←	X –	– –	– –	X – –	X – –	X – –
Предварительно включено	$В_1$	↑	– X	– –	– –	– X –	– X –	– X –
Включить	$В_2$	↗	– –	X –	X –	– – X	– – X	– – X
Включено	В	↑	– X	– –	– –	– X –	– – X	– – X
Предварительно отключено	$О_1$	←	X –	– –	– –	X – –	– X –	– X –
Отключить	$О_2$	↙	– –	– X	– X	X – –	X – –	X – –

Рисунок 9.2 – Діаграма ключа управління ПМОВФ

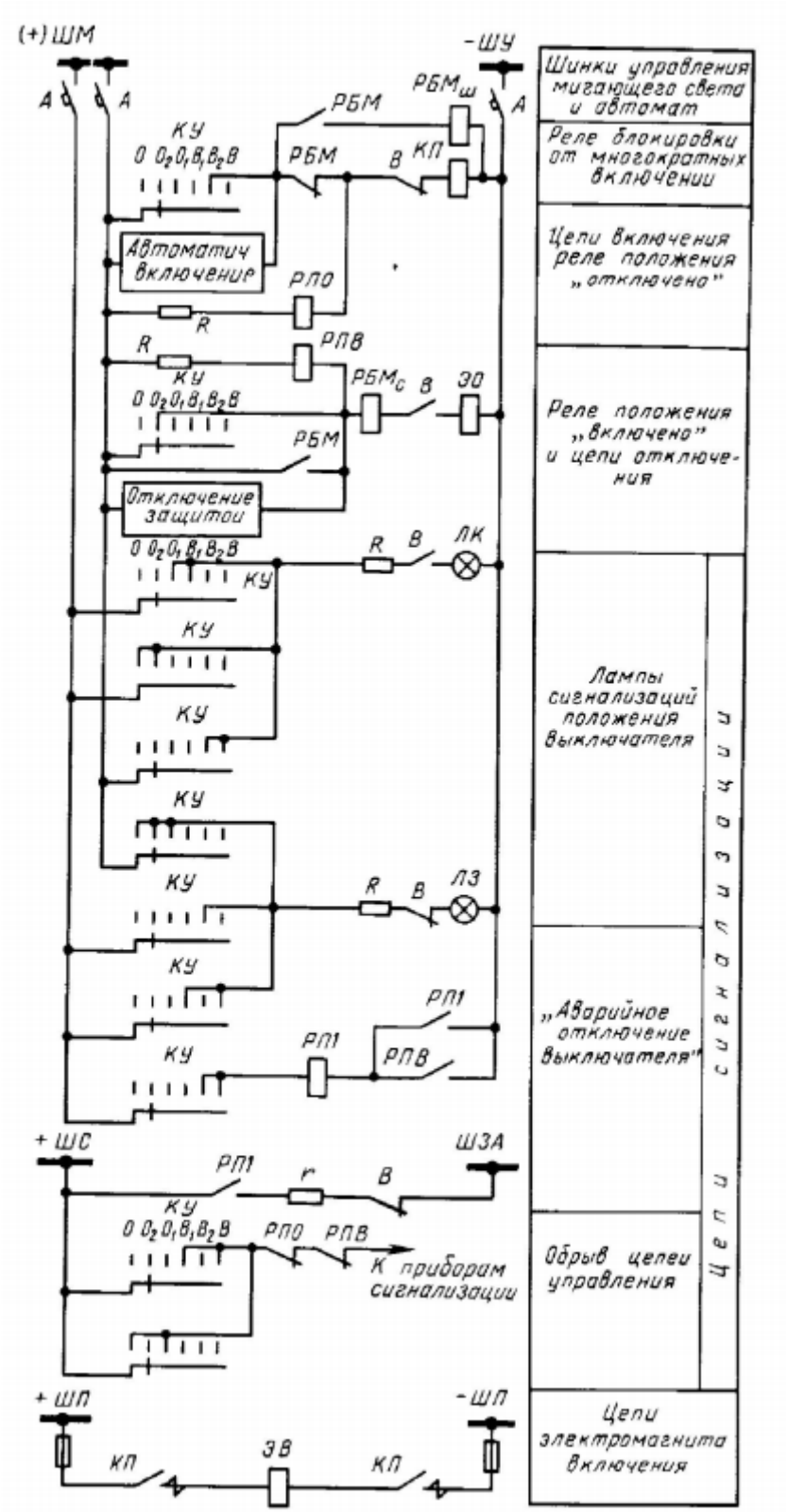


Рисунок 9.3 – Схема управління та сигналізації вимикача з використанням ключа

На рис. 9.3 наведені діаграми ключа управління ПМОВФ, а рис. 9.4 - схема управління та сигналізації вимикача з використанням цього ключа. Відзначимо деякі особливості цієї схеми управління. У ній застосована блокування від багаторазового включення на існуюче коротке замикання, з використанням спеціального проміжного реле РБМ, яке має дві обмотки-

послідовну РБМ в ланцюзі обмотки відключення ЕО і паралельну обмотку $РМБ_Ш$ в ланцюзі управління. При включенні вимикача на коротке замикання (дистанційно або автоматикою) спрацьовує релейний захист на відключення. Одночасно створюється ланцюг «невідповідності» - ключ управління включений, а вимикач вимкнений: плюс + ШУ реле захисту - котушки $РБМ_С$ - обмотка ЕО блок-контакти вимикача В-ШУ. Відбувається відключення вимикача і спрацьовування реле РБМ, одна пара контактів якого розмикає ланцюг контактора включення КП, а друга пара контактів замикає ланцюг котушка $РМБ_Ш$. Цим забезпечується блокування ланцюга включення і заборона повторного включення вимикача на існуюче коротке замикання.

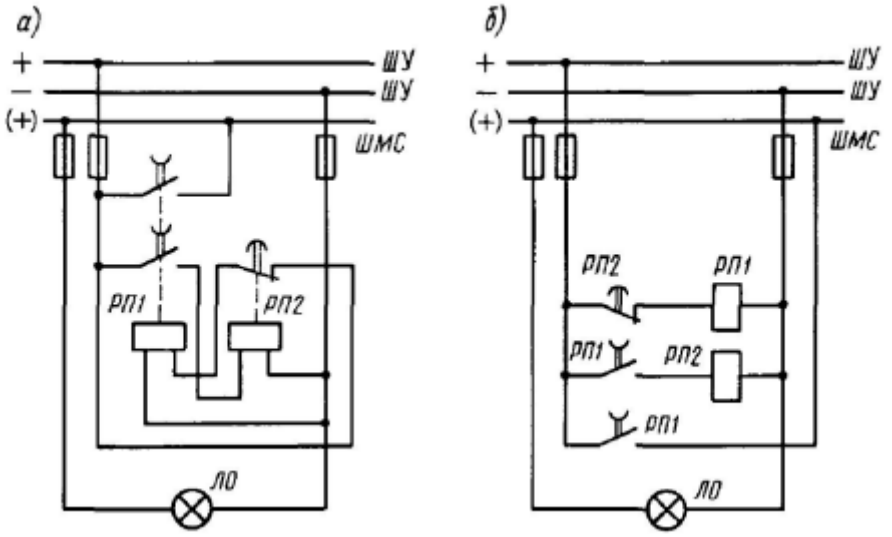


Рисунок 9.5 – Схема пульс- пари

Наявність невідповідності у схемі фіксується сигналізацією миготливим світлом. Для отримання миготливого світла використовують схему пульс-пари (рис. 9.5), що складається з двох проміжних реле РП1, РП2 з витримками часу на замикання і розмикання. Коли обмотка реле РП1 (± ШУ), спрацьовує, замикає ланцюг обмотки реле РП2 і одночасно подає плюс на шинку + ШМС миготливого світла, лампа ЛО горить повним напруженням. Контакти РП2 знімають напругу з реле РП1 і з розмиканням контактів РП1 плюс з шинки + ШМС знімається і лампа ЛО гасне. Після замикання контактів РП2 слід новий цикл дії схеми пульс-пари, що супроводжується миготінням лампи ЛО. Як джерело миготливого світла застосовуються також комплектні пристрої типу ІМС-5 і поляризовані реле РП-7 (див. [18]). У схемі управління і сигналізації (див. Рис. 9.4) при включеному ключі керування і відключеному вимикачі створюється ланцюг: плюс ШМС - контакти 13 -14 ключа-резистор К-блок-контакт вимикача В- лампа ЛЗ-ШУ і лампа горить миготливим світлом.

Те ж відбувається при положенні ключа на «відключення» і включеному положенні вимикача. У цьому випадку ланцюг миготливою червоної лампи ЛК підтримується через контакти 18-19 ключа (див. Рис. 9.3). Відзначимо, що блимання зеленої або червоної лампи відбувається також при наявності невідповідності у схемі при командах «попередньо включено» або «попередньо відключено».

Застосування ключа управління ПМОВФ дає можливість отримати в схемі управління застережливий сигнал про ненормальний режим роботи

окремих частин установки або про стан ланцюгів захисту та автоматики. Для цього в схему управління вводиться реле положення «включено» РПВ і реле положення «вимкнено» РПО. При справному стані ланцюгів управління обмотка одного реле, наприклад РПВ, обтикається струмом, а другого. реле РПО знеструмлена і ланцюг сигналу розімкнути. При наявності обриву в ланцюзі обмотки одного реле виявляються знеструмленими обидва реле і через їхні контакти буде поданий сигнал попереджає сигналізації.

При використанні в колах управління ключів ПМОВ, КВ і МКВ, що не мають фіксованих положень, крім нейтрального, для сигналізації положення вимикача застосовують додаткові реле фіксації команди РФК. В реле РКФ використовують двопозиційне сигнальне реле (рис. 9.6, а) з двома обмотками 1, 2 для перемикання якоря реле 3 на два фіксованих положення 4 і 5. Застосування в реле РФК реле струму і реле імпульсної сигналізації РІС-Е2М дає можливість отримати схему звуковий аварійної сигналізації при управлінні вимикачем ключем МКВ. В реле РИС-Е2М входить поляризоване реле РС з двома обмотками управління РС1 і РС2, трансформатор напруги ТН і два транзисторних перемикача T_P1 і T_P2.

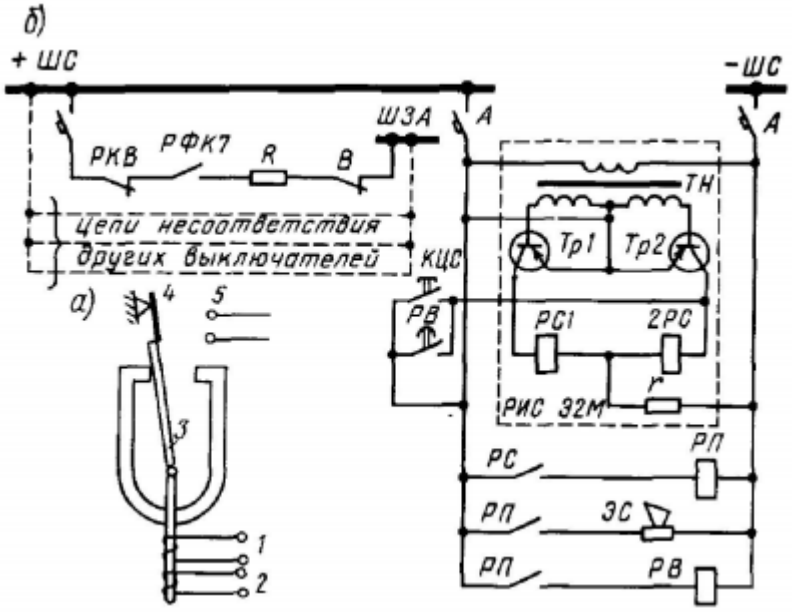


Рисунок 9.6 – Вимикач захисту

При відключенні вимикача захистом (рис. 9.6, б) замикається блок-контакт вимикача В і через що залишилися замкненими контакти РФК і введені в ланцюг невідповідності контакти реле РКВ замикається ланцюг для подачі напруги на шини ШЗА і струму в первинну обмотку ТН реле РИС-Е2М. Це створює імпульс напруги у вторинній обмотці ТН, відкривається транзистор T_P1, подається струм в обмотку РС1, яка, спрацьовує через реле РП, подає сигнал сиреною ЕС. Натисканням на кнопку або контактом реле часу РВ сигнал знімається.

Наявність контактів реле РКВ (реле контролю включення) в ланцюзі невідповідності при дії звукової сигналізації виключає її помилкову роботу при подачі команди «включити».

Контроль стану ізоляції в мережі змінного струму. У мережах з глухозаземленою нейтраллю напругою 380/220 В, 660/380 В, 110 кВ і вище

замикання однієї з фаз на землю є коротким замиканням і автоматично відключається захистом. Тому в таких мережах не передбачають пристроїв, що контролюють стан ізоляції.

У мережах з малим струмом замикання на землю, тобто з незаземленими нейтралями або з нейтралями, заземленими через дугогасні котушки, в нормальних умовах напруження всіх трьох фаз але стосовно землі рівні фазній напрузі. У разі металевого однофазного замикання на землю напруга пошкодженої фази щодо землі стає рівним нулю, а напруга непошкоджених фаз збільшується до міжфазного. Міжфазні напруги при цьому не змінюються, і робота електроприймачів не порушується. Через місце пошкодження протікає порівняно невеликий струм. При такому замиканні мережа може деякий час (приблизно 2 год) залишатися у роботі. Тривала робота з замкнутою на землю фазою небезпечна, оскільки при пробої на землю ізоляції іншої фази в мережі виникає міжфазове коротке замикання з усіма витікаючими наслідками. Тому в мережах з малим струмом замикання на землю передбачають спеціальні пристрої для контролю стану ізоляції відносно землі.

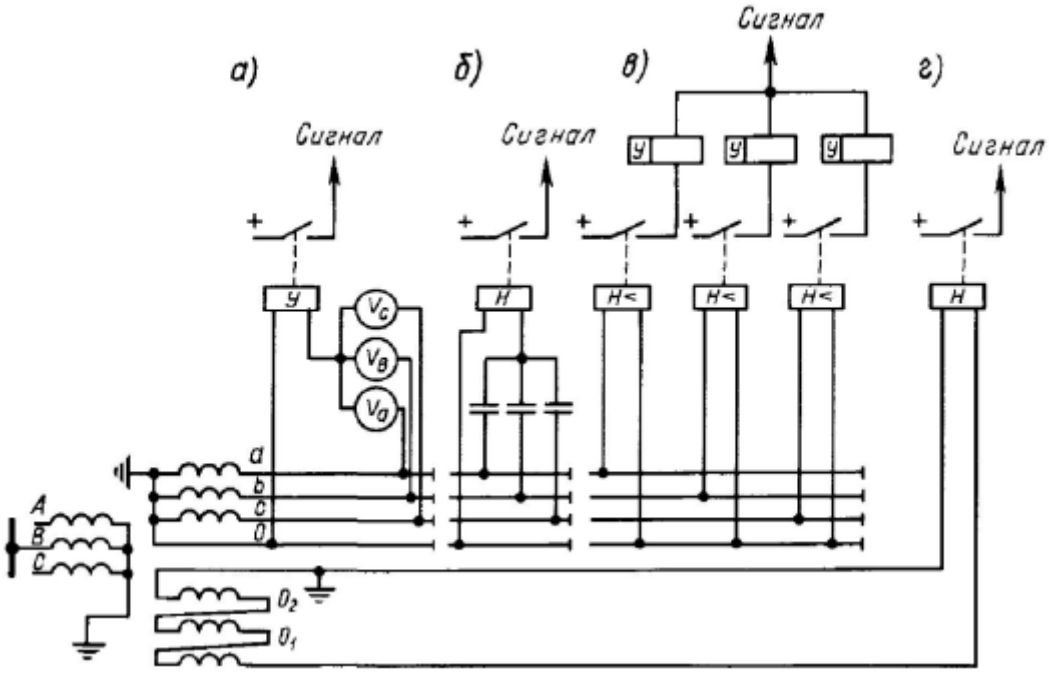


Рисунок 9.7 – Схема контролю ізоляції в мережах змінного струму

На рис. 9.7 наведені схеми контролю ізоляцій в мережах змінного струму з використанням трансформатора типу НТМІ.

Найбільш простою схемою контролю є схема включення трьох вольтметрів (V_A, V_B і V_C) на фазні напруги (рис. 9.7, а). У нормальному режимі вольтметри показують рівні за величиною фазові напруги. При глухому (металевій) замиканні на землю однієї з фаз напруга цієї фази щодо землі стане рівним нулю, а напруги двох інших фаз зростуть і стануть рівними міжфазовій. Відповідно цьому зміняться показання вольтметрів. Якщо замикання на землю буде не глухим (а через перехідний опір), то напруга пошкодженої фази знизиться, а напруги непошкоджених фаз підвищаться в меншій мірі, ніж при

глухому заземлень, що також позначиться на показаннях вольтметрів. Для отримання звукового сигналу в провід, що з'єднує нульову точку вольтметрів з нульовим проводом трансформатора напруги, включається вказівний реле У.

У схемі, наведеній на рис. 9.7, б, нульова точка створюється штучно включенням на фазні напруги трьох конденсаторів, При пошкодженні ізоляції фази через реле *Н* надходить сигнал.

Схема, зображена на рис. 9.7, в, складається з трьох реле мінімальної напруги *Н*. При замиканні фази на землю реле *Н*, включене на напругу пошкодженої фази, спрацьовує і дає сигнал. Пошкоджена фаза визначається але випав прапорцям вказівних реле У.

Схема, наведена на рис. 9.7, г, складається з реле напруги *Н*, включеного на додаткову обмотку трансформатора напруги НТМИ, що має дві вторинні обмотки. Первинна обмотка і основна вторинна обмотка з'єднані в зірку.

Додаткова вторинна обмотка включається за схемою розімкнутого трикутника.

При однофазному короткому замиканні в мережі з заземленими нульовими точками трансформаторів (мережі 110, 220 кВ і вище) фазна напруга пошкодженої фази стає рівним нулю, а геометрична сума фазних напруг двох непошкоджених фаз виявляється рівною міжфазних напруг. У мережі з ізольованими нульовими точками трасформатора (мережі 35 кВ і нижче) при однофазних замиканнях на землю фазні напруги непошкоджених фаз стають рівними міжфазних напруг, а їх геометрична сума виявляється рівною потроєному фазній напрузі.

При замиканні на землю в мережах 35 кВ і нижче на додатковій обмотці з'являється напруга, реле Н спрацьовує і подає загальний сигнал. Після отримання сигналу відшукується пошкоджена лінія почерговим короткочасним відключенням і зворотним включенням ліній, які живляться від шин підстанції.

Контроль стану ізоляції мережі постійного струму. Пробій ізоляції відносно землі в двох точках мережі постійного струму може призвести до утворення обхідних ланцюгів в оперативній ланцюга захисту і помилковим відключення устаткування (рис. 9.8). Тому установки постійного струму на підстанціях обладнуються пристроями контролю стану ізоляції.

Схема контролю, наведена на рис. 9.9, складається з двох вольтметрів, Включених Між кожним полюсом і землею. Якщо опору ізоляцій кожного полюса відносно землі однакові, то напруга кожного полюса відносно землі U_+, U_- дорівнює половині напруги U між полюсами. Якщо один з полюсів, наприклад «+», замкнеться на землю, то відповідно напруга U_+ стане рівним нулю, а напруга U_- зросте до величини напруги U. При зниженні опору ізоляції на одному з полюсів напруга цього полюса відносно землі знизиться, а напруга іншого полюса відносно землі підвищиться.

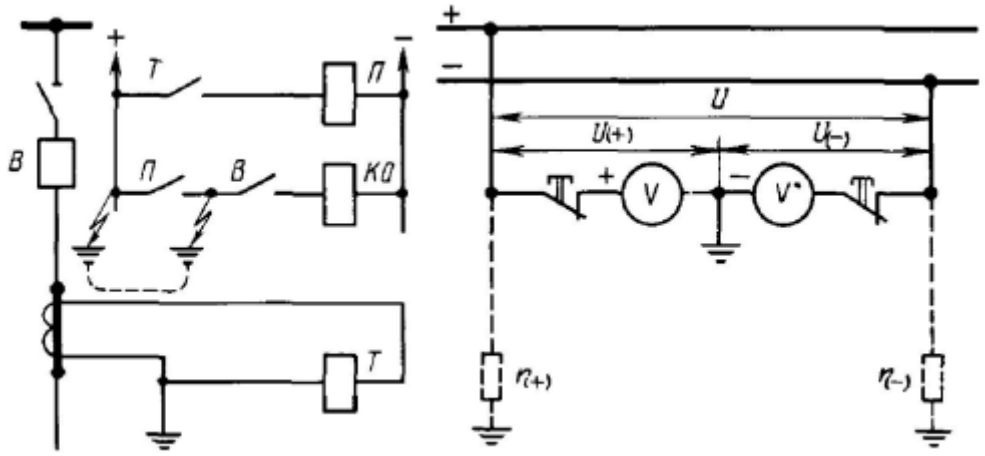


Рисунок 9.9 – Схема контролю