

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Кафедра електроенергетики

Методичні вказівки
до проведення практичних занять
з курсу «Електричні станції і підстанції»
зі спеціальності 6.000008 «Енергоменеджмент»
профілізації «Електроенергетичні системи»
для студентів денної і заочної форм навчання

Суми Вид-во СумДУ 2005

Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу “Електричні станції і підстанції” зі спеціальності 6.000008 “Енергоменеджмент” профілізації “Електроенергетичні системи” / Укладачі: Д.В.Муриков, І.Л.Лебединський, П.О.Василега. – Суми: Вид-во СумДУ, 2005.-93 с.

Кафедра електроенергетики

1 ОСНОВНЕ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Потужності електричних систем електростанцій агрегатів безупинно збільшуються. Економічно це доцільно, бо при цьому зменшуються капіталовкладення і витрати на виробництво електроенергії.

У наш час потужність найбільш великого паротурбоагрегата з частотою обертання 3000 об/хв – 1200 МГВт, а 1500 об/хв – 1000 МГВт. Виготовлення паратурбінних генераторів такої великої потужності виявилось можливим тільки за рахунок збільшення щільності струму в обмотках статора і ротора, і корінної зміни системи охолодження. Повітря замінене воднем і водою, що мають кращу теплопровідну здатність. Колишні поверхневі системи охолодження замінені внутрішньопровідниковими, при яких охолоджувальне середовище циркулює через внутрішні порожнини провідників обмотки статора і ротора.

Колишня система збудження від генератора постійного струму, що розміщувалась на валу генератора, виявилася незадовільною. Застосування набули більш сучасні системи – тиристорні, безщіткові та т.ін.

1.1 Турбогенератори

Турбогенератори являють собою швидкохідну горизонтальну електричну машину з нерухомим статором і обертовим ротором. Промисловість виготовляє в основному 2-полюсні турбогенератори з частотою 3000 об/хв із потужностями:

2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000 і 1200 МГВт.

Статор має сталевий корпус, осердя статора складається з окремих пакетів, складених з листів електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. У пазах осердя розміщена обмотка.

Ротор турбогенератора встановлюють на двох підшипниках ковзання, що мають примусове змащення. Ротор виготовляється цільним з кованої високолегованої сталі. На поверхні бочки

ротора фрезерують пази, у які укладають обмотку збудження. Пази закривають клинами з високоміцних немагнітних матеріалів. Готові частини обмотки ротора утримують бандажними кільцями з немагнітної сталі або титану. Обмотка ротора з'єднується з кільцями. Їх виготовляють зі зносостійкої сталі.

1.2 Гідрогенератори

Вони належать до тихохідних електричних машин з частотою обертання від десятків до декількох сотень об/хв. Гідроагрегати середньої і великої потужності - вертикальні, невеликі – горизонтальні.

Вертикальні мають один опорний підшипник (підп'ятник), загальний для всього гідроагрегата. Підшипник сприймає вагу ротора генератора і робочого колеса турбіни, а також вертикальної складової реакції води і передають через неї на хрестовину.

1.3 Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори являють собою ненавантажені синхронні двигуни, що залежно від величини струму збудження виробляють реактивну потужність з метою підвищення $\cos\phi$ системи. Виготовляють їх на 750 і 1000 об/хв із потужністю 10; 16; 25; 32; 50; 100; 160; 320 МВт.

Вони виконуються з пусковою обмоткою, аналогічною до синхронних двигунів.

1.4 Трансформатори і автотрансформатори

Потужність трансформаторів, встановлених у енергосистемах, перевищує потужність генераторів у 4-5 разів.

Переважно застосовують 3-фазні трансформатори до напруги 330 кВ. Групи однофазних трансформаторів застосовують тільки при найбільших потужностях і напрузі 500 кВ і вище. Потужність трансформаторів залежить від об'єму і ваги в 3-й ступені, а поверхня охолодження – в 2-й ступені,

тому потужні трансформатори, що встановлюються на електростанціях і підстанціях, вимагають інтенсивного охолодження.

Природне повітряне охолодження трансформаторів здійснюється більшою мірою шляхом природної конвекції повітря. Такі трансформатори одержали назву «сухих». Дана система охолодження малоефективна, тому застосовується для трансформаторів потужністю до 1600 кВА при напрузі 15 кВ.

Природне масляне охолодження (М) виконується для трансформаторів потужністю до 16000 кВА включно. У таких трансформаторах тепло, що виділяється в обмотках і магнітопроводі, передається оточуючому маслу, що циркулює по баку і радіаторних трубах, і потім віддається навколишньому повітрю.

Масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла (Д) застосовується для більш потужних трансформаторів. Форсоване обдування радіаторних труб поліпшує умови охолодження масла, а отже, обмоток і маслопроводу трансформатора потужністю до 80000 кВА.

Масляне охолодження з дуттям і примусовою циркуляцією масла через повітряні охолоджувачі (ДЦ) застосовується для трансформаторів потужністю 63000 кВА і більше. Охолоджувачі складаються із системи тонких ребристих трубочок, що обдуваються зовні вентилятором. Електронасоси, вбудовані в маслопроводи, створюють безперервну примусову циркуляцію масла через охолоджувачі.

У трансформаторах із спрямованим потоком масла (НДЦ) інтенсивність охолодження підвищується, що дозволяє збільшити допустимі температури обмоток.

Масляно-водне охолодження з примусовою циркуляцією масла (Ц) принципово обладнане таким же чином, як і система ДЦ, але на відміну від останнього охолоджувачі складаються з трубок, по яких циркулює вода, а між трубок рухається масло.

Щоб запобігти попаданню води в масло, тиск масла вищий від тиску води не менше ніж на 0,02 МПа.

Ця система застосовується на потужних трансформаторах (160 МВА і більше).

На трансформаторах із системою охолодження ДЦ і Ц пристрої примусової циркуляції масла повинні автоматично включатися одночасно із включенням трансформатора.

Кожен трансформатор має умовне літерне позначення в такому порядку:

1 Число фаз (для однофазних –0; трифазних -Т).

2 Вид охолодження.

3 Число обмоток, що працюють на різні мережі (якщо воно більше двох), для триобмоткового трансформатора Т; для трансформатора з розчепленими обмотками Р (після числа фаз).

4 Буква Н у позначенні при виконанні однієї з обмоток із пристроєм РПН.

5 Буква А на першому місці для позначення автотрансформатора.

За літерним позначенням зазначаються номінальна потужність кВА, клас напруги обмотки (ВН); кліматичне виконання і категорія розміщення.

Наприклад, ТДТН–16000/110-У1 трифазний трансформатор із системою охолодження Д, триобмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, номінальною потужністю 16000 кВА, напругою ВН -110 кВ, кліматичне виконання У- помірний клімат, категорія розміщення 1 (на відкритому повітрі).

В установках 110 кВ і вище широкого застосування набувають автотрансформатори. Пояснюється це рядом переваг, що вони мають порівняно з трансформаторами тієї самої потужності: менша витрата міді, сталі, ізоляційних матеріалів; менша маса, менші габарити, менші втрати і більше ККД, більш легкі умови охолодження.

Недоліки автотрансформаторів:

- необхідність глухого заземлення нейтралі, що викликає збільшення струмів однофазного КЗ;
- складність регулювання напруги;

- небезпека переходу атмосферних перенапруг внаслідок електричного зв'язку обмоток ВН і ВП.

Приклад 1.1

Вибір потужності силових трансформаторів.

Для підстанції були обрані трансформатори потужністю 16 МГВт типу ТДН. Більш точно вибір можна зробити, якщо врахувати графік навантаження.

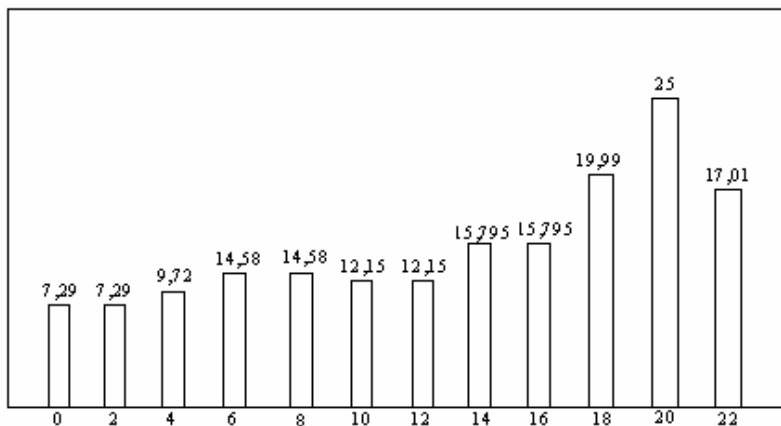


Рисунок 1.1 - Графік навантаження підстанції

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}},$$

де S_1, S_2-S_n - відповідно навантаження першої, другої, n-ї ступенів графіка навантаження, розміщених нижче лінії номінальної потужності трансформатора,

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступіні, год.

$$K_1 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{7,29^2 \cdot 4 + 9,72^2 \cdot 2 + 12,15^2 \cdot 4 + 14,58^2 \cdot 4 + 15,795^2 \cdot 4}{4 + 2 + 4 + 4 + 4}} = 0,785.$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора

$$K_2 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{17,01^2 \cdot 2 + 19,99^2 \cdot 2 + 25^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,25.$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} = \frac{25}{16} = 1,56.$$

Попереднє значення $K'_2 = 1,25 < 0,9 \cdot 1,56 = 1,404$.

Оскільки $K'_2 = 1,25 < 1,404$, то остаточно беремо $K_2 = 1,404$. Згідно з ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду (-1°C) і часу перевантаження 6 годин, знаходимо припустиме значення перевантаження $K_2 = 1,5$ для трансформаторів із системою охолодження Д. Значення K_2 згідно з ГОСТом менше, ніж реальне, отже, трансформатор обраний неправильно. Беремо трансформатор ТРДН-25000/110. У випадку виходу з ладу першого трансформатора другий забезпечить живлення споживачів без обмеження.

Приклад 1.2

Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури і т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймачів власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 1.

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

де S_{TCH} - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

S_{CH} - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{CH}=17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 25 кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції беремо таким, що дорівнює 20 кВА. При підключенні цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень

$$S_{TCH} \geq \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВА.}$$

Стандартна потужність трансформатора 40 кВА. Остаточо для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатори ТМ-40/10.

Таблиця 1.1

Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць	Коефіцієнт попиту	$\cos\varphi$	Потужність споживання, кВА
1 Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2 Підігрівання вмикачів зовнішнього розміщення	2	1,8	1	1	3,6
3 Підігрівання приводів-роз'єднувачів зовнішнього розміщення	6	0,6	1	1	3,6
4 Опалення, освітлення РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5 Освітлення РП	1	2	0,63	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб					17,69

2 ВИБІР І ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИБОРІВ (РП)

Як приклад наведена однолінійна схема станції середньої потужності з РП 10 і 110 кВ. До збірних шин 10 кВ підключені генератори G_1 і G_2 , два трансформатори $T1$ і $T2$, два знижуючі трансформатори $T3$ і $T4$ і чотири лінії місцевої розподільної мережі з струмообмежувальними реакторами LR. До збірних шин 110 кВ підключені два головних трансформатори і дві лінії W, що з'єднують станцію із системою.

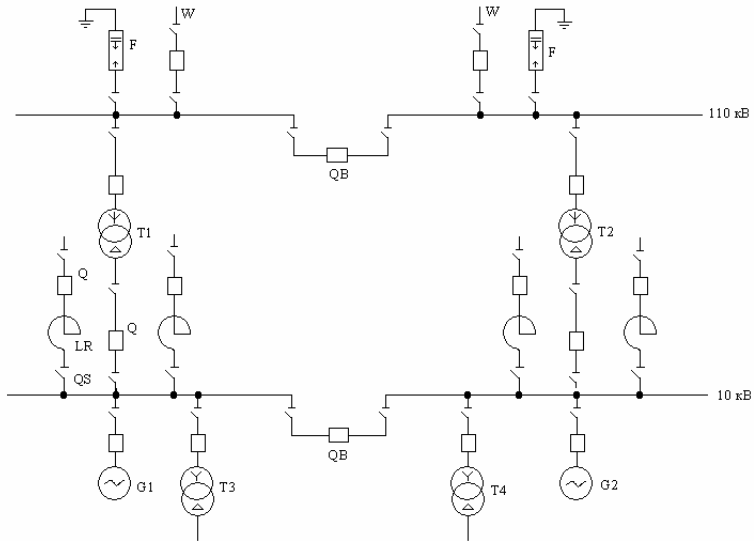


Рисунок 2.1 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 10 і 110 кВ:

Q- вимикач; QS –раз'єднувач; QB- вимикач секційний; W- лінія

2.1 Вибір і обґрунтування схем РП 6-10 кВ

РП 6-10 кВ входять до складу ТЕЦ і підстанцій як головні РП і до складу ТЕС, АЕС і ГЕС як РП власних потреб (ВП), склад ТЕС, АЕС і ГЕС як РП власних потреб (ВП). До РП-6-10 кВ ТЕЦ підключаються генератори і трансформатори зв'язку із системою, до РП 6 кВ підстанцій – понижуючі трансформатори, синхронні компенсатори та ін.

Схеми РП-6-10 кВ повинні задовольняти наступним вимогам: неспрацювання вимикача не повинне приводити до припинення електропостачання відповідальних споживачів (1 категорія по ПУЭ), розширення РП з ростом навантажень не повинне приводити до зміни схеми і значних будівельних і монтажних робіт.

Ці вимоги задовольняють схеми з однієї або двома системами збірних шин і з одним вимикачем на приєднання.

Секціювання збірних шин (рис.2.2) дозволяє задовольнити вимоги надійності. Розширення РП здійснюється заповненням резервних осередків або введенням нової секції.

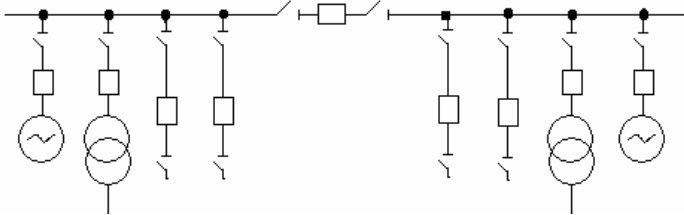


Рисунок 2.2 - Схема РП з однією системою збірних шин із секціюванням

Схема дозволяє застосовувати осередки комплексних розподільних пристроїв (КРП) і дешевша в будівництві й експлуатації. Тому якщо за умовами режиму роботи можливе повне відключення однієї станції РП для її ремонту, то варто надати перевагу схемі з однією системою збірних шин із секціюванням.

2.2 Схеми РП підвищених напруг

Схеми для напруг 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами і т.ін.

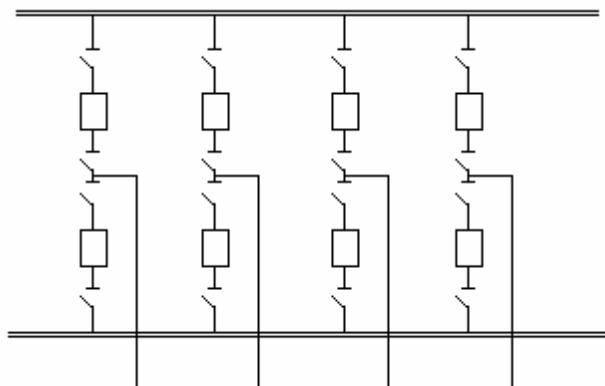


Рисунок 2.3 - Схема РП кільцевого типу з числом вимикачів 2 на кожную гілку

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 - секціонують обидві системи шин.

Для РП-330-750 кВ при великому числі приєднань рекомендуються кільцеві схеми 2; 3/2 і 4/3, при цьому збірні шини в схемах 3/2 і 4/3 секціонують.

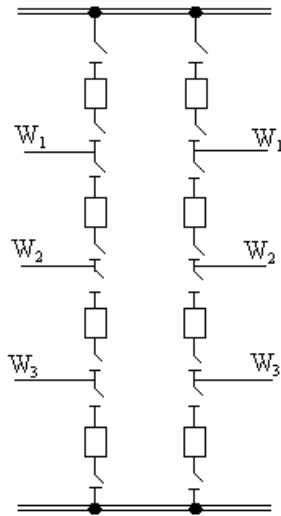


Рисунок 2.4 - Схема РП кільцевого типу з числом вимикачів 3 на кожні два приєднання

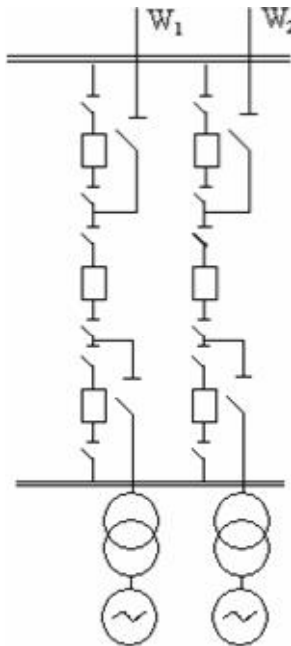


Рисунок 2.5 - Схема РП кільцевого типу 4/3 з чотирма вимикачами на кожні три приєднання

3 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ЗА ТРИВАЛИМИ РЕЖИМАМИ

3.1 Розрахункові умови для вибору провідників і апаратів за тривалими режимами роботи

Тривалий режим роботи електротехнічного пристрою - це режим, що триває не менше ніж необхідно для досягнення сталої температури його частин при незмінній температурі середовища охолодження.

Тривалий режим роботи електротехнічного пристрою має місце, коли енергосистема або електроустановка перебуває в одному з таких режимів: нормальний, ремонтний, післяаварійний.

Нормальний режим - це такий режим роботи електротехнічного пристрою, при якому значення його параметрів не виходять за межі, припустимі при заданих умовах експлуатації.

У нормальному режимі функціонують всі елементи даної електроустановки, без вимушених відключень і без перевантажень. Струм навантаження в цьому режимі може змінюватися залежно від графіка навантаження. Для вибору апаратів і струмоведаччих частин варто брати найбільший струм нормального режиму.

Ремонтний режим - це режим планових профілактичних і капітальних ремонтів. У ремонтному режимі частина елементів електроустановки відключена, тому на елементи, що залишилися в роботі, лягає підвищене навантаження. При виборі апаратів і струмоведаччих частин необхідно враховувати це підвищення навантаження до $I_{\text{рем max}}$.

Післяаварійний режим — це режим, у якому частина елементів електроустановки вийшла з ладу або виведена в ремонт внаслідок аварійного (непланового) відключення. При цьому режимі можливе перевантаження елементів електроустановки, що залишилися в роботі, струмом $I_{\text{пав max}}$.

З двох останніх режимів вибирають найбільш складний, коли в елементі електроустановки, що розглядається, проходить найбільший струм $I_{\text{рmax}}$.

Розглянемо конкретні випадки визначення розрахункових струмів для схем, наведених на рис. 1.1.

Коло генератора. Найбільший струм нормального режиму береться при завантаженні генератора до номінальної потужності $P_{\text{ном}}$ при номінальній напрузі і $\cos \varphi_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном, т}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}.$$

Найбільший струм післяаварійного або ремонтного режиму визначається за умови роботи генератора при зниженні напруги на 5%:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}}.$$

У конкретних умовах I_{max} може бути визначений при роботі генератора з підвищеним струмовим навантаженням за рахунок поліпшення системи охолодження (підвищення тиску водню та ін.).

Коло двообмоткового трансформатора. З боку ВН і НН беруть:

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном, т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора.

Найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму береться за умови відключення трансформатора, що працює паралельно, коли трансформатор, що залишився в роботі, може бути перевантажений за правилами аварійних тривалих або систематичних перевантажень. Якщо невідомі дійсні можливі перевантаження, то в навчальному проектуванні можна взяти: $I_{\text{max}} = 1,4 - 1,5I_{\text{ном, т}}$.

Коло триобмоткового трансформатора або автотрансформатора на підстанції. На стороні ВН

розрахункові струми визначаються так само, як у колі двообмоткового трансформатора.

На стороні ВП і НН при двох трансформаторах (автотрансформаторах), що працюють:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

де $S_{\text{нагр}}$ — найбільш перспективне навантаження на стороні СН або НН.

При відключенні одного трансформатора:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 2I_{\text{норм}}.$$

Коло триобмоткового трансформатора або автотрансформатора на електростанції. Триобмоткові трансформатори широко застосовуються на ТЕЦ як трансформатори зв'язку. У цьому випадку вони працюють як підвищувальні, передаючи надлишок потужності генераторів у мережу ВН і СН. Завантаження ланцюгів ВН, СН і НН залежать від конкретних умов: графіка навантаження на НН, СН і схеми з'єднань електроустановки на НН. При блоковому з'єднанні генератора з трансформатором на стороні НН $I_{\text{норм}}$, I_{max} визначаються так само, як у ланцюзі генератора.

При поперечних зв'язках між генераторами розрахункові умови на стороні НН і ВН визначаються за потужністю трансформатора з урахуванням його перевантаження, тобто

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном, т}}; \quad I_{\text{max}} = (1,4 - 1,5)I_{\text{ном, т}}.$$

На стороні СН, якщо відсутній зв'язок з енергосистемою, розрахункові умови беруться так само, як на підстанції. Якщо до шин ВП приєднані енергосистема і можливі перетоки між ВН і СН, то

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном, т}}; \quad I_{\text{max}} = (1,4 - 1,5)I_{\text{ном, т}}.$$

Автотрансформатори застосовуються на електростанціях для зв'язку установок ВН і СН. У цьому випадку розрахункові умови на стороні ВН і СН визначаються за потужністю

автотрансформатора з урахуванням припустимого перевантаження.

Коло лінії. Якщо лінія одиночна, радіальна, то $I_{\text{норм}} = I_{\text{max}}$ визначається за найбільшим навантаженням лінії.

Для двох ліній, що працюють паралельно,

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad I_{\text{max}} = 2I_{\text{норм}},$$

де $S_{\text{нагр}}$ - найбільша потужність споживачів, приєднаних до ліній.

Для n паралельних ліній

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1}I_{\text{норм}},$$

Кола секційних шиноз'єднувальних вимикачів, збірні шини. Струм нормального режиму визначається з урахуванням струму розподілу за шинами при найбільш несприятливому експлуатаційному режимі. Такими режимами є: відключення частини генераторів, переключення ліній, що відходять, на одну систему шин, а джерел живлення - на іншу. Звичайно струм, що проходить по збірних шинах, секційному і шиноз'єднувальному вимикачу, не перевищує I_{max} найпотужнішого генератора або трансформатора, приєданого до цих шин.

Коло групового здвоєного реактора. У нормальному режимі вітки реактора завантажені рівномірно. Найбільший струм нормального режиму визначається за навантаженням, приєднаних до вітки споживачів:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}.$$

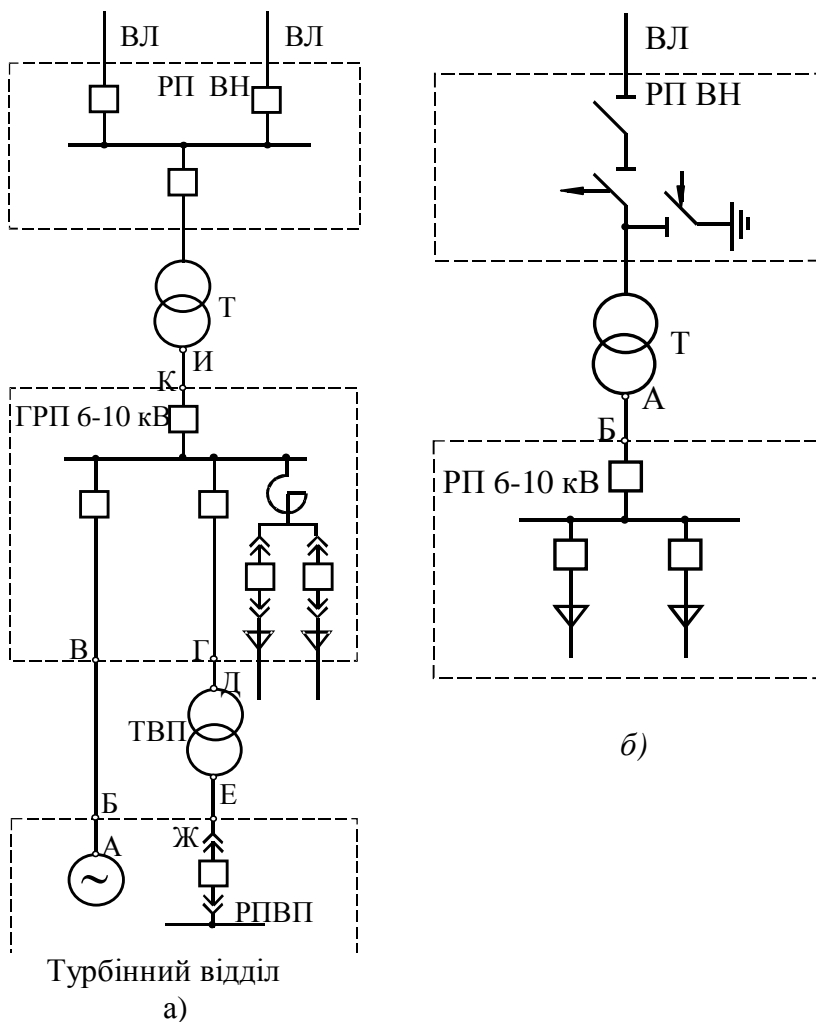


Рисунок 3.1 - До вибору типу провідників в основних електричних ланцюгах електроустановок:
 а) елемент схеми ТЕЦ; б) елемент схеми підстанції

У післяаварійному або ремонтному режимі при відключенні однієї з ліній споживання, приєднаних до вітки реактора, навантаження іншої вітки може відповідно зрости, тому

$$I_{\max} = \frac{n}{n-1} I_{\text{норм}},$$

де n - число ліній, приєднаних до однієї вітки реактора.

При правильно вибраному реакторі I_{\max} не перевищує номінального струму вітки реактора.

3.2 Типи провідників, що застосовуються в основних електричних колах

Основне електричне устаткування електростанцій і підстанцій (генератори, трансформатори, синхронні компенсатори) і апарати в цих ланцюгах (вимикачі, роз'єднувачі та ін.) з'єднуються між собою провідниками різного типу, що утворюють струмоведучі частини електричної установки.

Розглянемо типи провідників, що застосовуються на електростанціях і підстанціях. На рис. 3.1 спрощено, без роз'єднувачів, показані елементи схем ТЕЦ, КЕС і підстанції.

Коло генератора на ТЕЦ (рис. 3.1 *a*). У межах турбінного відділення від виводів генератора до фасадної стіни (ділянка *AB*) струмоведучі частини виконуються у вигляді шинного моста з жорстких алюмінієвих шин або комплектним пофазно екранованим струмопроводом (у колах генераторів потужністю 60 МВт і вище). На ділянці *BB* між турбінним відділенням і головним розподільним пристроєм (ГРП) з'єднання виконується шинним мостом або гнучким підвісним струмопроводом. Усі з'єднання усередині закритого РП 6-10 кВ, включаючи збірні шини, виконуються жорсткими голими алюмінієвими шинами прямокутного або коробчастого перерізу. З'єднання від ГРП до виводів трансформатора зв'язку (ділянка *IK*) здійснюється шинним мостом або гнучким підвісним струмопроводом.

Струмоведучі частини в РП 35 кВ і вище звичайно виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС або АСО. У деяких конструкціях ОРП частина або вся ошиновка може виконуватися алюмінієвими трубами.

Коло трансформатора власних потреб (рис. 3.1 *a*) від стіни ГРП до виводів ТСН, встановленого поблизу ГРП, з'єднання

виконується жорсткими алюмінієвими шинами. Якщо трансформатор власних потреб встановлюється у фасадній стіні головного корпусу, то ділянка *ГД* виконується гнучким струмопроводом. Від трансформатора до розподільного пристрою власних потреб (ділянка *ЕЖ*) застосовується кабельне з'єднання.

У колах ліній 6-10 кВ вся ошиновка до реактора і за ним, а також у шафах КРП виконана прямокутними алюмінієвими шинами. Безпосередньо до споживача відходять кабельні лінії.

У блоці генератор - трансформатор на КЕС (ділянка *АБ*) і відпайка до трансформатора власних потреб *ВГ* виконуються комплектним пофазно екранованим струмопроводом.

Для ділянки *ЕД* від ТСН до розподільного пристрою власних потреб застосовується закритий струмопровід 6 кВ.

У колі резервного трансформатора власних потреб ділянка *ЖЗ* може бути виконана кабелем або гнучким проводом. Вибір того або іншого способу з'єднання залежить від взаємного розміщення ОРП, головного корпусу і резервного ТСН. Так само, як і на ТЕЦ, вся ошиновка в РП-35 кВ і вище виконується проводами марки АС або АСО.

На підстанціях у відкритій частині можуть застосовуватися проводи марки АС або жорстка ошиновка алюмінієвими трубами. З'єднання трансформатора з закритим РП 6-10 кВ або з КРП 6-10 кВ здійснюється гнучким підвісним струмопроводом, шинним мостом або закритим комплектним струмопроводом. У РП 6-10 кВ застосовується жорстка ошиновка.

3.3 Поширені типи жорстких шин

У закритих РП 6-10 кВ ошиновка і збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через високу їх вартість не застосовуються навіть при великих струмових навантаженнях. При струмах до 3000 А застосовуються одно- і двополюсні шини. При великих струмах рекомендуються шини коробчастого перерізу. Найбільш поширені форми поперечного перерізу шин наведені на рис. 3.2.

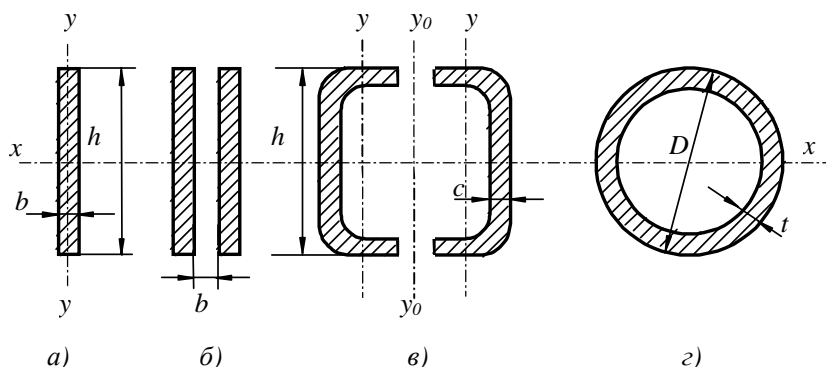


Рисунок 3.2 – Типові форми поперечного перерізу шин

Найпростіша форма поперечного перерізу шини – прямокутна з відношенням сторін b/h від $1/8$ до $1/12$ (рис. 3.2 *a*). Це так називані плоскі шини. Вони забезпечують гарне відведення тепла в навколишнє середовище, оскільки відношення поверхні охолодження до об'єму тут більше, ніж у шинах будь-якої іншої форми. Момент опору вигину відносно осі x у багато разів більше, ніж відносно осі y . Отже, при розміщенні провідників трьох фаз у площині $y - y$ плоскі шини здатні протистояти значним електричним силам при КЗ.

Плоскі шини виготовляють з поперечним перерізом до $120 \times 10 = 1200 \text{ мм}^2$. Припустимо, що тривалий струм таких шин з алюмінію при нормованій температурі повітря 25°C дорівнює 2070 А. При більшому робочому струмі можна застосувати складені провідники з двох смуг із зазорами між ними (рис. 3.2 *б*). Допустимий струм при цьому збільшиться відповідно до

3200 А, тобто далеко не пропорційно числу смуг. Це пояснюється поверхневим ефектом – витісненням змінного струму на поверхню складеного провідника.

Недолік складених провідників полягає також у складності монтажу і недостатній механічній міцності. Останнє пояснюється взаємодією смуг при КЗ. Оскільки струми в смугах спрямовані однаково, вони прагнуть зблизитися. Щоб виключити змикання смуг при КЗ, необхідні дистанційні прокладки між ними з відповідним кріпленням. Провідники з трьох і чотирьох смуг безумовно, недоцільні при змінному струмі. Обмежене застосування мають провідники з двох смуг.

При великих робочих струмах застосовуються складені шини з двох коритоподібних провідників (рис. 3.2 в). Тут також необхідні дистанційні прокладки між коритами.

Найбільш досконалою формою поперечного перерізу шин при робочому струмі понад 2000 А є кругла кільцева (рис. 3.2 з). При правильно обраному відношенні товщини стінки до діаметра труби забезпечуються гарне відведення тепла, а також механічна міцність. Момент опору вигину однаковий у будь-якому напрямку. Застосування набули труби з зовнішнім діаметром до 250 мм і товщиною стінки до 12 мм.

3.4. Поверхневий ефект

Активний опір провідника при змінному струмі дорівнює:

$$R_a = K_{\pi} \cdot K_{\delta} \cdot R = K_{\text{дп}} \cdot R,$$

де K_{π} - коефіцієнт поверхневого ефекту;

K_{δ} - коефіцієнт ефекту близькості;

$K_{\text{дп}}$ - коефіцієнт додаткових утрат;

R - омичний опір, тобто опір провідника при постійному струмі.

Коефіцієнт поверхневого ефекту дорівнює відношенню активного опору окремого провідника до його омичного опору

$$K_{\pi} = \frac{R_{\text{а.окр}}}{R}.$$

Коефіцієнт ефекту близькості дорівнює відношенню активного опору провідника при наявності поблизу його інших провідників зі струмом до активного опору відокремленого провідника:

$$K_{\delta} = \frac{R_a}{K_{\Pi} R}.$$

В електроустановках відстані між провідниками звичайно значно більші їхніх геометричних розмірів. При цьому $K_{\delta}=1$.

Коефіцієнт поверхневого ефекту обернено пропорційний глибині проникнення Z_0 електромагнітного поля в провідник:

$$K_{\Pi} \sim \frac{1}{Z_0}.$$

На глибині Z_0 напруженості електричного і магнітного полів, а також щільність струму в e раз менше, ніж на поверхні провідника.

Глибина проникнення визначається за формулою

$$Z_0 = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu \mu_0 \gamma}},$$

де $\omega = 2\pi f$ - кутова частота;

μ - відносна магнітна проникність провідника;

μ_0 - магнітна постійна (магнітна проникність вакууму);

γ - питома провідність матеріалу провідника при постійному струмі;

$$\text{Тому } K_{\Pi} \sim \sqrt{\frac{f}{R}}.$$

Залежності K_{Π} від цього параметра для шин наведені на рис. 3.3.

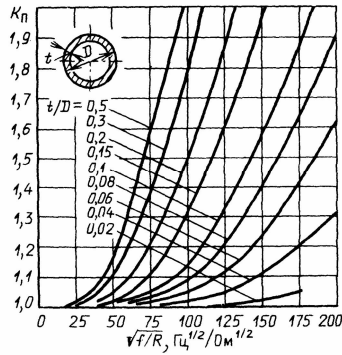
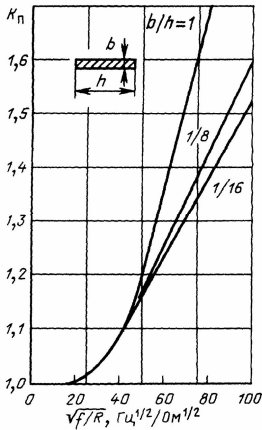


Рисунок 3.3 - Криві для визначення коефіцієнта поверхневого ефекту шин прямокутного і трубчастого перерізів

В електроустановках промислової частоти як провідникові матеріали звичайно використовують мідь і алюміній, основні усереднені характеристики яких наведені в табл. 3.1.

Форму і геометричні розміри провідників на великі струми вибирають з урахуванням того, що збільшення товщини суцільного провідника або товщини стінки порожнього провідника понад так названу критичну товщину ($t_{кр} \approx 1,5Z_0$) технічно й економічно недоцільно, тому що це пов'язано зі збільшенням витрат провідникового матеріалу, але не приводить до істотного зниження активного опору провідника.

Таблиця 3.1 – Усереднені характеристики провідникових матеріалів

Матеріал	Параметри провідникових матеріалів при 20 °С			
	ρ , Ом мм ² /м	γ , м/(Ом·мм ²)	d г/см ³	Z_0 , мм
Мідь	0,0175	57	8,93	9,5
Алюміній	0,029	34,5	2,7	12,2

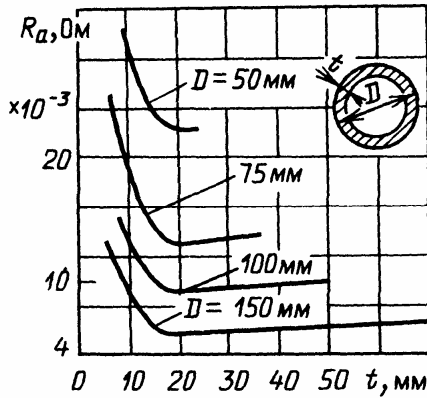


Рисунок 3.4 - Залежність активного опору алюмінієвих труб від товщини стінки

Залежність активного опору алюмінієвих труб діаметром від 50 до 150 мм від товщини стінки показана на рис. 3.4. У міру збільшення товщини стінки, починаючи від дуже малого значення, переріз труби збільшується, а опір її значно зменшується, доки не досягне деякого мінімуму. При подальшому збільшенні товщини стінки переріз труби продовжує збільшуватися, однак її активний опір не тільки не зменшується, але навіть трохи збільшується внаслідок швидкого збільшення коефіцієнта поверхневого ефекту. Критична товщина стінки труби, що відповідає мінімуму активного опору, залежить не від діаметра, а тільки від питомого опору матеріалу і частоти. Для алюмінієвих труб круглого перерізу при частоті 50 Гц критична товщина стінки складає близько 20 мм, а для мідних - близько 14 мм.

Приклад 3.1 Порівняти електричний опір змінному струму алюмінієвих шин.

- Трубчастої: $D = 80$ мм; $d = 72$ мм.
- Прямокутної: 100×10 мм.

Розв'язання:

Площа поперечного перерізу

$$q_T = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} = \frac{\pi(64 - 51,8)}{4} = 960 \text{ мм}^2;$$

$$q_{\Pi} = 1000 \text{ мм}^2.$$

Електричний опір на 1000 м довжини

$$R_T = \frac{\rho l}{q} = \frac{0,029 \cdot 1000}{960} = 0,0302 \text{ Ом};$$

$$R_{\Pi} = 0,029 \text{ Ом}.$$

Розрахункові параметри:

- для труби
$$\sqrt{\frac{f}{R}} = \sqrt{\frac{50}{0,0302}} = 40,7 \frac{\text{Гц}^{\frac{1}{2}}}{\text{Ом}^{\frac{1}{2}}};$$

- для прямокутної шини
$$\sqrt{\frac{f}{R}} = 41,5.$$

Коефіцієнт поверхневого ефекту визначаємо за рис. 3.3:

- для труби
$$\frac{t}{D} = 0,05, \quad K_{\Pi} \approx 1,0;$$

- для прямокутної шини
$$\frac{b}{h} = \frac{1}{10}, \quad K_{\Pi} = 1,09.$$

Опір змінному струму прямокутної шини

$$R_a = K_{\Pi} R = 1,09 \times 0,029 = 0,0316 \text{ Ом},$$

що означає на 4,7 % більше, ніж опір шини трубчастого перерізу.

3.5. Вибір шин, струмоведучих частин і кабелів за тривалими режимами роботи

3.5.1 Вибір провідників і шин за умови економічності

Вибір перерізу ошиновки за умови економічної щільності струму визначається за формулою

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e},$$

де $I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень);
 j_e – нормована економічна щільність струму, А/мм².

Економічним називається такий переріз провідників, за якого забезпечуються найменші розрахункові наведені витрати.

Знайдений переріз округляється. При цьому береться найближчий менший стандартний переріз, якщо він не відрізняється від економічного значення більше ніж на 15%. У протилежному разі беремо найближчий більший стандартний переріз.

Варто врахувати, що за економічною щільністю струму не вибираються:

- збірні шини всіх напруг, тому що навантаження по довжині шин нерівномірні і на багатьох її ділянках менше робочого струму;
- ошиновка і кабелі резервних ліній і резервних трансформаторів с.н., тому що вони включаються епізодично;
- струмоведучі частини всіх тимчасових пристроїв.

Таблиця 3.2 - Економічна щільність струму, А/мм²

Провідник	T _{max} , ч		
	1000 - 3000	3000 - 5000	Понад 5000
Неізольовані проводи і шини: мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою і проводи з гумовою ізоляцією з жилами: мідними	3,0	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами: мідними	3,9	3,1	2,7
алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

При всій простоті вибору провідників і шин за економічною щільністю струму слід зазначити недоліки методу, пов'язані з тим, що перерізи змінюються дискретно. А також вартості провідникових матеріалів, конструктивних елементів шин і втрат електроенергії з часу складання таблиці 3.2 *j_c* зазнали істотних змін.

Метод економічних інтервалів запропонований В.О. Веніковим і Ю.Н. Астаховим дозволяє враховувати зазначені фактори і має теоретичне обґрунтування [3].

3.5.2 Нагрівання провідників і визначення припустимого струму в тривалих режимах

Нагрівання провідника (або іншого елемента електричного кола) при проходженні по ньому змінного струму описується рівнянням

$$Q = \Phi dt = I^2 R_a dt = c dv + (\Phi_{\text{л}} + \Phi_{\text{к}}) dt,$$

де I – струм, А;

- R_a – активний опір, Ом;
 Q – теплова енергія, Дж;
 Φ – тепловий потік, Вт;
 c – питома теплоємність, Вт·с/(г·°C);
 G – маса провідника, м;
 $\Phi_{\text{л}}$ – тепловіддача випромінюванням, Вт;
 $\Phi_{\text{к}}$ – тепловіддача конвекцією, Вт.

Для сталого режиму рівняння спрощується

$$I^2 R_a = \Phi_{\text{л}} + \Phi_{\text{к}} = \Phi,$$

де R_a , і Φ є функціями температури провідника і навколишнього середовища.

Температури, що допускаються, для провідників і кабелів у нормальному режимі наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Припустимі температури провідників

Вид і матеріал провідника	Довгостроково припустима температура жил $t_{\text{ж,дл}}$, °C
Шини і голі проводи:	
- мідні;	70
- алюмінієві;	70
- сталеві, безпосередньо не з'єднані з апаратами;	70
- ті самі, безпосередньо з'єднані з апаратами	70
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією напругою, кВ:	
до 3	80
6	65
10	60
20	50
35	50
Кабелі і проводи з гумовою ізоляцією:	
- звичайною	55
- теплостійкою	65
Провід з полівінілхлоридною ізоляцією	70

Номінальні значення температури навколишнього середовища наведені в табл. 3.4.

При відомих нормативних значеннях температури провідника і повітря можна визначити припустимий струм

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{\Phi}{R_a}}$$

Таблиця 3.4 - Розрахункова температура навколишнього середовища для провідників і апаратів

Провідники й апарати	Середовище	Температура $t_p, ^\circ\text{C}$
Провідники: проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Аналітичне визначення припустимих струмів пов'язано з визначенням теплового потоку з поверхні провідника. Ця задача надзвичайно складна, особливо при зовнішньому розміщенні з урахуванням сонячної радіації і вітру. Тому припустимі струми визначають експериментально з великою точністю. Припустимі струми для стандартних перерізів провідників, мідних та алюмінієвих, зведені в таблиці (додаток А).

При складанні таблиць вважалося, що припустима температура шин при тривалих режимах - 70°C , а розрахункова температура навколишнього повітря - 25°C відповідно

$$t_{\text{норм}} = 45^\circ\text{C}.$$

Щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення, найбільший робочий струм приєднання не повинен перевищувати припустиме значення

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{роб.нб}}$$

Де $I_{\text{роб.нб}}$ – найбільший робочий струм приєднання.

Для шин прямокутного перерізу шириною до 60 мм, розміщених навзніч, припустимий струм знижується порівняно

з табличним значенням на 5 %, а шириною більше 60 мм – на 8 %.

У тих випадках коли температура повітря v_B (навколишнього середовища) відрізняється від номінальної розрахункової $v_{B, \text{НОМ}}$, залежність між струмом, температурою, перевищенням температури провідника і температурою повітря може бути подана такою наближеною рівністю, що впливає з допущення, що тепловіддача пропорційна перевищенню температури:

$$\left(\frac{I_{\text{ДОП}}}{I_{\text{ДОП.НОМ}}} \right)^2 \approx \frac{\theta}{\theta_{\text{НОМ}}} = \frac{v_{\text{П.НОМ}} - v_B}{v_{\text{П.НОМ}} - v_{\text{B.НОМ}}},$$

де $I_{\text{ДОП.НОМ}}$ і $I_{\text{ДОП}}$ – припустимі струми при температурах повітря $\vartheta_{\text{B.НОМ}}$ і ϑ_y , звідки

$$v = v_B + (v_{\text{НОМ}} - v_{\text{B.НОМ}}) \left(\frac{I_{\text{ДОП}}}{I_{\text{ДОП.НОМ}}} \right)^2 \quad \text{і}$$

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП.НОМ}} \sqrt{\frac{v_{\text{П}} - v_B}{v_{\text{П.НОМ}} - v_{\text{B.НОМ}}}}.$$

Приклад 3.2 Визначити довгостроково припустимий струм для алюмінієвої шини 80×6 мм при температурі повітря в приміщенні $\vartheta_y=35^\circ\text{C}$.

Розв'язання.

За таблицею додатка А1 визначаємо тривалий струм при номінальній температурі повітря $I_{\text{ДОП}} = 1150 \text{ А}$.

Припустимий струм для $\vartheta_y=35^\circ\text{C}$

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{д.НОМ}} \sqrt{\frac{v_{\text{П}} - v_B}{v_{\text{П}} - v_{\text{B}}}} = 1150 \sqrt{\frac{70 - 35}{70 - 25}} = 1150 \cdot 0,88 = 1012 \text{ А}.$$

Приклад 3.3 Вибрати струмоведучі частини в ланцюзі трансформатора ТРДН 25000 на стороні 10,5 кВ. Припустиме перевантаження трансформатора 45°C . Температура навколишнього середовища 30°C ; $T_{\text{макс}}=4500 \text{ ч}$.

Розв'язання.

Розрахунковий струм номінального режиму

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 687 \text{ А.}$$

Найбільший робочий струм

$$I_{\text{max}} = 1,45 \cdot 687 = 996 \text{ А.}$$

Розрахунковий економічний переріз для алюмінієвих шин

$$q_e = \frac{I_{\text{ном}}}{j_e} = \frac{687}{1,1} = 624 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо шини прямокутного перерізу 100×8 , $q = 800 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 1625 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{\theta_{\text{рас}}}{\theta_{\text{ном}}}} = 1625 \sqrt{\frac{40}{45}} = 1527,5 \text{ А.}$$

Перевірка за припустимим струмом нагрівання

$$I_{\text{max p}} = 1405 \text{ А} < 1527,5 = I_{\text{доп.}}$$

Умова виконується. За умовами тривалих режимів вибираються алюмінієві шини перерізом 100×8 .

3.5.3 Особливості вибору гнучких шин і кабелів

У РП 35 кВ і вище поряд із жорсткими шинами застосовують гнучкі багатодротяні сталелегуючі алюмінієві проводи, а також пучки з двох, трьох і чотирьох проводів у фазі з дистанційними розпірками між ними. Така конструкція провідника дозволяє збільшити робочий струм і виключити коронування. У РП 500 кВ і вище застосовують порожні алюмінієві проводи марок ПА 500 і ПА 640.

Переріз проводів і їх кількість у фазі вибирають відповідно до робочого струму приєднання, а також номінальною наругою для виключення коронування.

Вибір здійснюється такою, як і для жорстких шин:

- за економічною щільністю струму

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e};$$

- за довгостроково припустимим струмом

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}.$$

При перевірці на корону враховують, що відстані між провідниками фаз у РП менші, ніж у повітряних ЛЕП.

Мінімальні перерізи одиночних проводів і проводів у пучках, що виключають коронування, для РП з номінальною наругою від 110 до 330 кВ, а також припустимі робочі струми наведені нижче.

Таблиця 3.5

Номінальна наруга, кВ	Марка проводів	Діаметр проводів, мм	Припустимий струм, А
110	1×АС120/19	15,2	380
150	1×АС240/39	21,6	610
220	1×АС600/72	33,2	1050
	3×АС150/24	3×17,1	1335
330	2×АС240/39	2×21,6	1220
	3×АС300/66	3×24,5	2070

Припустимі струми для кабелів наведені в таблицях А2. Табличні значення припустимих струмів складені в розрахунку на одиночний кабель, прокладений у землі при температурі ґрунту 15°С або на повітрі при температурі 25°С. За інших умов прокладки кабелю припустимий струм визначається з урахуванням поправкових коефіцієнтів на температуру ґрунту або повітря (DO_1), на число паралельно прокладених кабелів і відстань між ними (DO_2), коефіцієнт DO_3 дозволяє враховувати питомий опір землі при прокладанні кабелів у землі:

$$I'_{\text{доп}} = K_1 K_2 K_3 I_{\text{доп}}.$$

При прокладанні кабелів у блоках припустимий струм визначається з урахуванням поправкових коефіцієнтів від наруги кабелю, середнього завантаження всього блока, номера кабелю в блоці і перерізу кабелю [4].

4. ПЕРЕВІРКА СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН І ШИН ЗА УМОВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

4.1. Термічна стійкість провідників

Тривалість КЗ складає звичайно частки секунди і, як виняток, може досягати декількох секунд. Протягом цього короткого проміжку часу виділення тепла настільки велике, що температура провідників і апаратів виходить за межі, встановлені для нормального режиму. Процес нагрівання припиняється в момент автоматичного відключення пошкодженої ділянки системи, після чого відбувається відносно повільне остигання.

Здатність апарата і провідника протистояти короткочасній тепловій дії струму КЗ без ушкоджень, що перешкоджають подальшій справній роботі, називається термічною стійкістю. Критерієм термічної стійкості є кінцева температура, що обмежується механічною міцністю металів, деформаціями частин апаратів, а також стійкістю до нагрівання ізоляції. Припустимі кінцеві температури для апаратів і провідників (табл. 4.1) установлені на підставі дослідів. Вони вище припустимих температур при нормальній роботі, оскільки зміна механічних властивостей металів і знос ізоляції визначаються не тільки температурою, а також тривалістю нагрівання, що у розглянутих умовах мала. Як бачимо з табл. 4.1, припустимі кінцеві температури при КЗ перебувають у межах від 120 до 300°C, у той час як припустимі температури при нормальній роботі, як правило, не перевищують 60 – 80°C.

Таблиця 4.1 -Припустимі кінцеві температури провідників і апаратів при КЗ

Найменування провідників, частин апаратів	Кінцева температура, °С
Неізольовані мідні і латунні провідники, частини апаратів	300
Неізольовані алюмінієві провідники, частини апаратів	200
Кабелі з паперовою пропитаною ізоляцією до 10 кВ із мідними й алюмінієвими жилами	200
Кабелі 20 – 220 кВ	125
Кабелі і проводи з полівінілхлоридною ізоляцією, з мідними й алюмінієвими жилами	150
Те саме, але з поліетиленовою ізоляцією	120

При перевірці на термічну стійкість нехтують тепловіддачею, що не вносить помітної похибки.

Таким чином, процес нагрівання при КЗ визначається рівнянням

$$I_{kt}^2 r_v dt = G C_v dv, \quad (4.1)$$

де r_v , z_v - відповідно опір і теплоємність провідника для температури v ;

G – маса провідника.

Після підставлення G , r_v і поділу змінних:

$$\frac{1}{q^2} I_{kt}^2 dt = \frac{\gamma C_v}{\rho_v} dv, \quad (4.2)$$

$$\frac{1}{q^2} \int_0^{t_{отк}} I_{kt}^2 dt = \int_{v_v}^{v_K} \gamma \frac{C_v}{f_v} dv,$$

де γ, q – питома провідність і площа поперечного перерізу провідника.

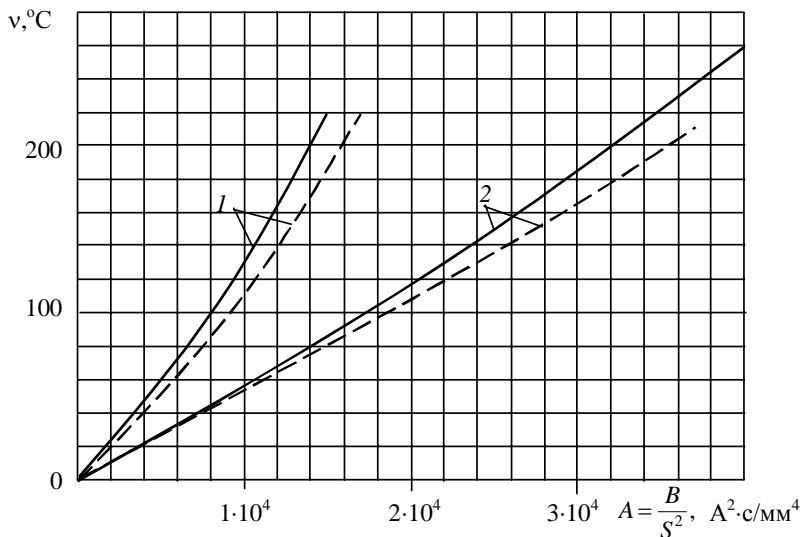


Рисунок 4.1 – Криві для визначення кінцевої температури шин та кабелів при КЗ:

- суцільні лінії стосуються шин;
- пунктирні – кабелів з багатодротяними жилами;
- 1 - алюміній;
- 2 - мідь

Для неізолюваних провідників при номінальних умовах $v_{поч}=70^{\circ}\text{C}$.

При цьому

$$A_k = A_{поч} + \frac{B_k}{q^2}. \quad (4.4)$$

За значенням A_k і рис. 4.1 визначається температура $v_{до}$ в кінці короткого замикання.

Провідник термічно стійкий, якщо $v_{до} \leq v_{доп}$ (табл. 4.1).

Часто визначають термічну стійкість шин і кабелів за мінімально припустимою площею перерізу:

$$q_{\min.\text{доп}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{A_{\text{к.доп}} - A_{\text{п}}}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}. \quad (4.5)$$

Значення коефіцієнтів $I_3 \left(\frac{A \cdot C^{1/2}}{\text{мм}^2} \right)$ наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Припустимі температури і відповідні їм коефіцієнти C для шин і кабелів

	$\theta_{\text{к.доп}}, ^\circ\text{C}$	C
Шини:		
- з міді	300	170
- з алюмінію	200	90
- зі сталі, не з'єднані безпосередньо з апаратом	400	65
- зі сталі, з'єднані безпосередньо з апаратом	300	60
Кабель до 10 кВ із паперовою ізоляцією і жилами:		
- з міді	200	160
- з алюмінію	200	90

Умови термічної стійкості при цьому визначаються: $q_{\min.\text{доп}} \leq q_{\text{роз}}$, де $q_{\text{роз}}$ – площа перерізу провідника обрана за умовами робочого режиму.

4.2. Динамічна стійкість провідників.

Визначення інтеграла Джоуля

Кількість тепла, що виділилося, у провіднику визначається імпульсом квадратичного струму

$$B_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{к}}} i^2 dt = \int_0^{t_{\text{к}}} (i_{\text{н}} + i_{\text{а}})^2 dt. \quad (4.6)$$

Для електрично віддаленого КЗ імпульс квадратичного

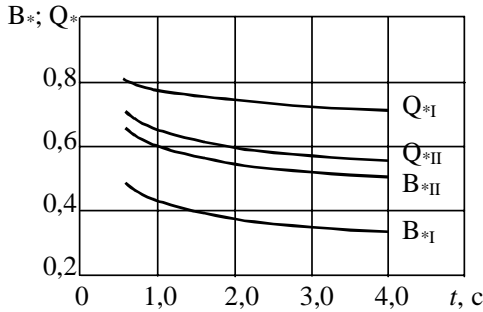
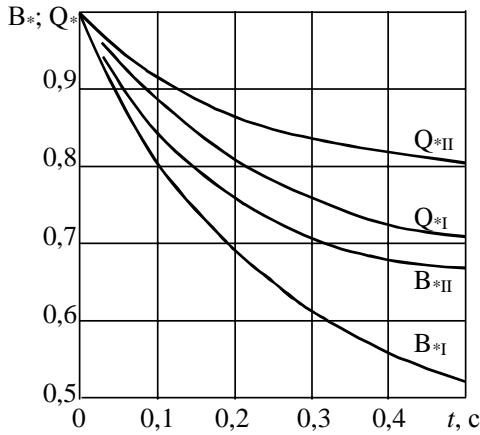
струму визначають за формулою

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (4.7)$$

де $t_{\text{відкл}} = t_3 + t_b$, t_3 – час дії основного релейного захисту; t_b – повний час відключення вимикача; T_a – постійна часу кола КЗ.

У двопробеневій схемі вигляду "генератор-система" для розрахунку імпульсу від періодичної складової струму КЗ використовують криві відносних імпульсів – струмових Q_* і квадратичних струмових U_* (рис.4.2). Відносний імпульс - це відношення імпульсу від затухаючого періодичного струму КЗ генератора до імпульсу від незатухаючого струму. При використанні відносних імпульсів формула для розрахунку B_n має вигляд:

$$B_n = t_{\text{відкл}} (I_{п.с}^2 + 2I_{п.с} I_{пг0} Q_* + I_{пг0}^2 B_*). \quad (4.8)$$



I – турбогенератори (окрім ТВВ-800)
та синхронні компенсатори
(окрім КСВ-100)

II – гідрогенератори та інші

Рисунок 4.2 – Криві для визначення відносних інтегралів B^* і Q^*

Імпульс від аперіодичної складової струму в місці КЗ обчислюють так:

$$B_a = I_{п.с}^2 T_{а.с} + I_{пг0}^2 T_{аг} + \frac{4I_{п.с}I_{пг0}}{\frac{1}{T_{п.с}} + \frac{1}{T_{аг}}}. \quad (4.9)$$

Значення постійних часу загасання аперіодичної складової КЗ для елементів електричної системи наведені в табл. 4.3.

Термічний імпульс короткого замикання визначається за формулою

$$B_{КЗ} = B_{п} + B_a. \quad (4.10)$$

При КЗ поблизу групи електродвигунів вона замінюється еквівалентним двигуном. Для двопроменевої схеми вигляду "двигун – система" також теплові імпульси визначаються роздільно від періодичної й аперіодичної складової струму:

$$B_{\Pi} \approx I_{\text{пос}}^2 t_{\text{відкл}} + 0,5 I_{\text{под}}^2 T_{\text{д}} + 2 I_{\text{пос}} I_{\text{под}} T_{\text{пд}}, \quad (4.11)$$

де $I_{\text{пос}}$, $I_{\text{под}}$ – відповідно надперехідний струм КЗ від системи й еквівалентного двигуна;

$T_{\text{пд}}$ – постійна часу загасання періодичної складової еквівалентного двигуна (0,07 с).

Імпульс квадратичних складових від аперіодичних складових струмів системи й еквівалентного двигуна

$$B_{\text{ка}} \approx (I_{\text{пос}} + I_{\text{под}}) T a_{\text{сх}}, \quad (4.12)$$

де $T a_{\text{сх}}$ – розрахункова постійна часу зміни аперіодичного струму для схеми

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{под}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{под}}}. \quad (4.13)$$

Постійна часу системи $T_{\text{ас}}$ визначається за табл.4.2, а постійну часу аперіодичної складової еквівалентного двигуна можна брати $T_{\text{ад}} = 0,04$ с.

Таблиця 4.3

Електрична система, елемент системи	$Ta, з$	k_y
Турбогенератори потужністю, МВт: 12 – 60 100-1000	0,16–0,25 0,4 – 0,54	1,940 – 1,955 1,975 – 1,980
Блок турбогенератор (60 МВт) – трансформатор при номінальній напрузі генератора, кв: 6,3 10,5	0,20 0,15	1,95 1,935
Блок турбогенератор – підвищувальний трансформатор при потужності генератора, МВт: 100 – 200 300 500 800	0,26 0,32 0,35 0,30	1,965 1,977 1,983 1,967
Система, зв'язана із шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напругою, кв: 35 110 – 150 220 – 330 500 - 750	0,02 0,02 – 0,03 0,03 – 0,04 0,06 – 0,08	1,61 1,61 – 1,72 1,72 – 1,78 1,85 – 1,89
Система, зв'язана зі збірними шинами 6 – 10 кв через трансформатори одиничною потужністю, МВ·А: 80 і вище 32 – 80 32 і нижче	0,06 – 0,15 0,05 – 0,1 0,045 – 0,07	1,85 – 1,935 1,82 – 1,90 1,80 – 1,85
Вітки, захищені реактором з номінальним струмом, А: 1000 і вище 630 і нижче РУ 6 – 10 кв	0,23 0,10 0,01	1,956 1,90 1,37

Слід зазначити, що в багатьох випадках струмоведучі частини мають значні запаси щодо термічної стійкості. Тому допускається виконувати розрахунок термічного імпульсу за формулою $B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{відкл}} + T_a)$, що дає трохи завищений результат, і за необхідності потреби можна уточнити значення імпульсу за формулами для схеми "двопроменева зірка".

Приклад 4.1

Визначити мінімальний термічно стійкий переріз для шин РУ-10 кВ підстанції з трансформаторами ТДТН-40000 кВ·А, $U_{\text{кВН}}=22\%$. До секції шин підключені високовольтні електродвигуни $S_{\Sigma}=12$ МВ·А. Струм КЗ у розподільному пристрої 220 кВ $I_{\text{по}}=4,8$ кА. Пусковий струм еквівалентного електродвигуна $I_{*п}=5,6$. Час відключення КЗ $t_{\text{відкл}}=t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}=1+1,1=2,1$ с.

Розв'язання:

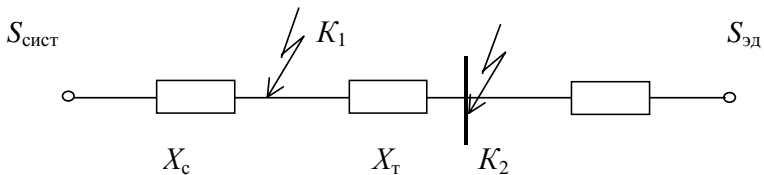
Визначимо струми КЗ у РП-6 кВ:

$$S_{\delta}=100 \text{ мВ}; \quad U_{\delta}=6,3 \text{ кА}; \quad I_{\delta\delta}=9,18 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}.$$

Опір системи

$$X_{*с} = \frac{I_{\delta 220}}{I_{\text{по}}^{\text{к1}}} = \frac{0,25}{4,8} = 0,0521.$$



Опір трансформатора

$$X_{*T} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\Pi}} = \frac{22}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,55.$$

Струм короткого замикання від системи в РП-6 кВ

$$I_{\text{пос}}^{\kappa 2} = \frac{I_{66}}{X_{*C} + X_{*T}} = \frac{9,18}{0,602} = 15,25 \text{ кА.}$$

Початкове значення струму КЗ від еквівалентного електродвигуна

$$I_{\text{пд}} = I_{*\text{пд}} \cdot I_{\text{нд}} = 5,6 \cdot \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 6,27 \text{ кА.}$$

Визначимо термічний імпульс короткого замикання в РП-6 кВ:

$$\begin{aligned} B_{\text{кп}} &= I_{\text{пос}}^2 t_{\text{відкл}} + 0,5 I_{\text{под}}^2 T_{\text{пд}} + 2 I_{\text{пос}} I_{\text{под}} T_{\text{пд}} = 15,25^2 \cdot 1,1 + \\ &+ 0,5 \cdot 6,17^2 \cdot 0,07 + 2 \cdot 15,25 \cdot 6,17 \cdot 0,07 = \\ &= 255,82 + 1,33 + 13,17 = 270,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \end{aligned}$$

$$B_{\text{ка}} = (15,25 + 6,17)^2 T_{\text{асх}} = 21,42^2 \cdot 0,069 = 31,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{з};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{под}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{под}}} = \frac{15,25 \cdot 0,08 + 6,17 \cdot 0,04}{21,42} = 0,069 \text{ с};$$

$$B_{\text{к}} = 302 \text{ кА}^2 \cdot \text{з} = 302 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Мінімальний термічно стійкий переріз алюмінієвих шин

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} = \frac{\sqrt{302 \cdot 10^6}}{90} = \frac{17,4 \cdot 10^3}{90} = 193,3 \text{ мм}^2.$$

При визначенні $B_{\text{к}}$ без урахування загасання струму електродвигунів

$$B_{\text{к}} = 21,52^2 \cdot 1,1 = 504 \text{ кА}^2 \cdot \text{з};$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{504 \cdot 10^6}}{90} = \frac{2,25 \cdot 10^4}{90} = 250 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, розрахунок за спрощеною формулою завищує переріз майже на 30 %, але при цьому для

розрахункової схеми він значно менше обраного перерізу шини за умовами тривалого режиму.

4.3 Механічний розрахунок двополюсних шин

Жорсткі шини, укріплені на ізоляторах, являють собою динамічну коливальну систему, що перебуває під впливом електродинамічних сил. У такій системі виникають коливання, частота яких залежить від маси і жорсткості конструкцій. Електродинамічні сили, що виникають при КЗ, мають складові, котрі змінюються з частотою 50 і 100 Гц. Якщо власні частоти коливальної системи шини — ізолятори збігаються з цими значеннями, то навантаження на шини й ізолятори зростуть. Якщо власні частоти менше 30 і більше 200 Гц, то механічний резонанс не виникає. У більшості практично застосовуваних конструкцій шин ці умови дотримуються, тому ПУЕ не вимагають перевірки на електродинамічну стійкість з урахуванням механічних коливань. В окремих випадках, наприклад, при проектуванні нових конструкцій РП з жорсткими шинами, проводиться визначення частоти власних коливань для алюмінієвих шин:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (4.14)$$

для мідних шин

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (4.14)$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами, м; J - момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см^4 ; q - поперечний переріз шини, см^2 .

Змінюючи довжину прольоту і форму перерізу шин, домагаються того, щоб механічний резонанс був виключений, тобто $f_0 > 200$ Гц. У цьому випадку перевірка шин на електродинамічну стійкість проводиться з припущенням, що шини й ізолятори є статичною системою з навантаженням, що

дорівнює максимальній електродинамічній силі, що виникає при КЗ.

Найбільші електродинамічні зусилля виникають, звичайно, при трифазному КЗ, тому в подальших розрахунках враховується ударний струм трифазного КЗ.

Рівномірно розподілена сила f створює згинальний момент, Н/м (шина розглядається як багатопрольотна балка, що вільно лежить на опорах)

$$M = \frac{fl^2}{10},$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами шинної конструкції, м.

При розміщенні шин у площині найбільші динамічні навантаження виникають у середній фазі. Максимально розподілене зусилля на одиницю довжини середньої фази при трифазному КЗ

$$f_{\max} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (4.15)$$

де i_y – ударний струм КЗ, А, a – відстань між осями суміжних фаз, м.

Напруга в матеріалі шини, що виникає при впливі згинального моменту, МПа,

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{Wa}, \quad (4.16)$$

де W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної дії зусилля, см³ (табл. 2.4).

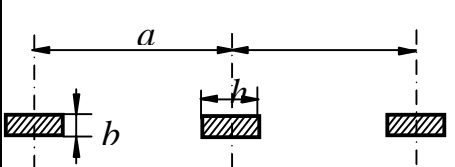
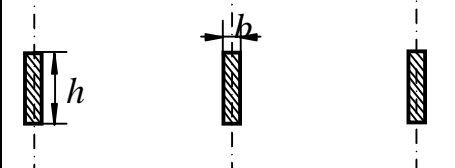
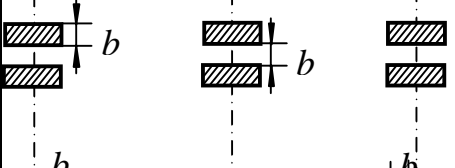
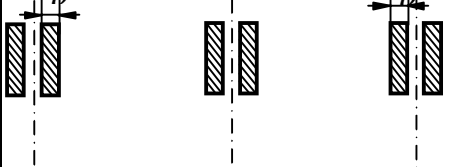
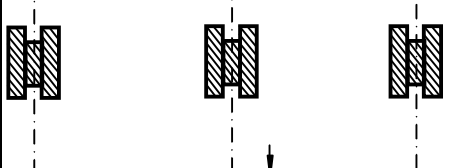
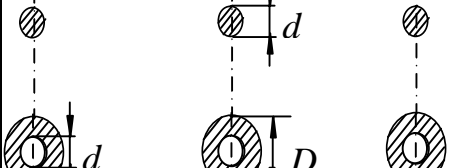

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (4.17)$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ – припустима механічна напруга в матеріалі шин (табл. 4.5).

Відстань a береться відповідно до типових конструкцій РП 6-10 кВ у межах 40-80 см, а проліт у межах $l=1,5-2$ м звичайно беруть таким, що дорівнює або кратне кроку осередку.

Таблиця 4.4 - Момент опору й інерції характерних профілів шин

Розміщення шин	Момент інерції	Момент опору
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^4}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Таблиця 4.5 - Припустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	Марка	$\sigma_{\text{доп}}$, МПа	Модуль пружності E, 10^4 МПа
Алюміній	АТ, А1	82,3	7
	АДО	41,2 - 48	-
Алюмінієвий сплав	АД31Т	89,2	-
	АД31Т1	137,2	-
Мідь	МГМ	171,5 – 178,4	10
	МГТ	171,5 – 205,8	10
Сталь	Ст. 3	260,7 – 322,4	20

4.3 Механічний розрахунок двосмугових шин

Якщо кожна фаза виконується з двох смуг (рис. 2.3), то виникають зусилля між смугами і між фазами. Зусилля між смугами не повинне викликати зіткнення. Для того щоб зменшити це зусилля, у прольоті між смугами встановлюються прокладки. Проліт між прокладками $l_{\text{п}}$ вибирається таким чином, щоб електродинамічні сили, що виникають при КЗ, не викликали зіткнення смуг:

$$l_{\text{п}} < 0,216 \sqrt{\frac{a_{\text{п}}}{i_{\text{у}}^3}} \sqrt[4]{\frac{EJ_{\text{п}}}{k_{\text{ф}}}}, \quad (4.18)$$

де $a_{\text{п}}$ – відстань між осями полос, см;

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми шин (рис. 2.4), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

Щоб не відбувалося різкого збільшення зусиль у смугах у результаті механічного резонансу, частота власних коливань системи повинна бути більшою 200 Гц. Виходячи з цього $l_{\text{п}}$ вибирається ще одна умова:

$$l_{\text{п}} < 1,33 \cdot 10^{-3} \sqrt[4]{\frac{EJ_{\text{п}}}{m_{\text{п}}}}, \quad (4.19)$$

де $m_{\text{п}}$ – маса смуги на одиницю довжини, кг/м.

Силу взаємодії між смугами в пакеті з двох смуг можна визначити

$$f_{\Pi} = 2k_{\Phi} \cdot \frac{(0,5i_y)^2}{2b} \cdot 10^{-7} = 0,25k_{\Phi} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}. \quad (4.20)$$

Напряга в матеріалі шин від взаємодії смуг розглядається як у балці з рівномірно розподіленим навантаженням і затисненими кінцями, МПа:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} l_{\Pi}^2}{12W_{\Pi}}, \quad (4.21)$$

де W_{Π} – момент опору однієї смуги, см^3 ; l_{Π} – відстань між прокладками, м.

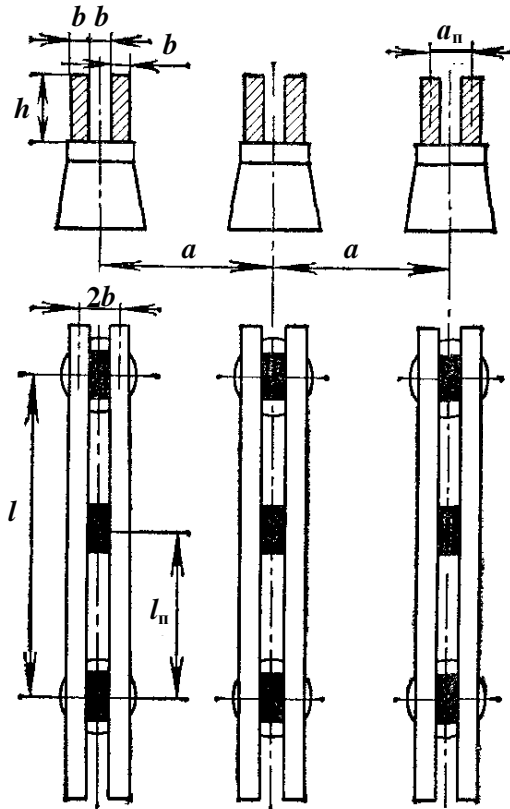


Рисунок 4.3 - Ескіз розміщення двосмугових шин

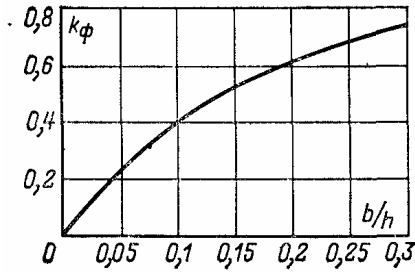


Рисунок 4.4 - Криві для визначення коефіцієнта k_{ϕ} для двосмугових шин при $a_{\Pi} = 2b$

Умова механічної міцності має вигляд

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп.}} \quad (4.22)$$

Якщо ця умова не дотримується, то варто зменшити σ_{ϕ} або σ_{Π} , що можна зробити, зменшивши l_{ϕ} або l_{Π} або збільшивши a або W_{ϕ} .

Розв'язавши рівняння для σ_{Π} відносно l_{Π} , можна визначити максимально припустиму відстань між прокладками:

$$l_{\Pi \text{ max}} = \sqrt{12(\sigma_{\text{доп.}} - \sigma_{\phi}) \frac{W_{\Pi}}{f_{\Pi}}}. \quad (4.23)$$

Довжину l_{Π} з конструктивних міркувань беруть кратною l_{ϕ} .

При визначенні сил взаємодії між швелерами, що складають шину коробчастого перерізу, беруть $k_{\phi}=1$; відстань між осями провідників беруть такими, що дорівнюють розміру h , і тоді

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7}. \quad (4.24)$$

Розрахунковий момент опору $W_{\Pi} = W_{y-y}$, а розрахунковий опір у матеріалі від взаємодії між швелерами $\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} l_{\Pi}^2}{12W_{\Pi}}$.

Для шин коробчастого перерізу при взаємодії фаз напруга в матеріалі шин визначається з урахуванням вектора прикладення сили.

Якщо шини розміщені горизонтально (рис. 4.5а) і шини з'єднані між собою жорстко, то

$$W_{\phi} = W_{y_0-y_0}$$

За відсутності жорсткого з'єднання

$$W_{\phi} = 2W_{y-y}$$

Для вертикального розміщення шин (рис. 4.5б)

$$W_{\phi} = 2W_{x-x}$$

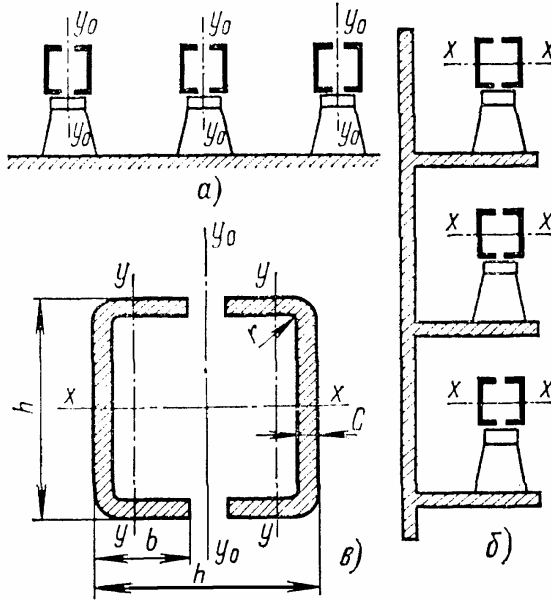


Рисунок 4.5 - До механічного розрахунку шин коробчастого перерізу.

а — горизонтальне розміщення;

б — вертикальне розміщення;

в — переріз коробчастої шини.

Якщо шини розміщені на вершинах трикутника, то механічний розрахунок виконується за формулами, наведеними у табл. 4.6.

4.4 Вибір ізоляторів

У розподільних пристроях шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини кріпляться на опорних ізоляторах, вибір яких проводиться за таких умов:

- за номінальною напругою $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- за допустимим навантаженням $F_{розр} \leq F_{доп}$,

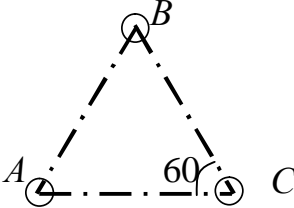
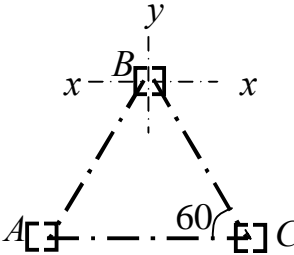
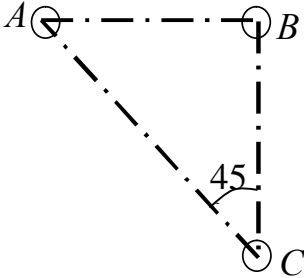
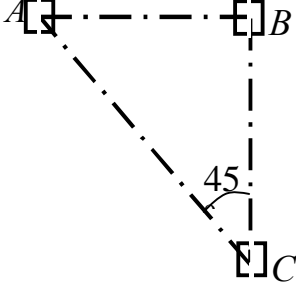
де $F_{розр}$ - сила, що діє на ізолятор;

$F_{доп}$ - припустиме навантаження на голівку ізолятора.

$$F_{доп} = 0,6 F_{розр},$$

де $F_{розр}$ - руйнівне навантаження на вигин.

Таблиця 4.6 - Формули для механічного розрахунку шин, розміщених у вершинах трикутника

Ескіз розміщення шин	Напруга в матеріалі шин від взаємодії між фазами, МПа
	$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l^2}{a W_{\phi}} \cdot 10^{-8}$
	$\sigma_{\phi, \max} = 2,5 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y_0 - y_0}} \cdot 10^{-8}$
	$\sigma_{\phi, \max} = 1,64 \frac{i_y^2 l^2}{a W} \cdot 10^{-8}$
	$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y_0 - y_0}} \cdot 10^{-8}$

При горизонтальному або вертикальному розміщенні ізоляторів усіх фаз розрахункова сила, Н:

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} \cdot l k_{\Pi} \cdot 10^{-7} = f_{\Phi} l k_{\Pi}, \quad (4.25)$$

де k_{Π} – поправковий коефіцієнт на висоту шин, якщо вона розміщена «на ребро» (рис. 4.5):

$$k_{\Pi} = \frac{H}{H_{\text{із}}}, \quad H = H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2}, \quad (4.26)$$

де $H_{\text{із}}$ – висота ізолятора.

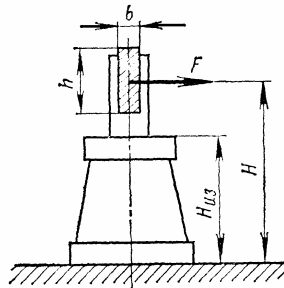


Рисунок 4.6 - До визначення розрахункового навантаження на ізолятор

При розміщенні шин у вершинах трикутника

$$F_{\text{розр}} = k_{\Pi} F_i,$$

де F_i – згинальна сила визначається за табл. 4.6.

Руйнівне навантаження для опорних ізоляторів наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 - Руйнівне навантаження для опорних ізоляторів

Тип ізолятора	F_{Π} , Н
ОФ-6-375, ОФ-10-375, ОФ-20-375, ОФ-35-375	3 750
ОФ-6-750, ОФ-10-750, ОФ-20-750, ОФ-35-750	7 500
ОФ-10-1250	12 500
ОФ-10-2000, ОФ-20-2000	20 000
ОФ-20-3000	30 000

Прохідні ізолятори вибираються:

- за напругою $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- за номінальним струмом $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$;
- за припустимим навантаженням $F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}$.

При цьому розрахункова сила для прохідних ізоляторів визначається за формулою:

$$F_{\text{розр}} = 0,5f_{\phi}l.$$

Приклад 4.2

Вибрати збірні шини 10,5 ГРП ТЕЦ і опорні ізолятори до них для таких даних:

- температура найбільш жаркого місяця 30°C ;
- струми тривалих режимів $I_{\text{ном}} = 4130 \text{ A}$; $I_{\text{мах р}} = 4350 \text{ A}$;
- відстань між фазами $a = 0,8 \text{ м}$;
- довжина прольоту $l = 2,0 \text{ м}$;
- струми короткого замикання на шинах $I_{\text{по м}} = 28,2 \text{ кА}$;
 $I_{\text{по з}} = 32,3 \text{ кА}$;
- час відключення КЗ $t_{\text{відкл}} = 2 \text{ с}$.

Розв'язання

Збірні шини по економічній щільності струму не вибираються, тому переріз вибираємо за припустимим струмом. Беремо шини коробчастого перерізу, алюмінієві $2(125 \times 55 \times 6,5)$ мм, висота $h=123$ мм; ширина полиці $b=55$ мм; товщина шини $z=6,5$ мм; переріз (2×1370) мм²; $W_{y0-y0}=100$ см³; $W_{y-y}=9,5$ см³; $I_{\text{доп}}=4640 \text{ A}$.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{о.ф}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{о.н}}}} = 4640 \sqrt{\frac{40}{45}} = 4640 \cdot 0,94 = 4362 \text{ A}.$$

Перевірка на термічну стійкість.

Визначається термічний імпульс короткого замикання за (4.8), (4.9):

$$\begin{aligned}
 B_{\Pi} &= t_{\text{в\ddot{и}дк\text{л}}}(I_{\text{пос}}^2 + 2I_{\text{пос}}I_{\text{пог}}Q_* + I_{\text{пог}}^2 B_*) = \\
 &= 2(32,3^2 + 2 \cdot 32,3 \cdot 28,2 \cdot 0,6 + 28,2^2 \cdot 0,36) \cdot 10^6 = \\
 &= 2422,6 \cdot 10^6 \text{ (A}^2 \cdot \text{с)};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 B_a &= I_{\text{пос}}^2 T_{\text{ас}} + I_{\text{пог}}^2 T_{\text{ар}} + \frac{4I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{пог}}}{1/T_{\text{ас}} + 1/T_{\text{ар}}} = \\
 &= \left(32,3^2 \cdot 0,1 + 28,2^2 \cdot 0,25 + \frac{4 \cdot 32,3 \cdot 28,2}{1/0,1 + 1/0,25} \right) \cdot 10^6 = 563,3 \cdot 10^6 \text{ (A}^2 \cdot \text{с)};
 \end{aligned}$$

$$B_{\kappa} = B_{\Pi} + B_a = 2986 \cdot 10^6 \text{ (A}^2 \cdot \text{с)}.$$

(2.5) Мінімальний термічно стійкий переріз шин за формулою

$$q_{\text{мін доп}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{2986}}{90} \cdot 10^3 = 605,6 \text{ мм}^2,$$

де $C = 90$

$605,6 > 2 \cdot 1370$, термічна стійкість шин забезпечується.

Частота власних коливань шинної конструкції за (2.14)

$$f_0 = \frac{173,2}{2^2} \sqrt{\frac{625}{2 \cdot 13,7}} = 206,5 \text{ Гц}.$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то розрахунок можна вести за формулами для статичної системи.

Момент опору перерізу для двох зрощених шин $W_{y_0-y_0} = 100 \text{ см}^3$, тоді

$$\sigma_{\text{фmax}} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y_0-y_0}} \cdot 10^{-8} = 1,76 \cdot \frac{161,7^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-2}}{0,8 \cdot 100} = 23,01 \text{ МПа},$$

де

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} K_{\text{yc}} I_{\text{пос}} + \sqrt{2} K_{\text{yr}} I_{\text{пог}} = \sqrt{2}(1,82 \cdot 32,3 + 1,955 \cdot 28,2) = 161,7 \text{ кА}.$$

Сила взаємодії між швелерами

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{26147}{0,125} \cdot 10^{-1} = 10459 \text{ Н/м}.$$

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів

$$l_{\text{п max}} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф}})W_{\text{п}}}{f_{\text{п}}}} = \sqrt{\frac{12(82,3 - 23,01)9,5}{10459}} = 0,8 \text{ м,}$$

де $W_{\text{п}} = W_{y-y} = 9,5 \text{ див}^3$ і $\sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ Мпа}$.

Вибір ізоляторів.

Попередньо вибираємо ОФ-10-2000. Максимальна сила, що діє на вигин,

$$F_i = 1,76 \cdot \frac{i_y^2 l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{161,7^2 \cdot 10^6 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 11504 \text{ Н.}$$

Поправки на висоту коробчастих шин

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + c + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} = \frac{235 + 6,5 + \frac{125}{2}}{235} = 1,29;$$

$$F_{\text{розр}} = k_h F_i = 1,29 \cdot 11504 = 14841 \text{ Н;}$$

$$F_{\text{розр}} = 14841 > 0,6 F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Ізолятор ОФ-10-2000 не проходить за механічною міцністю.

Вибираємо ОФ-10-3000, тоді

$$F_{\text{расч}} = 14841 < 18000 \text{ Н.}$$

4.5 Вибір гнучких шин і токопроводів

У РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС. Гнучкі струмопроводи застосовуються також для з'єднання трансформаторів з РП 6-10 кВ. Вони виконуються пучком проводів, закріплених по колу в кільцях-обоймах. Два проводи з пучка (сталеалюмінієві) несуть в основному механічне навантаження від власної ваги, ожеледі і вітру. Інші проводи (алюмінієві) є тільки струмоведучими. Переріз окремих проводів у пучку рекомендується вибирати якнайбільшими (500, 600 мм²), тому що це зменшує кількість проводів і вартість струмопровода.

Умови вибору гнучких провідників і кабелів за тривалими режимами наведені в п. 1.5.3.

За режимом КЗ згідно з ПУЕ повинні перевірятися повітряні лінії електропередач при ударному струмі КЗ 50 кА і більше для попередження сплітання проводів при динамічній дії струмів КЗ. Імпульси сили, що діють на гнучкі провідники і ізолятори, що їх підтримують, конструкції розраховуються за середньоквадратичним струмом двофазного замикання між сусідніми фазами. При розчеплених проводах і гнучких струмопроводах взаємодія струмів КЗ у провідниках однієї і тієї самої фази визначається за діючим значенням струму трифазного КЗ.

Гнучкі шини РП повинні перевірятися на електродинамічну дію струму КЗ при потужності більшого або однакового значення, наведеного у табл. 4.8.

Таблиця 4.8

Номінальна напруга, кВ	110	220	330
Потужність КЗ, МВ·А	4000	8000	12000

При цьому визначається зближення гнучких струмопроводів при протіканні струмів КЗ і за діаграмами [5, 6] порівнюється з припустимими значеннями. Найменші припустимі відстані у проміжку між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення наведені нижче. Для струмопроводів генераторної напруги $a_{\text{доп}} = 0,2$ м; для ОРП 110 кВ – 0,45 м; 220 кВ – 0,95 м; 330 кВ – 1,4 м.

Згідно з ПУЕ на термічну стійкість не потрібно перевіряти проводи повітряних ліній, за винятком випадків, коли вони обладнані пристроями швидкодіючого АПВ.

При перевірці на термічну стійкість апаратів і провідників ліній, обладнаних пристроями швидкодіючого АПВ, повинне враховуватися підвищення нагрівання через збільшення сумарної тривалості проходження струму по таких лініях.

Приклад 4.3

На підстанції 110 кВ вибрати збірні шини ОРП. Перевірити можливість застосування жорстких трубчастих шин. Дані: $S_{\max}=300$ МВ·А; $I_{\text{но}}=25$ кА; $l_{\text{пр}}=5$ м; міжфазні відстані для твердих шин $a_{\phi}=1,4$ м.

Розв'язання

Максимальний струм навантаження

$$I_{\text{м.нав}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,57 \text{ кА}.$$

Попередньо вибираємо трубчасту алюмінієву шину 74/80 ($D=80$, $d=74$) $I_{\text{доп}}=1770$ А.

Збірні шини за економічною щільністю струму не вибираються.

Перевірка на динамічну стійкість:

$$J = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64} = 53,86 \text{ см}^4;$$

$$q = \frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4} = 7,25 \text{ см}^2;$$

$$v = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{52} \sqrt{\frac{53,8}{7,25}} = 18,87;$$

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{\text{но}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 25 = 60,35 \text{ кА};$$

$$f_{\max} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a_{\phi}} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{60,35^2 \cdot 10^6}{1,4} \cdot 10^{-7} = 457,9 \text{ Н/м};$$

$$W = 0,1 \cdot \frac{D^4 - d^4}{D} = 0,1 \cdot \frac{8^4 - 7,4^4}{8} = 13,72 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{1145}{13,72} = 83,43 \text{ МПа}.$$

Умова перевірки

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad 83,43 > 82,3 \text{ МПа.}$$

Шина не проходить за динамічною стійкістю.

Вибираємо гнучкі шини провідниками $2 \times \text{АС-500/336}$

$$I_{\text{доп}} = 2 \times 945 = 1890 \text{ А.}$$

Потужність КЗ у РУ-110 кВ

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} I_{\text{п0}} U_{\text{н}} = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 110 = 4757 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Потрібно додаткові перевірки на сплітання, тому що

$$S_{\text{КЗ}} = 4757 \text{ МВ} \cdot \text{А} > 4000.$$

Приклад 4.4

Вибрати кабель у колі лінії 10 кВ, що відходить, для таких вихідних даних. Кабель прокладений в ґрунті (пісок вологістю більше 9 %). Температура навколишнього середовища $t = 20^\circ$. Паралельно прокладені два кабелі, $l = 150$ мм. Навантаження складає в нормальному режимі $S_{\text{норм}} = 2,5$ МВ·А; в ускладненому режимі $S_{\text{ускл}} = 4,0$ МВ·А, $T_{\text{мак}} = 6000$ ч. Час відключення КЗ $t_{\text{КЗ}} = 1,3$ с.

Розв'язання

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,138 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ускл}} = \frac{S_{\text{ускл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,231.$$

При $T_{\text{мак}} = 6000$ ч $j_{\text{ек}} = 1,2$ для алюмінієвих кабелів з паперовою ізоляцією

$$q_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = \frac{138}{1,2} = 115 \text{ мм}^2.$$

Попередньо вибираємо переріз $q = 120 \text{ см}^2$. Довгостроково припустимий струм при прокладанні в землі $v_3 = 15^\circ\text{C}$; $I_{\text{доп}} = 240$ А.

Поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища $v_{\text{навк}} = 20^\circ\text{C}$ $K_1 = 0,96$.

Поправковий коефіцієнт на кількість паралельно прокладених кабелів $K_2=0,91$.

Поправковий коефіцієнт на вид ґрунту (пісок вологістю більше 9%) $K_3=1,05$.

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} = 0,96 \cdot 0,91 \cdot 1,05 \cdot 240 = 220,1.$$

Термічний імпульс короткого замикання

$$B_k = I_{\text{п0}t_{\text{КЗ}}}^2 = (18 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,3 = 421,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}.$$

Мінімальний термічно стійкий переріз

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{20,5 \cdot 10^3}{90} = 228 \text{ мм}^2.$$

Найближчий більший переріз, що задовольняє термічну стійкість, $q=240 \text{ мм}^2$.

5 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ, ВИМІРЮВАЛЬНОЇ І СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНОЇ АПАРАТУРИ

5.1 Вибір вимикачів

Вимикачі є основним комутаційним апаратом і використовуються для відключення і включення електричних кіл у різних режимах роботи.

При виборі необхідно враховувати основні вимоги, що ставляться до них.

Вимикачі повинні надійно відключати будь-які струми: нормального режиму і КЗ. Конструкція повинна бути простою, зручною для експлуатації і транспортування, мати високу ремонтоздатність, вибухо- і пожежо- безпечність.

Згідно з ГОСТ687-78 наведені такі параметри вимикачів:

1 Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$.

2 Номінальний струм $I_{\text{ном}}$

3 Номінальний струм відключення $I_{\text{відкл}}$ - найбільший струм КЗ (діюче значення періодичної складової), що вимикач здатний відключити при напрузі, що дорівнює найбільшому робочому, при заданих умовах відновлення напруги в заданому циклі операцій.

4 Номінальний відсотковий вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення

$$\beta_{ном} = \frac{i_{a.ном}}{\sqrt{2}I_{відкл}} \cdot 100$$

Цю величину визначають за кривою $\beta_{ном} = f(\tau)$ для моменту часу τ .

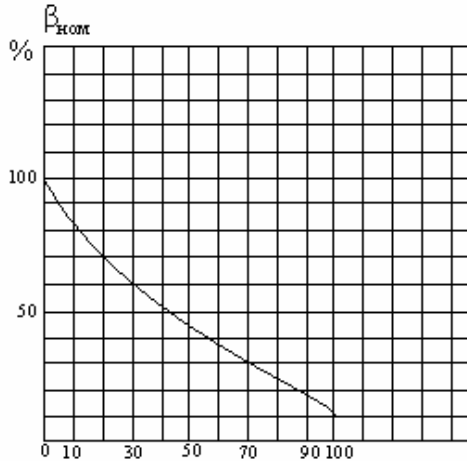


Рисунок 5.1 - Нормована крива аперіодичної складової струму відключення вимикача

Час τ від початку КЗ до розімкнення контактів вимикача визначається за формулою: $\tau = t_{з.min} + t_{с.вих}$,

де $t_{з.min}$ - мінімальний час дії релейного захисту, дорівнює 0,01 с.

$t_{с.вих}$ - власний час відключення вимикача згідно з каталогом.

- 5 Діюче значення періодичної складової $I_{дій}$ і амплітудне значення повного струму $I_{мдин}$, що характеризують електродинамічну стійкість вимикача.
- 6 Струм термічної стійкості I_T і час дії струму термічної стійкості t_T .
- 7 Номінальний струм включення $I_{вкл}$ - найбільший струм КЗ, що вимикач здатний вимкнути без зварювання контактів та інших ушкоджень. У каталозі задають діюче значення

періодичної складової $I_{\text{вкл}}$ і амплітудне значення повного струму $I_{\text{твкл}}$. Вимикач конструюють так, щоб $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{відкл}}$.

8 Час дії вимикач-власний час відключення $t_{\text{с.в}}$ - проміжний час від подачі команди на відключення до розмикання контактів вимикача.

$t_{\text{о.в}}$ - час відключення - проміжок часу від подачі команди на відключення до загасання дуги у всіх фазах.

$t_{\text{в.в}}$ - час включення вимикача – проміжок часу від подачі команди на включення до появи струму в ланцюзі.

9 Параметри напруги, що відновлюється, при номінальному струмі відключення – номінальна крива, швидкість напруги, що відновлюється.

Вибір вимикачів здійснюють за такими параметрами:

- за напругою електроустановки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

- за тривалим струмом $I_{\text{роб}} \leq I_{\text{ном}}$, $I_{\text{роб.ускл}} \leq I_{\text{ном}}$.

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за таких умов: $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$, $i_y \leq I_{\text{м.дин}}$,

де $I_{\text{по}}$ й i_y - розрахункові значення періодичної складового струму КЗ і ударного струму в ланцюзі, для якого вибирається вимикач.

Вибравши вимикач за розглянутими параметрами, а отже, знаючи $t_{\text{св}}$ знаходять τ і для цього моменту часу визначають періодичну $I_{\text{пт}}$ і аперіодичну $\tau(i_{\text{ат}})$ складові струмів КЗ.

Далі перевіряють вимикач на симетричний струм відключення ($I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відкл}}$) і на можливість відключення аперіодичної складової $i_{\text{ат}}$.

Визначають відсотковий вміст $\tau_{\text{ат}}$ у струмі

$$\beta = \frac{\tau_{\text{ат}}}{\sqrt{2}I_{\text{пт}}} \cdot 100\% \text{ і перевіряють умову } \beta \leq \beta_{\text{ном.}}$$

Якщо умова $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відкл}}$ виконується, а $\beta > \beta_{\text{ном}}$ (велика частка аперіодичної складової), то відповідно до ГОСТу687-78 допускається вибрати вимикач за повним струмом.

$$\left(\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \right) \leq \sqrt{2}I_{\text{відкл}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{к}}}{100} \right)$$

При виборі вимикача за здатністю вмикатися досить, щоб були виконані такі умови: $I_{н.про} \leq I_{вкл}$; $I_y \leq I_{м.вкл}$.

На теоретичну стійкість вимикач перевіряють за розрахунковим імпульсом квадратичного струму КЗ і знайдених у каталозі I_T і I_T : $B_k \leq I_T^2 t_T$.

Вимикач задовольняє параметри відновлювальної напруги, якщо розрахункова крива власної відновлювальної напруги $U_{в(t)}$ проходить так, як показано на графіку (рис.5.2). Крива напруги $U_{в}$ не виходить за межі частини процесу, перетинає один раз лінію запізнення 2.

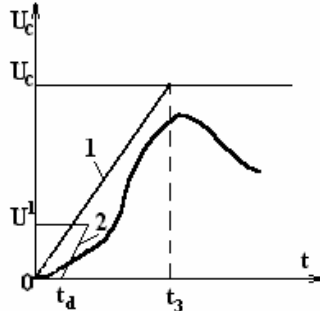


Рисунок 5.2 - Нормована крива відновлювальної напруги для вимикачів 35 кВ

Після визначення необхідних параметрів виникає питання про вибір конструкції вимикачів.

Можна рекомендувати:

У РП генераторного типу напруги станцій знаходять застосування масляні малооб'ємні вимикачі при струмах відключення до 1000 кА. У колах потужних блоків установлюють повітряні вимикачі.

У РП СН 6-10 кВ станцій і підстанцій знаходять застосування малогабаритні масляні малооб'ємні вимикачі і більш потужні електромагнітні вимикачі. В установках 330 кВ і вище застосовуються тільки повітряні вимикачі.

Перспективними є елегазові вимикачі на всі напруги. Вибір вимикачів рекомендується робити в табличній формі.

Таблиця 5.1 - Вибір вимикачів

Розрахункові параметри кола	Каталожні дані вимикачів	Умови вибору
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст.} \leq U_{ном}$
$I_{роб.ускл}$	$I_{ном}$	$I_{роб.ускл} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$	$I_{відкл}$	$I_{пт} \leq I_{відкл}$
$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}I_{н\tau}} 100\%$	$\beta_{ном}$	$\beta \leq \beta_{ном}$
$\sqrt{2} I_{н\tau} + i_{a\tau}$	-	$(\sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2}I_{омл.} \left(1 + \beta/100\right)$
$I_{по}$	$I_{вкл}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
i_y	$I_{м.вкл}$	$I_{yд.} \leq I_{м.вкл}$
$I_{по}$	$I_{дин}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
i_y	$I_{м.дин}$	$i_{y.} \leq I_{м.дин}$
B_k	$I_{\tau} t_{\tau}$	$B_k \leq I_{\tau}^2 t_{\tau}$

5.2 Розрахунок відновлювальної напруги

Перехідна відновлювальна напруга (ПВН) - це напруга, що виникає на контактах полюса вимикача після загасання в ньому електричної дуги.

Характеристики ПВН задані у вигляді граничних ліній, що визначають припустимі межі зміни відновлювальної напруги у місці установки вимикача, і ліній запізнення, що враховують запізнення процесу відновлення електричної міцності дугового проміжку, властивого повітряним вимикачам.

Для вимикачів до 35 кВ включно граничні лінії ПВН визначаються двома параметрами U_c і t_3 .

Ордината U_c визначає найбільше значення ПВН:

$$U_c = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} K_{нз} K_c U_{роб.маx},$$

де $K_{пр}$ – коефіцієнт першого полюса гашення, дорівнює 1,5.

K_a – коефіцієнт перевищення амплітуди:

$$K_{a100}=1,4, \quad K_{a60}=K_{a30}=1,5.$$

Лінія запізнення пролягає паралельно лінії ПВН у початковій ділянці і визначається параметрами

$$U' = \frac{U_c}{3}, \quad tg=0,15t_3.$$

Приклад 5.1

Вибрати вимикач ОРП 500 кВ ГРЕС з чотирма обмежниками по 500 МГВт.

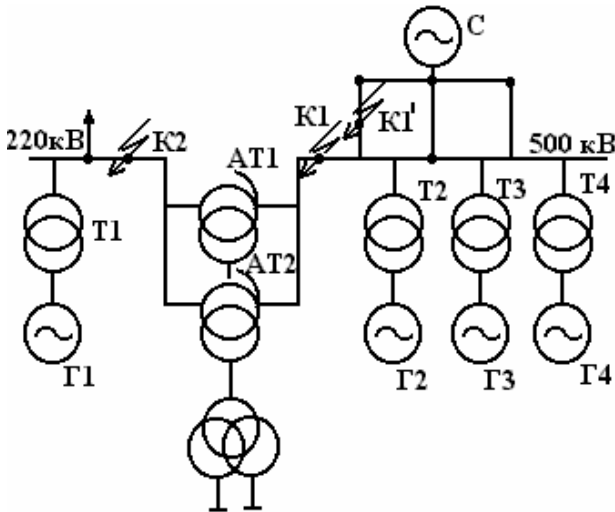


Рисунок 5.3 - Розрахункова схема ОРП 500 кВ, 500 МГВт

Розрахунок струмів КЗ виконаний раніше, розрахункова точка к1. Розрахунок виконано для 3-фазного й однофазного КЗ.

Струми мають такі значення:

$$I_{\text{но}}^{(3)}=13,6 \text{ кА}, \quad i_y^{(3)}=36,8 \text{ кА},$$

$$I_{\text{но}}^{(1)}=15,32 \text{ кА}, \quad i_y^{(1)}=42 \text{ кА}.$$

Розрахунковим є однофазне КЗ.

Попередньо обраний вимикач типу ВНВ-500/3200-40У1, що має $t_c=0.02$ с, тому $\tau=0,01+0,02=0,03$ с.

Для цього моменту часу визначаємо $I_{\text{нт}}^{(1)}=15.32$ кА, $i_{\text{нт}}^{(1)}=17.76$ кА.

$$\text{Обчислимо значення } \beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}I_{\text{нт}}} \cdot 100\% = \frac{17.76}{\sqrt{2} \cdot 15.32} \cdot 100 = 82.2\%$$

Розрахункове значення імпульсу квадратичного струму КЗ

$$V_k = i_{\text{но}}(t_g + t_v + T_a) = 13.62(0,1 + 0,04 + 0,35) = 83,5 \text{ кА}^2\text{с}.$$

У зв'язку з неможливістю перевантаження блокового трансформатора робочий струм ускладненого режиму дорівнює струму нормального режиму.

$$I_{\text{роб.ускл}} = I_{\text{роб.норм}} = \frac{630}{\sqrt{3500}} = 0,728 \text{ А}.$$

Перевіримо відповідність розрахункового і каталожних даних вимикача типу ВН-500.

Таблиця 5.2

Розрахункові параметри мережі	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{уст}=500$ кВ	$U_{ном}=500$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{роб.ускл}=728$ А	$I_{ном}=3200$ А	$I_{роб.ускл} < I_{ном}$
$I_{пт}=15,32$ кА	$I_{відкл}=40$ кВ	$I_{пт} < I_{откл}$
$\beta=82,2\%$	$\beta_{ном}=50\%$	$\beta > \beta_{ном}$ Умова не виконується, перевіряємо на повний струм
$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = 39,4$ кА	$\sqrt{2}I_{відкл} \left(\frac{1 + \beta}{100} \right) = 84,6$ кА	$39,4$ кА < $84,6$ кА умова виконується
$I_{по}^{(1)}=15,32$ кА	$I_{вик}=40$ кА	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{уд}=42$ кА	$I_{м вкл}=100$ кА	$I_{уд} < I_{м вкл}$
$I_{по}^{(3)}=13,6$ кА	$I_{дин}=40$ кА	$I_{по} < I_{дин}$
$I_{уд}^{(3)}=36,8$ кА	$I_{м дин}=100$ кА	$I_{уд} < I_{м дин}$
$B_{к}=83,5$ кА ² с.	$I_{т}^2 t_{т}=40^2 \cdot 0,05=4800$	$B_{к} < I_{т}^2 t_{т}$

Остаточо вибираємо вимикач: ВНВ-500/3200-40У1.

5.3 Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів і вимикачів навантаження

Роз'єднувачі призначені для відключення і включення ланцюгів без струму і для створення видимого розриву ланцюга в повітрі. В установках надвеликих потужностей дозволяється відключати роз'єднувачем ненавантажені трансформатори, включати і відключати струм до 15 А при напрузі 10 кВ і нижче. Варто прагнути до застосування роз'єднувачів триполюсного типу. Щоб виключити помилкові дії з роз'єднувачем, установлюють блокування (механічні,

електричні), що дозволяють оперувати з роз'єднувачем тільки в тому випадку, якщо зв'язаний з ним вимикач відключений.

Важливим елементом електричної установки високої напруги є заземлюючі роз'єднувачі. Блокування дозволяють включення заземлюючих роз'єднувачів тільки при відключенні головного і навпаки. Вони виконуються з одним і двома ножами (кількість ножів зазначається цифрою 1 або 2 після першої риски) РНДЗ-1-200/2000 або РРНД-2-220/1000.

В установках зі збірними шинами за шинні роз'єднувачі беруть роз'єднувачі з одним ножем заземлення, за лінійні – із двома ножами.

Спеціальними типами роз'єднувачів є короткозамикачі і віддільники.

Вони застосовуються на підстанціях, виконаних за спрощеною схемою.

Короткозамикачі створюють штучне КЗ на стороні високої напруги трансформатора підстанцій з метою підвищення чутливості релейного захисту лінії.

Віддільники призначені для автоматичного відділення ушкодженої ділянки ланцюга в безструмову паузу АПВ. Віддільником допускається відключати ті самі струми, що і роз'єднувачем.

Повітряні короткозамикачі і віддільники випускаються на напругу 35 - 220 кВ.

Вимикачі навантаження використовуються для відключення робочого струму ланцюга.

Роз'єднувачі, віддільники і вимикачі навантаження вибираються за номінальною напругою $U_{ном}$, номінальним тривалим струмом $I_{ном}$, а в режимі КЗ перевіряють на термічну й електродинамічну стійкість. Для короткозамикачів вибір за $I_{ном}$ не потрібний.

Вимикачі навантаження перевіряють додатково за струмом відключення.

$$I_{роб.ускл} \leq I_{відкл}$$

Таблиця 5.3 - Умова вибору роз'єднувачів, короткозамикачів, віддільників і вимикачів навантаження

Розрахункові параметри мережі	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{роб.ускл}$	$I_{ном}$	$I_{роб.ускл} \leq I_{ном}$
$I_{уд}$	$I_{м.дин}$	$i_{уд} \leq I_{м.дин}$
B_k	$I_T \cdot t_T$	$B_k \leq I_T^2 t_T$

5.4 Вибір струмообмежуючих реакторів

Реактори використовують для обмеження струмів КЗ у потужних електроустановках, що дозволяє застосовувати більш легкі і дешеві вимикачі і зменшити переріз кабелів, а отже, удешевить РП.

Основна сфера застосування реакторів – електричні мережі напругою 6 і 10 кВ, іноді - 35 кВ. Для обмеження струму КЗ у РП-6-10 кВ ТЕЦ застосовують секційні і лінійні реактори.

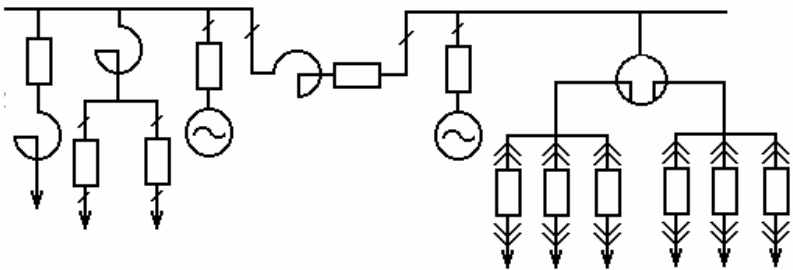


Рисунок 5.4 - Застосування RLC секційних і RLЛ лінійних реакторів

У нормальному режимі роботи станції через секційні реактори проходять невеликі струми, і втрати напруги в них малі.

Секційні реактори обмежують струм КЗ у зоні збірних шин, приєднань, генераторів і трансформаторів. Тому опір реакторів повинен бути достатнім для того, щоб обмежувати

струм КЗ до значень, що відповідають параметрам установки вимикачів. Номінальний струм секційних реакторів повинен відповідати потужності, переданої від секції до секції при порушенні нормального режиму.

Звичайно беруть $I_{p,ном} \geq (0,6 - 0,7) I_{г,ном}$

$X_p = 0,2 - 0,35 \text{ Ом.}$

Задавши опір реактора, розраховують струм КЗ на шинах установки.

Якщо струм виявиться більшим від очікуваного, змінюють опір і повторюють розрахунок.

Лінійні реактори включаються послідовно в ланцюзі лінії, що відходить. Вони добре обмежують струм КЗ у розподільних лініях і підтримують залишкову напругу.

Основними параметрами реакторів є такі: номінальна напруга $U_{ном}$, номінальний струм $I_{ном}$, індуктивний опір X_p , а також струм динамічної стійкості $I_{м,дин}$, струм термічної стійкості I_t і припустимий час термічної стійкості t_t .

Таблиця 5.4 - Порядок вибору лінійних реакторів

Розрахункові параметри мережі	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{уст}$	$I_{роб,ном}$	$I_{уст} \leq I_{роб,ном}$
$I_{роб,ускл}$	$I_{роб,ном}$	$I_{роб,ускл} \leq I_{роб,ном}$
$I_{уд}$	$I_{м,дин}$	$i_{уд} \leq I_{м,дин}$
B_k	$I_t \cdot t_t$	$B_k \leq I_t^2 t_t$

5.5 Вибір вимірювальних трансформаторів

5.5.1 Вибір трансформаторів напруги

Визначити навантаження і перевірити похибки трансформаторів напруги в приєднанні генераторів 6 кВ, призначених для живлення щитових вимірювальних приладів і

обліку енергії. До трансформаторів підключені вимірювальні прилади, що наведені нижче (табл. 5.5).

Таблиця 5.5

Пор. номер	Найменування приладів	Споживана потужність, ВА
1	Ватметр Д 305	2
2	Варметр Д 305	2
3	Ватметр реєструючий Н 348	10
4	Варметр реєструючий Н 348	10
5	Лічильник	3
6	Лічильник вольтампер частотний реактивний Н 673 М	3
7	Вольтметр Э 378	2
8	Частотомір Э 371	3

Коефіцієнт потужності перелічених приладів близький до 1.

Відстань від трансформаторів, встановлених у РП, до щита керування - 50 м. Вторинні проводи алюмінієві. Оскільки більша частина приладів має дві обмотки напруги, що підключаються до фаз АВ і ВС, доцільно встановити два однофазних трансформатори напруги типу НОМ6 6000/100 В і вмикати їх за схемою неповного трикутника.

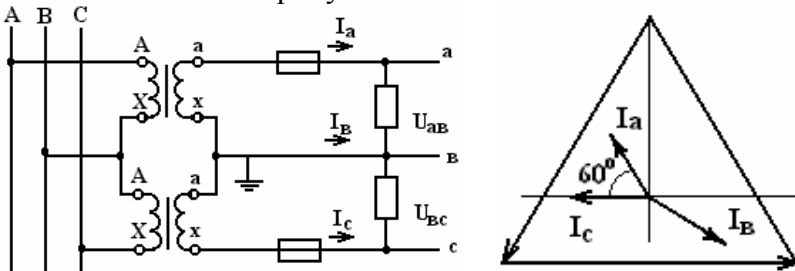


Рисунок 5.5 - Схема включення двох однофазних трансформаторів неповний трикутник:

а) схема; б) векторна діаграма

Характеристики похибок трансформаторів НОМ 6 не виходять за межі, встановлені для класу 0,5 при навантаженні до 50 ВА. При навантаженні 75 ВА похибка відповідає класу 1,0, а при навантаженні 200 ВА - класу 3,0. Гранична потужність трансформатора 450 ВА може бути розподілена між фазами АВ і ВС рівномірно.

Таблиця 5.6

Пор. номер	Найменування приладів	Навантаження, ВА	
		АВ	ВР
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10
5	Лічильник ват-годин активний	3	3
6	Лічильник ват-годин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	-
8	Частотомір	-	3
Разом		32	33

Похибка при зазначеному навантаженні приблизно - 0,1%. Кутова похибка +10 хв. Це не виходить за межі, встановлені для класу 0,5.

Для визначення втрати напруги в проводах визначаємо струми:

$$I_a = \frac{S_{ав}}{U_{ав}} = \frac{32}{100} = 0,32 A,$$

$$I_c = \frac{S_{вс}}{U_{вс}} = \frac{33}{100} = 0,33 A.$$

Беремо для спрощення $I_a = I_c = 0,325 A$.

Можна визначити струм у середньому проводі. З векторної діаграми струмів I_a і I_c зсунуті на кут 60° , отже, $I_\rho = 0,325\sqrt{3} = 0,562 A$. Вибираємо переріз проводів $2,5 \text{ мм}^2$.

Втрати напруги в проводі “а” й у зворотному проводі може бути визначена

$$\Delta U = I_a R + I_g R = R(I_a + I_g),$$

де

$$R = \frac{\ell \rho}{S} = \frac{50 \cdot 0,028}{2,5} = 0,56 \text{ Ом.}$$

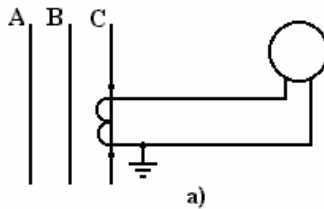
Отже, $\Delta U = 0,56(0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В.}$
 або 0,5 %, що відповідає вимогам ПУЕ.

5.5.2 Вибір трансформаторів струму

Вибрати трансформатори струму для вимірювальних приладів, що підлягають установці в приєднанні трансформатора власних потреб (ВП) станції на стороні нижчої напруги. Номінальна потужність трансформатора ВП 10 МГВт. Коефіцієнт трансформації 10,5/6,3. До трансформатора струму повинні бути підключені амперметр, ваттметр і лічильник активної енергії. Відстань від трансформаторів струму до вимірювальних приладів складає 40 м. Мережа 6 кВ ВП не заземлена. Максимальний струм у ланцюзі трансформатора ВП дорівнює його номінальному струму, оскільки перевантаження трансформаторів ВП не допускаються:

$$I_{ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 917 \text{ А}$$

Ударний струм КЗ $i_y = 26,6 \text{ кА}$. Інтеграл Джоуля $V = 110 \text{ кА}^2 \text{ с}$.



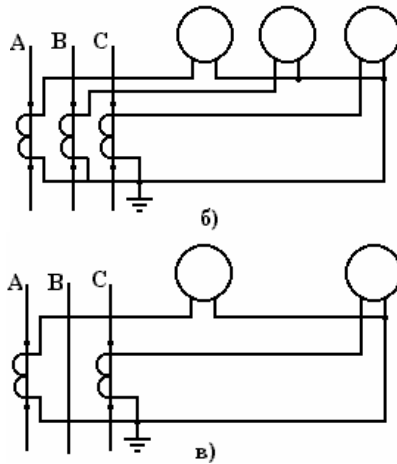


Рисунок 5.6 - Схема приєднання вимірювальних приладів:

- а) вимірювання струму в одній фазі;
- б) вимірювання струму в 3 фазах;
- в) вимірювання струму в 2 фазах.

Розглянуті умови задовольняє трансформатор струму типу ТПОЛМ 10 кВ 1000/5А з двома магнітопроводами для вимірювальних приладів і для релейного захисту. Номінальне навантаження магнітопровода класу 0,5 дорівнює 0,6 Ом. Кратність електродинамічної стійкості $K_{дин}=155$.

Перевіримо трансформатори струму на електродинамічну стійкість:

$$\sqrt{2}I_{ном} \cdot K_{дин} \geq i_y,$$

$$\sqrt{2} \cdot 1 \cdot 155 = 219,26,6 \text{ кА},$$

$$(I_{ном} K_{тер})^2 t_T \geq B,$$

$$(1 \cdot 65)^2 \cdot 1 = 422,110 \text{ кА}^2 \text{з}.$$

У незаземлених мережах досить мати трансформатори струму в двох фазах, наприклад, в А і С. Визначаємо навантаження на трансформатори струму від вимірювальних приладів.

Таблиця 5.7

Пор. номер	Найменування приладів	Потужність обмотки, ВА	Навантаження, ВА	
			фаза А	фаза С
1	Амперметр	0,1	0,1	-
2	Ватметр	0,5	0,5	0,5
3	Лічильник активної енергії	2,5	2,5	2,5
Разом			3,1	3,0

Найбільше навантаження на трансформатор у фазі А. Воно складає 3,1 ВА, або $\frac{3.1}{52} = 0.124$ Ом.

Визначимо опір проводів з алюмінію з питомим опором $\rho = 0,028$ Ом/мм²/м, перерізом 6 мм² і довжиною 40 м.

$$R = R_u + R_k + R_n = 0,124 + 0,1 + 0,32 = 0,544 \text{ Ом}$$

при номінальному опорі 0,6 Ом.

Таким чином, обраний трансформатор струму відповідає усім вимогам.

Тут R_u – опір навантаження; R_k - опір контактів; R_n - опір проводів.

ДОДАТОК А
(обов'язковий)

Таблиця А1 - Припустимий тривалий струм для кабелів з мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною і нестікаючою масами ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються в землі

Переріз струмо- провідно ї жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одно- жильних до 1 кВ	дво- жильних до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	--	80	70	--	--	--
10	140	105	95	80	--	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	--	490	440	400	450
240	880	--	570	510	460	--
300	1000	--	--	--	--	--
400	1220	--	--	--	--	--
500	1400	--	--	--	--	--
625	1520	--	--	--	--	--
800	1700	--	--	--	--	--

Таблиця А2 - Припустимий тривалий струм для кабелів з мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною і нестікаючою масами ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються у воді

Переріз струмопро- відної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів			
	трижильних напругою, кВ			чотири- жильних до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	--	135	120	--
25	210	170	150	195
35	250	205	180	230
50	305	255	220	285
70	375	310	275	350
95	440	375	240	410
120	505	430	395	470
150	565	500	450	--
185	615	545	510	--
240	715	625	585	--

Таблиця А3 - Припустимий тривалий струм для кабелів з мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною і нестікаючою масою ізоляції в свинцевій оболонці, що прокладаються в повітрі

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одно- жильних до 1 кВ	дво- жильних до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	--	55	45	--	--	--
10	95	75	60	55	--	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	--	375	325	305	340
240	610	--	430	375	350	--
300	720	--	--	--	--	--
400	880	--	--	--	--	--
500	1020	--	--	--	--	--
625	1180	--	--	--	--	--
800	1400	--	--	--	--	--

Таблиця А4 - Припустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною і нестікаючою масами ізоляцією у свинцевій оболонці, що прокладаються у воді

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів			
	трижильних напругою, кВ			чотирижильних до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	--	105	90	--
25	160	130	115	150
35	190	160	140	175
50	235	195	170	220
70	290	240	210	270
95	340	290	260	315
120	390	330	305	360
150	435	385	345	--
185	475	420	390	--
240	550	480	450	--

Таблиця А5 - Припустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною і нестікаючою масами ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються в землі

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двох- жильних до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	--	60	55	--	--	--
10	110	80	75	60	--	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	--	380	340	310	345
240	675	--	440	390	355	--
300	770	--	--	--	--	--
400	940	--	--	--	--	--
500	1080	--	--	--	--	--
625	1170	--	--	--	--	--
800	1310	--	--	--	--	--

Таблиця А6 - Припустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною і нестікаючою масами ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються в повітрі

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножилъ- них до 1 кВ	дво- жилъних до 1 кВ	трижилъних напругою, кВ			Чотирижи льних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	--	42	35	--	--	--
10	75	55	46	42	--	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	--	290	250	235	260
240	470	--	330	290	270	--
300	555	--	--	--	--	--
400	675	--	--	--	--	--
500	785	--	--	--	--	--
625	910	--	--	--	--	--
800	1080	--	--	--	--	--

Таблиця А7 - Припустимий тривалий струм для трижилъних кабелів напругою 6 кВ із мідними жилами із збідненопросоченою ізоляцією в загальній свинцевій оболонці, що прокладаються в землі і повітрі

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів, прокладених		Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів, прокладених	
	у землі	у повітрі		у землі	у повітрі
16	90	65	70	220	170
25	120	90	95	265	210
35	145	110	120	310	245
50	180	140	150	355	290

Таблиця А8 - Припустимий тривалий струм для трижильних кабелів напругою 6 кВ з алюмінієвими жилами зі збідненопросоченою ізоляцією у загальній свинцевій оболонці, що прокладаються в землі і повітрі

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів, прокладених		Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів, прокладених	
	у землі	у повітрі		у землі	у повітрі
16	70	50	70	170	130
25	90	70	95	205	160
35	110	85	120	240	190
50	140	110	150	275	225

Таблиця А9 - Припустимий тривалий струм для неізолюваних проводів згідно з ГОСТом 839-80

Номінальний переріз, мм ²	Переріз (алюміній/сталь), мм ²	Струм, А, для проводів марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А та АКП	М	А та АКП
		зовні приміщення	у середині приміщення	зовні приміщення		у середині приміщення	
10	10/1,8	84	53	95	--	60	--
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	--				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365				
	150/34	450	--				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	--				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505				
	240/56	610	--				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585				
	300/66	680	--				
330	330/27	730	--	--	--	--	--
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705				
	400/64	860	--				
500	500/27	960	830	--	980	--	820
	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	--	1100	--	955
700	700/86	1180	1040	--	--	--	--

Таблиця А10 - Припустимий тривалий струм для шин круглого і трубчастого перерізів

Діа- метр, мм	Круглі шини		Мідні труби		Алюмінієві труби		Сталеві труби				
	Струм *, А		внутрішній і зовнішній діаметри, мм	струм , А	внутрішній і зовнішній діаметри, мм	струм А	умовний прохід, мм	товщина стілки, мм	зовнішній діаметр, мм	Змінний струм, А	
	мідні	алюмі- нієві								без розрізу	поздовжн ім розрізом
6	155/155	120/120	12/15	340	13/16	295	8	2,8	13,5	75	--
7	195/195	150/150	14/18	460	17/20	345	10	2,8	17,0	90	--
8	235/235	180/180	16/20	505	18/22	425	15	3,2	21,3	118	--
10	320/320	245/245	18/22	555	27/30	500	20	3,2	26,8	145	--
12	415/415	320/320	20/24	600	26/30	575	25	4,0	33,5	180	--
14	505/505	390/390	22/26	650	25/30	640	32	4,0	42,3	220	--
15	565/565	435/435	25/30	830	36/40	765	40	4,0	48,0	255	--
16	610/615	475/475	29/34	925	35/40	850	50	4,5	60,0	320	--
18	720/725	560/560	35/40	1100	40/45	935	65	4,5	75,5	390	--
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040	80	4,5	88,5	455	--
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1150	100	5,0	114	670	770
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340	125	5,5	140	800	890
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545	150	5,5	165	900	1000
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770	--	--	--	--	--
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035	--	--	--	--	--
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400	--	--	--	--	--
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925	--	--	--	--	--
35	1770/1865	1370/1450	95/100	3060	90/100	2840	--	--	--	--	--
38	1960/2100	1510/1620	--	--	--	--	--	--	--	--	--
40	2080/2260	1610/1750	--	--	--	--	--	--	--	--	--
42	2200/2430	1700/1870	--	--	--	--	--	--	--	--	--
45	2380/2670	1850/2060	--	--	--	--	--	--	--	--	--

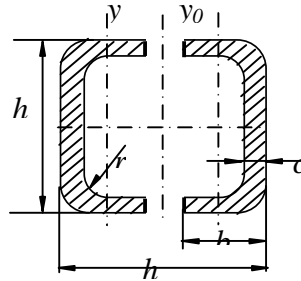
* У чисельнику наведені навантаження при змінному струмі, у знаменнику – при постійному

Таблиця А11 - Припустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу

Розмір, мм	Мідні шини				Алюмінієві шини				Сталеві шини	
	Струм*, А, при кількості смуг на полюс або фазу								розмір, мм	струм*, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15×3	210	--	--	--	165	--	--	--	16×2,5	55/70
20×3	275	--	--	--	215	--	--	--	20×2,5	60/90
25×3	340	--	--	--	265	--	--	--	25×2,5	75/110
30×4	475	--	--	--	365/370	--	--	--	20×3	65/100
40×4	625	--/1090	--	--	480	--/855	--	--	25×3	80/120
40×5	700/705	--/1250	--	--	540/545	--/965	--	--	30×3	95/140
50×5	860/870	--/1525	--/1895	--	665/670	--/1180	--/1470	--	40×3	125/190
50×6	955/960	--/1700	--/2145	--	740/745	--/1315	--/1655	--	50×3	155/230
60×6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	--	870/880	1350/1555	1720/1940	--	60×3	185/280
80×6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	--	1150/1170	1630/2055	2100/2460	--	70×3	215/320
100×6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	--	1425/1455	1935/2515	2500/3040	--	75×3	230/345
60×8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	--	1025/1040	1680/1840	2180/2330	--	80×3	245/365
80×8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	--	1320/1355	2040/2400	2620/2975	--	90×3	275/410
100×8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	--	1625/1690	2390/2945	3050/3620	--	100×3	305/460
120×8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	--	1900/2040	2650/3350	3380/4250	--	20×4	70/115
60×10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	--	1155/1180	2010/2110	2650/2720	--	22×4	75/125
80×10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	--	1480/1540	2410/2735	3100/3440	--	25×4	85/140
100×10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30×4	100/165
120×10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	40×4	130/220
									50×4	165/270
									60×4	195/325
									70×4	225/375
									80×4	260/430
									90×4	290/480
									100×4	325/535

- У чисельнику наведені значення змінного струму, у знаменнику – постійного

Таблиця А12 - Припустимий тривалий струм для шин коробчастого перерізу



Розмір, мм				Поперечний переріз однієї шини, мм ²	Момент опору, см			Момент інерції, див ⁴			Припустимий тривалий струм, А, на дві шини	
h	b	c	r		однієї шини		двох зрощених шин	однієї шини		двох зрощених шин		
					W _{x-x}	W _{y-y}	W _{y0-y0}	J _{x-x}	J _{y-y}	J _{y0-y0}	мідні	алюмінієві
75	35	4	6	520	10,1	2,52	23,7	41,6	6,2	89	2730	--
75	35	5,5	6	695	14,1	3,17	30,1	53,1	7,6	113	3250	2670
100	45	4,5	8	775	22,2	4,51	48,6	111	14,5	243	3620	2820
100	45	6	8	1010	27	5,9	58	135	18,5	290	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	50	9,5	100	290,3	36,7	625	5500	4640
150	65	7	10	1785	74	14,7	167	560	68	1260	7000	5650
175	80	8	12	2440	122	25	250	1070	114	2190	8550	6430
200	90	10	14	3435	193	40	422	1930	254	4220	9900	7550
200	90	12	16	4040	225	46,5	490	2250	294	4900	10500	8830
225	105	12,5	16	4880	307	66,5	645	3450	490	7250	12500	10300
250	115	12,5	16	5450	360	81	824	4500	660	10300	--	10800

Таблиця А13 - Припустиме короткочасне перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ із паперовою просоченою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладки	Припустиме перевантаження відносно номінального протягом, год.		
		0,5	1,0	3,0
0,6	У землі	1,35	1,30	1,15
	У повітрі	1,25	1,15	1,10
	У трубах (у землі)	1,20	1,0	1,0
0,8	У землі	1,20	1,15	1,10
	У повітрі	1,15	1,10	1,05
	У трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Таблиця А14 - Припустиме на період ліквідації післяаварійного режиму перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ із паперовою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладки	Припустиме перевантаження відносно номінального при тривалості максимуму, год.		
		1	3	6
0,6	У землі	1,5	1,35	1,25
	У повітрі	1,35	1,25	1,25
	У трубах (у землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	У землі	1,35	1,25	1,20
	У повітрі	1,30	1,25	1,25
	У трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

Таблиця А15 - Поправкові коефіцієнти на струми для кабелів, неізольованих та ізольованих проводів і шин залежно від температури землі і повітря

Умовна температура середовища, °С	Нормована температура жил, °С	Поправкові коефіцієнти на струми при розрахунковій температурі середовища °С											
		-5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,89	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	--
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	--

Таблиця А16 - Поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що працюють, прокладених поряд у землі (у трубах або без труб)

Відстань між кабелями у проміжку, мм	Коефіцієнт при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблиця А17 - Поправковий коефіцієнт на припустимий тривалий струм для кабелів, прокладених у землі, залежно від питомого опору землі

Характеристика землі	Питомий опір, см·К/Вт	Поправковий коефіцієнт
Пісок вологістю більше 9 % , піщано-глинистий ґрунт вологістю більше 1 %	80	1,05
Нормальні ґрунт і пісок вологістю 7-9%, піщано-глинистий ґрунт вологістю 12-14 %	120	1,00
Пісок вологістю більше 4 і менше 7 % , піщано-глинистий ґрунт вологістю 8-12 %	200	0,87
Пісок вологістю до 4 % , кам'янистий ґрунт	300	0,75

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоиздат, 1990. –576 с.
2. Рожкова Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. –М.: Энергия, 1980. –600 с.
3. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Панерно и др.: Под ред. В.М. Блока. –М.: Высшая школа, 1990. –383 с.
4. Правила устройства электроустановок. – 5-е изд., перераб. и доп. с изменениями. - Москва, ГЛАВГОС энергонадзор России, 1998.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебник для вузов. –2-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1986. –640 с.
6. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петров С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –Л.: Энергоатомиздат, 1985. –312 с.
7. Бохан А.Н. Практическое пособие к решению задач по курсу «Электрическая часть станций и подстанций» для студентов дневной и заочной формы обучения по специальности Т.01.01 «Электроэнергетика».- Гомель, 2001.

ЗМІСТ

С.

1 Основне устаткування електростанцій	3
1.1 Турбогенератори	3
1.2 Гідрогенератори	4
1.3 Синхронні компенсатори.....	4
1.4 Трансформатори й автотрансформатори.....	4
2 Вибір і обґрунтування схем розподільних пристроїв (РП) ...	10
2.1 Вибір і обґрунтування схем РП 6-10 кВ.....	11
2.2 Схеми РП підвищених напруг.....	12
3 Вибір струмоведучих частин за тривалими режимами ...	15
3.1 Розрахункові умови для вибору провідників і апаратів за тривалими режимами роботи	15
3.2 Типи провідників, застосовуваних в основних електричних колах.....	20
3.3 Поширені типи жорстких шин.....	22
3.4 Поверхневий ефект	23
3.5 Вибір шин, струмоведучих частин і кабелів за тривалими режимами роботи	27
3.5.1 Вибір провідників і шин за умовою економічності.....	27
3.5.2 Нагрівання провідників і визначення припустимого струму в тривалих режимах	29
3.5.3 Особливості вибору гнучких шин і кабелів.....	33
4 Перевірка струмоведучих частин і шин за умовами короткого замикання	35
4.1 Термічна стійкість провідників	35
4.2 Динамічна стійкість провідників	38
4.3 Механічний розрахунок двополюсних шин	48
4.4 Вибір ізоляторів	52
4.5 Вибір гнучких і струмопроводів	57
5 Вибір комунікаційної, вимірювальної і струмообмежувальної апаратури	61
5.1 Вибір вимикачів	61
5.2 Розрахунок відновлюваної напруги	65

5.3 Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів і вимикачів навантаження.....	68
5.4 Вибір струмообмежувальних реакторів	70
5.5 Вибір вимірювальних трансформаторів	71
5.5.1 Вибір трансформаторів напруги	71
5.5.2 Вибір трансформаторів струму	74
Додаток А	77
Список літератури	90