

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

**Інженерно-енергетичний факультет
Кафедра електротехнологій і електропостачання**

**ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ І СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ:
методичні рекомендації до виконання курсового проекту
для студентів спеціальності 7.10010101 «Енергетика
аграрного виробництва»**

МИКОЛАЇВ
2015

УДК 621.31(076)

ББК 31.29

Е-50

Рекомендовано науково-методичною комісією інженерно-енергетичного факультету МНАУ, протокол № 8 від “ 30 “ квітня 2015 р.

Укладач:

Д. О. Захаров – асистент кафедри електротехнологій і електропостачання Миколаївського національного аграрного університету.

Рецензенти:

В. М. Рябенський – д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри теоретичної електротехніки та електронних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова;

О. О. Плахтир – канд. техн. наук, доцент кафедри енергетики аграрного виробництва Миколаївського національного аграрного університету.

Зміст

_Тос417948608	
Перелік прийнятих скорочень.....	3
Вступ.....	4
1. ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ	5
2. ВИХІДНІ ДАНІ ПРОЕКТУВАННЯ.....	7
3. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКІВ.....	9
3.1 Визначення сумарної потужності споживачів підстанції.....	9
3.2. Вибір силових трансформаторів.....	9
3.3 Вибір схеми головних електричних з'єднань підстанції.....	11
3.4 Розрахунок робочих струмів.....	14
3.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	15
3.6 Вибір електричних апаратів.....	20
3.6.1 Вибір вимикачів	21
3.6.2 Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів	23
3.6.3 Вибір засобів обмеження струму короткого замикання	24
3.6.4 Вибір вимірювальних трансформаторів	26
3.6.5 Вибір трансформаторів власних потреб	31
3.6.6 Вибір шин.....	34
3.6.7 Вибір ізоляторів.....	38
3.7 Розрахунок заземлюючого пристрою	39
3.8 Вибір захисту від перенапруг і грозозахисту	44
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	47

Перелік прийнятих скорочень

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ДБНУ – державні будівельні норми України

РПВН – розподільчий пристрій високої напруги

РПСН – розподільчий пристрій середньої напруги

РПНН – розподільчий пристрій низької напруги

к.з. – коротке замикання

РП – розподільчий пристрій

ТВП – трансформатор власних потреб

ЄСКД – єдина система конструкторської документації

Вступ

Перспективи розвитку агропромислового комплексу України значною мірою залежать від енергетичної бази, в якій електроенергетика є найважливішою складовою.

За даними державного комітету статистики частка атомних електростанцій (АЕС) у структурі виробництва електроенергії склала 48,4% (у 2013 році – 43%), ТЕС і ТЕЦ – 41,3% (у 2013 році – 44,7%), ГЕС і ГАЕС – 5% (у 2013 році – 7,3%), комунальних ТЕЦ і блок-станцій – 4,3% (у 2013 році – 4,3%), альтернативних джерел – 1% (у 2013 році – 0,6%).

Проте не зважаючи на спад виробництва електроенергії, збільшення виробничих потужностей та забезпечення автоматизації технологічних процесів сільськогосподарських підприємств не можливе без розвитку та модернізації електричних мереж.

Тому основною метою виконання курсового проекту є засвоєння студентами практичних навичок стосовно вибору оптимальних схем розподільчих пристроїв і трансформаторних підстанцій, засвоєння методики розрахунку основних параметрів електроустаткування та вибору електричних апаратів для досягнення максимальної надійності, ремонтпридатності та функціональності з врахуванням економічних критеріїв.

1. ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Курсовий проект з дисципліни електроустановки і системи електропостачання складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини.

Розрахунково-пояснювальна записка повинна містити:

1. Завдання на курсове проектування;
2. Зміст із зазначенням сторінок кожного розділу;
3. Розрахунок електричної частини підстанції;
4. Список використаної літератури (автор, назва роботи, місце видання, видавництво, рік видання, кількість сторінок), відповідно до ДСТУ.

Розділ 3 Розрахунок електричної частини підстанції повинен містити такі пункти:

- 3.1. Визначення сумарної потужності споживачів підстанції;
- 3.2. Вибір силових трансформаторів;
- 3.3. Вибір схеми головних електричних з'єднань проектованої підстанції;
- 3.4. Розрахунок робочих струмів;
- 3.5. Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.);
- 3.6. Вибір електричних апаратів:
 - 3.6.1. Вибір вимикачів;
 - 3.6.2. Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів;
 - 3.6.3. Вибір засобів обмеження струму короткого замикання;
 - 3.6.4. Вибір вимірювальних трансформаторів;
 - 3.6.5. Вибір трансформаторів власних потреб (Тс.н.);
 - 3.6.6. Вибір шин;
 - 3.6.7. Вибір ізоляторів;
- 3.7. Розрахунок заземлюючого пристрою;

3.8. Вибір захисту від перенапруг та грозозахисту.

Графічна частина складається з трьох листів креслень:

1. Принципова схема головних електричних з'єднань підстанції;
2. Конструкція підстанції.
3. Конструкція комутаційних апаратів або арматури повітряних ліній.

Графічна частина проекту виконується на трьох листах формату А1 (841x594 мм). Пояснювальна записка повинна містити 30-35 листів формату 210x297 мм з полями. Нумерація листів наскрізна. Графічна частина і пояснювальна записка проекту повинні строго відповідати вимогам ЄСКД.

Розрахунково-пояснювальна записка повинна пояснювати й обґрунтовувати прийняті рішення відповідними результатами виконаних розрахунків. Рекомендується результати розрахунків представляти в пояснювальній записці у вигляді таблиць, а виконані за окремими розділами розрахунки виносити в додатки до пояснювальної записки.

2. ВИХІДНІ ДАНІ ПРОЕКТУВАННЯ

Вихідні дані для проектування за варіантами наведено в табл. 2.1.

1. Відомості про енергосистему:

U_c - напруга системи, що відповідає стороні високої напруги (ВН) підстанції;

S_c - потужність системи;

X_c - реактивний опір системи у відносних одиницях;

n_c - число ліній зв'язку з системою;

ℓ - Довжина ліній зв'язку.

2. Відомості про навантаження споживачів, приєднаних на стороні середньої і низької напруг (СН і НН) підстанції:

$U_{сн}, U_{нн}$ – значення середньої та низької напруги підстанції;

n, P' – число і потужність ліній;

$K_{сн}$ – коефіцієнт розбіжності максимумів навантаження споживачів;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності;

$T_{макс}$ – тривалість використання максимального навантаження.

Таблиця 2.1

№ варіанта	Сторона високої напруги					Сторона середньої напруги						Сторона низької напруги					
	U _С , кВ	S _С , МВА	n _С , шт	l, км	X _С , в.о.	U _{СН} , кВ	n _{СН} , шт	P' _{СН} , МВт	Сosφ _{СН}	K _{млСН}	T _{максСН} , год	U _{НН} , кВ	n _{НН} , шт	P' _{НН} , МВт	K _{млНН}	Сosφ _{НН}	T _{максНН} , год
1	220	800	4	300	0,8	35	3	20	0,9	0,8	7000	10	6	4	0,8	0,9	6000
2	110	750	3	280	0,7	35	2	25	0,92	0,9	7500	10	5	5	0,8	0,8	5900
3	220	700	2	270	0,7	35	3	22	0,93	0,7	6500	10	4	4,5	0,9	0,81	5800
4	110	850	5	260	0,6	35	4	26	0,94	0,85	7200	10	3	5,5	0,7	0,82	5700
5	220	650	4	250	0,8	35	5	28	0,95	0,95	7700	10	6	6	0,85	0,83	5600
6	110	600	3	310	0,9	35	4	18	0,96	0,8	6700	10	5	3	0,95	0,84	5500
7	220	800	2	320	0,5	35	3	21	0,89	0,9	6200	10	4	3,5	0,8	0,85	5400
8	110	750	5	330	0,4	35	2	20	0,88	0,7	6300	10	3	4	0,9	0,86	5300
9	220	700	4	340	0,4	35	3	25	0,87	0,85	5900	10	6	5	0,7	0,87	6100
10	110	850	3	240	0,5	35	4	22	0,86	0,95	5800	10	5	4,5	0,85	0,88	6200
11	220	650	2	230	0,5	35	5	26	0,85	0,8	5700	10	4	5,5	0,95	0,89	6300
12	110	600	5	220	0,6	35	3	28	0,84	0,9	6000	10	3	6	0,8	0,79	6400
13	220	800	4	350	0,5	35	4	18	0,83	0,7	6100	10	6	3	0,9	0,78	6500
14	110	750	3	360	0,7	35	2	21	0,82	0,85	6400	10	5	3,5	0,7	0,77	6600
15	220	700	2	370	0,6	35	5	20	0,81	0,95	6800	10	4	4	0,85	0,76	6700

3. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКІВ

3.1 Визначення сумарної потужності споживачів підстанції

Розрахунок потрібних потужностей навантажень слід виконувати по будь-якому з відомих методів розрахунку. Так як цей розділ в цьому курсі є допоміжним, призначеним тільки для вибору потужності силових трансформаторів, потрібну потужність можна визначити використовуючи коефіцієнт розбіжності максимумів навантаження споживачів.

Сумарна активна потужність на стороні НН (СН)

$$P_{\text{нн}} = n_{\text{нн}} P'_{\text{нн}} K_{\text{сн}}, \quad (1)$$

де $n_{\text{нн}}$, $P'_{\text{нн}}$, $K_{\text{сн}}$ – параметри споживачів на стороні НН підстанції.

Повна потужність на стороні НН

$$S_{\text{нн}} = \frac{P_{\text{нн}}}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності споживачів на ПН.

Реактивна потужність на стороні НН

$$Q_{\text{нн}} = S_{\text{нн}} \sin \varphi. \quad (3)$$

Аналогічно за формулами (1-3) визначається сумарна потужність на стороні СН підстанції (якщо вона є).

Сумарна потужність на стороні ВН

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}}; \quad Q_{\text{вн}} = Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}}; \quad S_{\text{вн}} = \sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2}. \quad (4)$$

3.2. Вибір силових трансформаторів

На знижуючих підстанціях можлива установка одного, двох і більше трансформаторів. Вирішення цього питання в основному визначається наявністю споживачів I та II категорій і техніко-економічним порівнянням варіантів.

Однотрансформаторні підстанції застосовують в таких випадках:

а) живлення невідповідальних споживачів третьої категорії при умові, що заміна пошкодженого трансформатора або його ремонт здійснюється за час не більше однієї доби;

б) живленні споживачів другої категорії при наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву або іншого резервного джерела;

в) невеликої потужності споживачів першої категорії і наявності резервних джерел на стороні НН.

Застосування однотрансформаторних підстанцій має місце в мережах напругою 35-110 кВ, на напругу 220 кВ і вище однотрансформаторні підстанції, як правило, можуть розглядатися лише як черга підстанції з подальшою установкою ще одного або більше трансформаторів відповідно до динаміки зростання навантаження.

Найбільш часто на підстанціях встановлюються два трансформатори (автотрансформатори). У цьому випадку при правильному виборі потужності трансформаторів забезпечується надійне живлення навіть при аварійному відключенні одного з трансформаторів.

Установка трьох і більше трансформаторів (автотрансформаторів) можлива на підстанціях промислових підприємств в тих випадках, коли стрибкоподібне навантаження необхідно виділити на окремий трансформатор. На великих вузлових підстанціях можлива установка трьох-чотирьох трансформаторів, якщо потужність двох трансформаторів за існуючою шкалою виявляється недостатньою. Номінальна потужність кожного трансформатора двохтрансформаторної підстанції, як правило, визначається аварійним режимом роботи підстанції; при встановленні двох трансформаторів потужність кожного з них повинна бути такою, щоб при виході з ладу одного з них залишився в роботі трансформатор з допустимим аварійним навантаженням міг забезпечити нормальне електропостачання споживачів першої та другої категорій.

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) [4] дозволяють перевантаження трансформаторів більше номінального на 40% на час

загальною тривалістю не більше 6 годин на добу протягом 5 діб поспіль при коефіцієнті заповнення графіка навантаження не вище 0,75. При цих параметрах номінальна потужність кожного трансформатора визначається з умови

$$S_{нт} \geq S_p = (0,65 \div 0,7)S_{вн}, \quad (5)$$

де $S_{нт}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; S_p – розрахункова потужність.

Трансформатор, обраний за умовою (5), забезпечує живлення всіх споживачів в нормальному режимі при завантаженні трансформатора $(0,8 \div 0,7)S_{нт}$, а в аварійному режимі один трансформатор, що залишився в роботі, забезпечує живлення споживачів першої та другої категорій з урахуванням допустимого аварійного перевантаження на 40%. Споживачі третьої категорії під час максимуму енергоспоживання повинні відключатись. Більш докладно вибір номінальної потужності трансформаторів на підстанції наведено в [3, 7].

У розрахунково-пояснювальній записці проекту необхідно представити таблицю технічних даних обраних трансформаторів.

3.3 Вибір схеми головних електричних з'єднань підстанції

Виходячи з умов завдання проектувальник повинен:

- 1) скласти структурну схему підстанції;
- 2) вибрати схеми розподільних пристроїв високої напруги (РПВН), середнього (РПСН) (якщо він передбачений) і низькою (РПНН);
- 3) скласти спрощену принципову схему всієї підстанції.

На вибір схеми підстанції впливає розташування даної підстанції в енергосистемі. В залежності від положення підстанції в системі і за схемою її живлення на стороні ВН підстанції можуть бути розділені на наступні типи: тупикова (кінцева), прохідна (транзитна) і вузлова, яка може бути одночасно і прохідною.

Найжорсткіші вимоги ставляться до вузловим підстанцій. Вихід з роботи таких підстанцій може привести до розпаду енергосистеми. Аналогічні вимоги - до прохідних підстанцій, хоча в даному випадку наслідки можуть бути значно меншими.

Схема підстанції визначається в основному трьома факторами:

- 1) призначенням підстанції (її типом) і категорією електроспоживачів за ступенем безперебійності електропостачання [1, 2, 7, 8];
- 2) числом ліній, що відходять високої напруги;
- 3) числом встановлених силових трансформаторів.

Схеми електричних з'єднань підстанції на стороні ВН вибираються з наступних умов.

Тупикові підстанції. Внаслідок високої вартості трансформаторної осередку з вимикачем (в 5÷10 раз) в порівнянні з вартістю осередку без вимикача для споживчих підстанцій характерне застосування спрощених схем на стороні ВН.

До спрощених відносяться блокові схеми лінія-трансформатор, що є найбільш простими і економічними. Підстанції за спрощеними схемами в ряді випадків можуть виконуватися комбінованими, де поряд з роз'єднувачами на стороні ВН можуть встановлюватися один або два вимикача.

Прохідні підстанції. Мережеві підстанції цієї категорії повинні споруджуватися з числом вимикачів, як правило, меншим або рівним числу приєднань.

Головні схеми електричних з'єднань на високій напрузі 110-220 кВ: місток з робочою і резервною перемичками, чотирикутник, розширений чотирикутник, одна робоча система шин з обхідною.

На напругу 220, 330 і 500 кВ знаходять застосування схеми чотирикутника, розширеного чотирикутника, одна робоча секціонована з обхідною і дві робочі секціоновані з обхідною системою шин.

Вузлові підстанції. Зазвичай споруджуються з числом вимикачів більшим за число приєднань. У сучасних схемах на високій напрузі, як правило, повинні

застосовуватися елементи блоку шини-трансформатор. Для системи вузлових підстанцій єдино правильним принципом побудови схеми є принцип багаторазового приєднання ліній, при якому зберігається стійкість електропередачі, що є основною вимогою, що висуваються до системних підстанцій. У схемі з багаторазовим приєднанням ліній в разі відмови вимикача або пошкодження іншого апарата схеми не повинні випадати лінії, крім тієї, до якої приєднаний вимикач, що спрацював або вийшов з ладу.

На вузлових підстанціях напругою 110 і 220 кВ при числі ліній більшому за 5 найбільш часто застосовується типова схема у вигляді подвійної системи шин з обхідною розвилкою з роз'єднувачів, з одноразовим приєднанням ліній і трансформаторів. При числі ліній до чотирьох застосовуються схеми з однією робочою секціонованою системою шин, з суміщеними секційним і обхідним вимикачами; при числі ліній від п'яти до восьми встановлюються окремо секційний і обхідний вимикачі.

У мережах 500 кВ знайшли застосування кільцеві схеми (трикутник, чотирикутник, п'ятикутник, шестикутник), а також схеми пов'язаних багатокутників, з двома системами шин і двома вимикачами на приєднання, з трьома вимикачами на два приєднання (1,5 схема), з чотирма вимикачами на три приєднання (схема 4/3).

Схеми всіх підстанцій на середній напрузі визначаються, головним чином, числом ліній, що відходять. Середньою напругою може бути 35, 150, 220 і 330 кВ. Якщо число ліній на напругу 110 і 220 кВ дорівнює двом (чотирьом), застосовують одну секціоновану систему шин, при чотирьох-восьми лініях - одну секціоновану систему шин з обхідною (при чотирьох лініях обхідний і секційний вимикач суміщені, а при восьми - встановлюються окремі вимикачі). Якщо кількість ліній досягає п'яти тринадцяти, - подвійна система шин з обхідною, при більшій кількості ліній - дві секціоновані системи шин з обхідною.

На напругу до 35 кВ при кількості ліній більше п'яти рекомендується застосовувати одну секціоновану і подвійну систему шин (при наявності спеціального обґрунтування).

При виборі схеми на стороні нижчої напруги визначальним є вимога щодо обмеження струмів к.з. В основному використовуються схеми з однією секціонованою системою шин, а наявність розщеплених обмоток або здвоєних реакторів збільшує число секцій до чотирьох, а іноді навіть до восьми.

3.4 Розрахунок робочих струмів

Тривалі робочі струми визначаються для вибору апаратів і провідників. Розрізняють робочі струми нормального режиму, та ускладненого (ремонтного, аварійного, післяаварійного). Для вибору апаратури слід орієнтуватися на ускладнений режим роботи, визначаючи максимальні робочі струми.

Розрахункові струми зіставляють з відповідними номінальними параметрами апаратів і провідників, обраних з каталогів та довідників.

Робочі струми збірних шин і апаратів залежать від робочих струмів приєднань, їх взаємного розташування на розподільчих пристроях (РП), від виду збірних шин, а також від режиму роботи установки.

Для розрахунку робочих струмів зазвичай застосовують формули:

1) робочий струм фідерів

$$I_{роб.ф.} = \frac{P_{н.ф.}}{\sqrt{3}U_{н.ф.} \cos \varphi_{\phi}}, \text{ кА},$$

де $P_{н.ф.}$ – номінальна потужність фідера, МВт; $U_{н.ф.}$ – номінальна напруга фідера (споживача), кВ; $\cos \varphi_{\phi}$ – коефіцієнт потужності споживача.

2) робочий струм секції секційного вимикача розраховують як струм найбільш завантаженої секції збірних шин

$$I_{роб.с.} = \frac{P_{н.ф.}}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi_{ср.вз}}, \text{ кА},$$

де $\Sigma P_{н.ф.}$ – сумарна потужність споживачів найбільш завантаженої секції збірних шин, МВт; U_n – номінальна напруга групи струмоприймачів, кВ; $\cos \varphi_{ср.вз}$ – середньозважене значення коефіцієнтів потужності групи струмоприймачів

$$\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = \frac{P_{n1} \cos \varphi_{\phi 1} + P_{n2} \cos \varphi_{\phi 2} + \dots + P_{nn} \cos \varphi_{\phi n}}{P_1 + P_2 + \dots + P_{nn}},$$

де P_{n1} , P_{n2} – номінальні потужності окремих струмоприймачів (фідерів); $\cos \varphi_{\phi 1}$, $\cos \varphi_{\phi n}$ – коефіцієнти потужності окремих фідерів.

3) робочий струм вводів РП і збірних шин

$$I_{\text{роб.в.}} = \frac{\sum P_{\text{н.РП}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{ср.зв.РП}}}, \text{ кА},$$

де $\sum P_{\text{н.РП}}$ – сумарна номінальна потужність всіх приєднань РП;

$\cos \varphi_{\text{ср.зв.РП}}$ – середньозважене значення коефіцієнтів потужності всіх приєднань РП.

4) максимальний робочий струм розподільчого пристрою високої напруги визначають виходячи з повного завантаження силового трансформатора та допустимого перевантаження аварійного режиму

$$I_{\text{роб.ВН}} = \frac{1,4 S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} U_{\text{н.ВН}}},$$

де $1,4$ – кратність максимального перевантаження в аварійному режимі; $S_{\text{н.т}}$ – номінальна потужність силового трансформатора; $U_{\text{н.ВН}}$ – номінальна напруга РПВН.

3.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів к.з. виконують для перевірки апаратури на вимикаючу спроможність і динамічну стійкість, для перевірки на термічну стійкість шин розподільних пристроїв. Для цього у відповідних точках схеми підстанції визначаються найбільші струми к.з. (трифазні).

Найбільш докладно розрахунок струмів к.з. розглядається в курсі «Перехідні процеси в СЕП», в даному проекті розрахунок можна виконати в наступному порядку:

– для розглянутої підстанції складається розрахункова схема;

– за розрахунковою схемою складається електрична схема заміщення;

– шляхом поступового перетворення зводять схему заміщення до найбільш простого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел, що характеризується певним значенням результуючої ЕРС, були пов'язані з точкою к.з. одним результуючим опором;

– знаючи результуючу ЕРС джерела і результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму к.з., потім - ударний струм i , при необхідності, періодичну і аперіодичну складові струму к.з. для заданого моменту часу.

Проектовані підстанції живляться від потужних енергосистем по лініях напругою 500, 220, 110 кВ. Так як короткі замикання в розподільних мережах підстанції для генераторів енергосистеми є віддаленими, то амплітуда періодичної складової струму к.з. НЕ затухає.

Під розрахунковою схемою підстанції мають на увазі спрощену однолінійну схему із зазначенням всіх елементів і їх параметрів, які впливають на струм к.з. і тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків.

На розрахунковій схемі зазвичай вказуються: напруга шин різного рівня, тип трансформаторів, їх потужність і напруга к.з., позначають точки, в яких передбачається к.з.

Схемою заміщення називають електричну схему, що відповідає за вихідними даними розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язку замінені електричними.

Для розрахунку значень струмів к.з. при трифазному к.з. складається схема заміщення для однієї фази, оскільки всі фази кола знаходяться в однакових умовах.

Параметри розрахункової схеми можна бути виразити в іменованих або відносних одиницях. Розраховувати струми к.з. рекомендується у відносних одиницях, для цього необхідно попередньо привести всі опори елементів схеми заміщення до одних базових умов. У базову систему величин повинні входити

базова потужність S_{σ} , базова напруга U_{σ} , базовий струм I_{σ} , пов'язані виразом потужності для трифазної системи $S_{\sigma} = \sqrt{3}I_{\sigma}U_{\sigma}$. При цьому доволіно можна задаватися тільки двома базовими величинами. Зазвичай зручно задаватися базовими значеннями потужності і напруги і по них вже визначати базовий струм $I_{\sigma} = S_{\sigma} / \sqrt{3}U_{\sigma}$ і базовий опір $X_{\sigma} = U_{\sigma} / \sqrt{3}I_{\sigma}$. Базові умови слід вибирати, враховуючи зручність проведення розрахунків. Так, за базову потужність приймають 100, 1000 або 10000 МВА, або повторювану в схемі потужність окремих елементів. За базову напругу зручно приймати відповідне значення середньої напруги.

Опір обмоток силових трансформаторів [2] слід розраховувати за виразами з використанням паспортних даних:

для двообмоткових трансформаторів

$$X_m \% = U_{кВ-Н} \%;$$

для триобмоткових трансформаторів (автотрансформаторів)

$$X_{mB} \% = 0,5(U_{кВ-Н} \% + U_{кВ-С} \% - U_{кС-Н} \%)$$

$$X_{mC} \% = 0,5(U_{кВ-С} \% + U_{кС-Н} \% - U_{кВ-Н} \%)$$

$$X_{mH} \% = 0,5(U_{кВ-Н} \% + U_{кС-Н} \% - U_{кВ-С} \%);$$

для трансформаторів з розщепленими вторинними обмотками

$$X_{mB} \% = 0,125 U_{кВ-Н} \%$$

$$X_{mH1} \% = X_{mH2} \% = 1,75 U_{кВ-Н} \%.$$

Наведені значення опорів розраховуються за формулами табл. 3.1 і вказуються на схемі заміщення. Кожному опору схеми присвоюється певний номер (символ), який зберігається до кінця розрахунку.

Після того як схема заміщення складена та визначено опору всіх елементів, вона перетворюється до найбільш простого виду. Перетворення (згортання) схеми виконується в напрямку від джерела живлення до місця к.з. При цьому використовуються відомі правила послідовного і паралельного додавання опорів, перетворення зірки опорів в трикутник і назад, багатокутника в багатопроменеву зірку і т.п.

Таблиця 3.1

Формули для розрахунку параметрів схеми заміщення

Елемент електроустановки	Вихідний параметр	Іменовані одиниці	Відносні одиниці
Енергосистема	S_k	$X = \frac{U_{\delta}^2}{S_k}$	$X_* = \frac{S_{\delta}}{S_k}$
	$I_{откл.н}$	$X = \frac{U_{\delta}^2}{\sqrt{3}I_{вим.н}U_{ср}}$	$X_* = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}I_{вим.н}U_{ср}}$
	$X_{*C(ном)}$ $S_{ном}$	$X = X_{*C(ном)} \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}}$	$X_* = X_{*C(ном)} = \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Трансформатор	$X_m \%$ $S_{ном}$	$X = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}}$	$X_* = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Реактор	X_p	$X = X_p \frac{U_{\delta}^2}{U_{ср}^2}$	$X_* = X_p \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}$
Лінії електропередачі	$X_{уд}$ ℓ	$X = X_{уд} \ell \frac{U_{\delta}^2}{U_{ср}^2}$	$X_* = X_{уд} \ell \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}$

Визначення початкового значення періодичної складової струму і потужності к.з. слід проводити за формулами

$$I_{ч.с.} = \frac{E_*}{X_{*рез}} I_{\delta}; \quad S_k = \frac{S_{\delta}}{X_{*рез}},$$

де E_* – відносна надперехідна ЕРС системи (може бути прийнята рівною 1);
 I_{δ} – базовий струм, кА; S_{δ} – базова потужність, МВ·А; $X_{*рез}$ – результуючий опір мережі до точки к.з.

Оскільки ударний струм діє через 0,01 с після початку к.з., то його значення визначається:

$$i_y = \sqrt{2} I_{n.c.} K_y,$$

де K_y – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу згасання аперіодичної складової струму к.з. (T_a):

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a}.$$

Якщо к.з. відбулося на деякому відстані від генераторів, то для кожної гілки результуючої схеми заміщення постійна часу T_a визначається за виразом

$$T_a = X_{рез} / \omega r_{рез},$$

де $X_{рез}$ і $r_{рез}$ – відповідно результуючий індуктивний і активний опір ланцюга к.з.

Для розрахунків можна не розраховувати T_a , а скористатися значеннями T_a і K_y , наведеними в табл. 3.2 для характерних точок електромережі.

Аперіодичний струм до моменту розмикання контактів

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{n.c.} e^{-\tau/T_a},$$

де τ – відрізок часу від моменту к.з. до початку розмикання контактів:

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.v.},$$

де $t_{p.z.min}$ – мінімальний час дії релейного захисту, с; $t_{c.v.}$ – власний час зрушення контактів вимикача, с.

Залежно від швидкодії вимикача $t_{c.v.}$ приймає такі значення: для часу повного відключення вимикача при 0,16с $t_{c.v.} = 0,08с$, при 0,06с – 0,04с, при 0,04 – 0,02с.

Результати розрахунку $X_{*рез}$, $I_{n.c.}$, $S_{кв}$, i_y , $i_{a\tau}$ залежно від точки к.з. необхідно занести в таблиці.

3.6 Вибір електричних апаратів

При виборі вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів необхідно надати детальні розрахунки для одного з приєднань, і результати вибору звести в таблиці зіставлення паспортних та розрахункових даних. По інших приєднань достатньо навести тільки таблиці зіставлення паспортних та розрахункових даних.

При виборі апаратів РП слід:

1. Виключити установку апаратів, знятих з випуску;
2. Застосовувати апарати з найкращими технічними та економічними параметрами;

Таблиця 3.2

Значення ударного коефіцієнт, що залежить від постійної часу згасання аперіодичної складової струму к.з.

Елементи або частини енергосистеми	T_a , с	K_y
Блоки, що складаються з турбогенератора і підвищувального трансформатора, при потужності генераторів, МВт		
100-200	0,26	0,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, з'єднана зі збірними шинами, де розглядається к.з., повітряними лініями напругою, кВ		
35	0,02	1,608

110-150	0,02-0,03	1,608-1,717
220-330	0,03-0,04	1,717-1,78
500-750	0,06-0,08	1,85-1,895
Система, пов'язана зі збірними шинами 6-10 кВ, де розглядається к.з., через трансформатори потужністю, МВ·А		
80 і вище	0,06-0,15	1,85-1,935
32-80	0,05-0,1	1,82-1,904
5,6-32	0,02-0,05	1,6-1,82
Гілки, захищені реактором з номінальним струмом, А		
1000 і вище	0,23	1,956
630 і нижче	0,1	1,904
Розподільні мережі напругою 6-10 кВ		
	0,01	1,369

3. Намагатися встановити однотипні апарати на всіх рівнях напруги.

3.6.1 Вибір вимикачів

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках, він повинен комутувати електричні ланцюги як в номінальних, так і в аварійних режимах.

Тому вимикачі вибирають по допустимому рівню напруги (за рівнем ізоляції), по тривалому нагріванню максимальним робочим струмом і перевіряють по вимикаючій здатності, на динамічну і термічну стійкість струмів к.з.

1. Вибір по допустимому рівню напруги (за рівнем ізоляції)

$$U_{уст} \leq U_n,$$

де $U_{уст}$ – номінальна напруга проектованої установки (розподільчого пункту);
 U_n – номінальна (каталожне) напруга обраного вимикача.

2. Вибір по тривалому нагріванню максимальним робочим струмом

$$I_{роб.мах} \leq I_n,$$

де $I_{роб.мах}$ – максимально можливий робочий струм вимикача; I_n – номінальний (каталожний) струм обраного вимикача.

3. Перевірка на вимикаючу здатність. Так як найбільш важким режимом відключення є відключення к.з., то перевірку проводять

$$I_{н.с} \leq I_{вим.н},$$

де $I_{н.с}$ – початкове значення періодичної складової струму к.з.; $I_{вим.н}$ – номінальний (каталожний) струм відключення вимикача, що перевіряється.

4. Перевірка на електродинамічну стійкість струмів к.з. необхідна для перевірки вимикача на механічну міцність в режимі к.з.

$$i_y \leq i_{сп.с.},$$

де i_y – ударний струм режиму к.з.; $i_{сп.с.}$ – каталожне значення граничного наскрізного струму обраного вимикача.

5. Перевірка на термічну стійкість (теплової імпульс струму к.з.)

$$B_{к.роз} \leq B_{к.н.},$$

де $B_{к.роз} = I_{н.с}^2 (t_{вим.} + T_a)$ – розрахункове значення теплового імпульсу в період к.з.; $t_{вим.} = t_{р.з} + t_{в.в}$ – тривалість к.з.; $t_{р.з}$ – час дії релейного захисту; $t_{в.в}$ – час відключення вимикача; T_a – постійна часу згасання періодичної складової струму к.з.; $B_{к.н.} = I_n^2 t_T$ – номінальне значення теплового імпульсу обраного вимикача; I_n ; t_T – номінальні значення струму і часу термічної стійкості вимикача.

Якщо вибраний вимикач не підходить по вимикаючій здатності, електродинамічній і термічній стійкості, слід обмежувати струм к.з. додатковими заходами (див. п. 3.6.3).

Результати розрахунку і вибору всіх вимикачів зводити в табличну форму (табл. 3.3).

Таблиця 3.3

Форма запису результатів розрахунку і вибору вимикачів

Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ...	Умови вибору
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{роб.мах}$	I_n	$I_{роб.мах} \leq I_n$
$I_{н.с}$	$I_{вим.н}$	$I_{н.с} \leq I_{вим.н}$
i_y	$i_{гр.с}$	$i_y \leq i_{гр.с}$
$B_{к.роз.}$	$B_{кн}$	$B_{к.роз.} \leq B_{кн.}$

3.6.2 Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів

Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів проводиться також, як і вимикачів, але без перевірок на вимикаючу здатність, тому що вони не призначені для відключення ланцюгів, що знаходяться під навантаженням. Крім того, короткозамикач приймається без вибору по нагріванню робочим струмом.

Результати розрахунку і вибору всіх роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів зводити в табличну форму (табл. 3.4).

Таблиця 3.4

Форма запису результатів розрахунку і вибору роз'єднувачів,
відокремлювачів і короткозамикачів

Розрахункові величини	Каталожні дані апарату ...	Умови вибору
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{роб.мах}$	I_n	$I_{роб.мах} \leq I_n$
i_y	$i_{гр.с}$	$i_y \leq i_{гр.с}$
$B_{к.роз.}$	$B_{кн}$	$B_{к.роз.} \leq B_{кн.}$

Розрахункові величини для роз'єднувачів ті ж, що і для вимикачів, в ланцюгах де вони встановлені.

3.6.3 Вибір засобів обмеження струму короткого замикання

Величина струмів к.з. впливає на вартість апаратури, яка встановлюється в розподільчих пристроях. У мережах 6-10 кВ струми к.з. особливо впливають на електродинамічну, термічну стійкість, тому при виборі головної схеми електричних з'єднань підстанції необхідно передбачати заходи для обмеження струмів к.з. до величини, що дозволяє застосувати економічно вигідні апарати і перерізи струмоведучих частин. При цьому, як правило, підвищується надійність електропостачання.

Одним з основних заходів щодо обмеження струмів к.з. [2, 1] є використання роздільної роботи секцій шин трансформаторної підстанції при наявності засобів підстанційної автоматики (АВР на секційному вимикачі). Іншим заходом з обмеження струмів к.з. є використання лінійних реакторів на відхідних приєднаннях або в ланцюзі трансформатор - збірні шини підстанції.

Реактори вибираються за рівнем допустимі напруги, нагріванню робочим струмом, величині необхідного індуктивного опору. Обраний реактор перевіряється по допустимому падінню напруги в номінальному режимі і на електродинамічну і термічну стійкість до струмів к.з. Результати розрахунку, вибору та перевірки реакторів слід зводити в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

Форма запису результатів розрахунку і вибору засобів обмеження струму короткого замикання

Розрахункові величини	Каталожні дані реактора ...	Умови вибору та перевірки
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{роб.мах}$	I_n	$I_{роб.мах} \leq I_n$
$X_p^{необх}$	$X_{нр}$	$X_p^{необх} \leq X_{н.р}$
ΔU_p	$\Delta U_{р.дод} = 5\% U_n$	$\Delta U_p \leq \Delta U_{дод}$
i_y	$i_{нр.с}$	$i_y \leq i_{нр.с}$
$B_{к.роз.}$	$B_{кн}$	$B_{к.роз} \leq B_{к.н.}$

Вибір реактора за рівнем допустимої напруги, нагріванню робочим струмом та перевірки на електродинамічну і термічну стійкість проводяться з використанням каталожних даних реакторів за методикою, аналогічною до вибору та перевірки вимикача.

Вибір реактора по індуктивному опору зводиться до розрахунку необхідного опору реактора ($X_p^{необх}$), дозволяє обмежити струм к.з. до потрібного значення

$$X_p^{необх} = X_{рез}^{необх} - X_{рез},$$

де $X_{рез} = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{н.о}}$ – результуючий опір ланцюга к.з. без реактора;

$$X_{рез}^{необх} = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{н.о.необх}} - \text{необхідний опір ланцюга к.з. для забезпечення}$$

необхідного (зниженого) значення періодичної складової струму к.з. ($I_{н.с.необх}$).

Падіння напруги на реакторі при номінальному навантаженні (ΔU_p) не повинно перевищувати допустимого рівня ($\Delta U_{p.дон}$), рівного 5% U_n .

$$\Delta U_p \% = X_{н.р} \% \frac{I_{роб.мах}}{I_{н.р}} \sin \varphi ,$$

де $X_{нр}$, $I_{нр}$ – номінальні індуктивний опір і струм реактора; φ – фазний кут навантаження.

У деяких каталогах індуктивний опір реактора дається не у відсотках, а в омах, або у відносних одиницях (в.о.). Перехід у відсотки проводиться за виразами:

$$X_{нр*} = \frac{X_p \%}{100}, \text{ о. е.}; X_p = X_{нр*} \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{нр}}, \text{ Ом}.$$

3.6.4 Вибір вимірювальних трансформаторів

Живлення всіх струмових вимірювальних приладів здійснюється від трансформаторів струму (ТА). Використовуються ТА з декількома осердями: один або кілька відповідного класу точності для живлення вимірювальних приладів, інші - для релейних захистів.

Трансформатори струму можуть встановлюватися в 2-х або 3-х фазах. Вимірювальні трансформатори напруги (ТВ) встановлюються на збірних шинах. До них приєднуються паралельні котушки вимірювальних приладів на підстанції.

Вибір трансформаторів струму.

Трансформатори струму вибираються за рівнем допустимого напруги, нагріванню робочим струмом і по необхідному класу точності, перевіряються по електродинамічній і термічній стійкості струмів к.з.

Вибір за рівнем напруги і нагріванню робочим струмом аналогічний вибору вимикача. Номінальний струм повинен бути якомога ближчим до робочого, так як недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

При виборі ТА по класу точності необхідно:

- 1) визначити необхідний клас точності ТА;
- 2) задатися номінальним вторинним струмом ТА (I_2);
- 3) виконати умову

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де Z_2 – вторинна (розрахункова) навантаження ТА. $Z_2 \cong R_2$, так як індуктивний опір струмових ланцюгів малий; $Z_{2н}$ – номінальне (каталожна) навантаження ТА в необхідному класі точності.

$$R_2 = R_{n.прил} + R_{n.ров} + R_{конт}; R_{n.прил} = \frac{S_{n.прил}}{I_2^2},$$

де $R_{прил}$, $S_{прил}$ – опір і потужність вимірювальних приладів; $R_{конт}$ – опір контактів вторинного ланцюга ТА, $R_{конт} = 0,05$ Ом при використанні 2÷3 приладів і 0,1 Ом при більшому числі приладів; I_2 – номінальний вторинний струм ТА (1А або 5А).

Для розрахунку $S_{прил}$ рекомендується таблична форма запису (табл.3.6).

Таблиця 3.6

Результати вибору вимірювальних приладів

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження ТА від приладів ($S_{прил}$)		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
Лічильник активної Потужності	И-670и	2,5		2,5
ВСЬОГО:		2,6	0,1	2,6

Опір монтажних проводів ($R_{пров}$) вторинних кіл ТА залежить від розрахункової довжини ($\ell_{роз}$), площі перетину (q) і питомого опору матеріалу проводу ρ :

$$R_{н.пров} = \rho \frac{\ell_{роз}}{q}.$$

Провід з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) застосовуються у вторинних ланцюгах підстанцій з напругою 220 кВ і вище. В інших випадках використовуються проводи з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,0283$).

Розрахункова довжина проводів залежить від кількості приладів і схеми їх з'єднання (рис. 3.1).

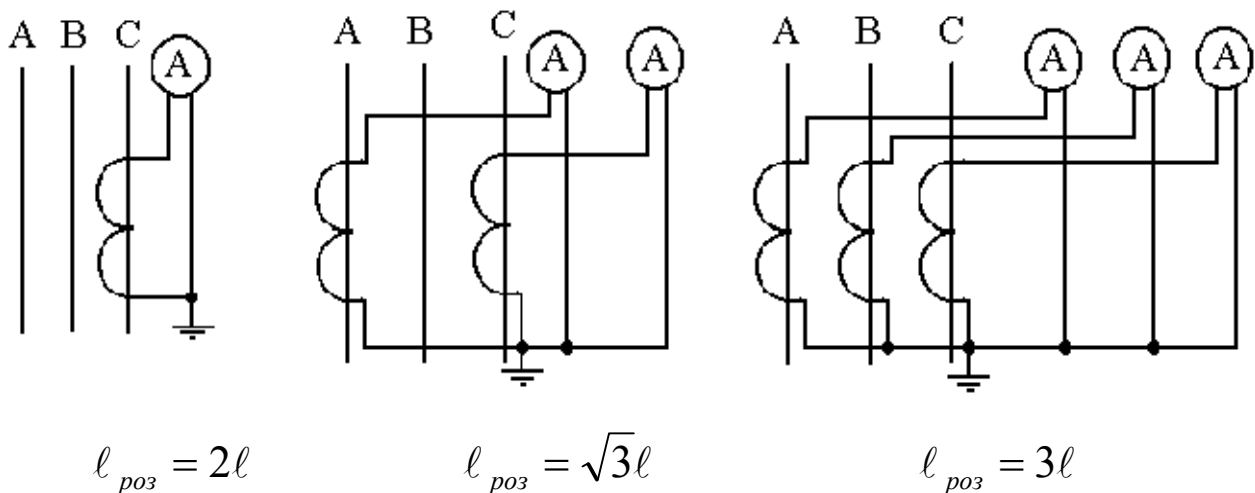


Рис. 3.1

Довжину з'єднувальних проводів від ТА до приладів (ℓ) можна прийняти приблизно рівної для РП напругою:

- | | | | |
|------------|------------|---------------|-------------|
| а) 6-10 кВ | – 3÷5 м; | г) 220 кВ | – 85÷130 м |
| б) 35 кВ | – 50÷60 м; | д) 330-500 кВ | – 130÷140 м |
| в) 110 кВ | – 60÷80 м; | | |

В якості з'єднувальних проводів застосовуються багатожильні контрольні кабелі. За умовою механічної міцності їх перетин не повинно бути меншим 2,5

мм² для алюмінієвих жил і 1,5 мм² - для мідних. Перетин більше 6 мм² зазвичай не застосовується.

Вибір і перевірку ТА бажано проводити в табличній формі (табл. 3.7).

Таблиця 3.7

Форма запису результатів розрахунку і вибору трансформаторів струму

Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму	Умови вибору
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{роб.мах}$	I_n	$I_{роб.мах} \leq I_n$
Z_2	Z_{2n}	$R_2 \approx Z_2 \leq Z_{2n}$
i_y	$I_{гр.с}$	$i_y \leq \sqrt{2}K_\delta I_n$
$B_{к.роз.}$	$B_{кн}$	$B_{к.роз.} \leq (K_T I_n)^2 t_T$

Перевірку на електродинамічну і термічну стійкість проводяться аналогічно перевіркам вимикача. Іноді каталоги не дають величин гранично наскрізного струму і номінального теплового імпульсу. У цьому випадку їх розраховують

$$I_{гр.с} = \sqrt{2}K_\delta I_n; \quad B_{кн} = (K_T I_n)^2 t_T,$$

де K_δ , K_T – кратність струмів динамічної та термічної стійкості ТА.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги вибираються за наступними параметрами:

- 1) напругою $U_{уст} \leq U_n$;
- 2) конструкції і схемі з'єднання обмоток;
- 3) класу точності (вибір проводиться аналогічно ТА).

Трансформатори напруги (ТУ) перевіряються відповідно до класу точності за умовою

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2n},$$

де S_{2n} – номінальна потужність в обраному класі точності.

Для однофазних ТУ, з'єднаних в зірку, слід брати сумарну потужність всіх трьох фаз, а при з'єднанні відкритого трикутника - подвоєну потужність одного ТУ.

Для спрощення розрахунків $S_{2\Sigma}$ можна не розділяти по фазах, тоді

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{прил}} \cos \varphi_{\text{прил}})^2 + (\sum S_{\text{прил}} \sin \varphi_{\text{прил}})^2}.$$

Підрахунок $S_{2\Sigma}$ наочніше проводити в табличній формі (табл. 3.8).

Якщо вторинне навантаження перевищує номінальну потужність в обраному класі точності, то встановлюють другий ТУ, і частини приладів приєднують до нього.

Перетин проводів до ТУ визначається допустимою втратою напруги в з'єднувальних проводах. Для спрощення розрахунків перетину жил можна приймати за умовою механічної міцності: 1,5 мм² для мідних жил і 2,5 мм² для алюмінієвих.

Таблиця 3.8

Типова форма для розрахунку $S_{2\Sigma}$

Прилад	Тип приладу	Потужність, споживана на 1 котушкою	Число катушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приладів	Сумарна споживана потужність	
							Р, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0	0
Лічильник активної енергії	И-670м	2,0	2	0,38	0,925	2	8,0	19,4
ВСЬОГО							10,0	19,4

Вибір і перевірку ТУ краще проводити в табличній формі (табл.3.9).

Таблиця 3.9

Форма запису результатів розрахунку і вибору трансформаторів напруги

Розрахункові величини	Каталожні дані NU марки	Умови вибору
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$S_{2\Sigma}$	S_{2n}	$S_{2\Sigma} \leq S_{2n}$

3.6.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Перелік споживачів власних потреб (в.п.) залежить від типу підстанції, електрообладнання, силових трансформаторів.

Споживачами в.п. підстанцій є електродвигуни обдуву трансформаторів, обігрівачі приводів відокремлювачів і короткозамикачів, шаф КРПН, а також освітлення.

На підстанції з повітряними вимикачами до споживачів відносяться також компресорні установки, зарядні та підзарядні агрегати.

На всіх двотрансформаторних підстанціях 35-500 кВ встановлюються два трансформатори власних потреб (Тв.п). Вони можуть бути підключені до збірних шин РП 6-10 кВ. Однак така схема має недолік, який полягає в порушенні електропостачання системи в.п. при пошкодженнях в РП. Тому трансформатори в.п. слід приєднувати до виводів низької напруги головних трансформаторів - на ділянках між трансформатором і ввідним вимикачем.

Вибір потужності кожного з двох трансформаторів проводиться за повним навантаженням системи в.п. Напруга системи в.п. змінного струму на підстанції з постійним оперативним струмом приймається 380/220 В з заземленою нейтраллю.

Потужність споживання в.п. невелика, а потужність трансформатора в.п. вибирається відповідно до навантаженнями в різних режимах роботи

підстанції, але не більше 630 кВ·А. Якщо відсутні дані для докладного розрахунку навантаження в.п., то потужність ТВП вибирається: для вузлових підстанцій 200-500 кВт, для прохідних підстанцій - 50-200 кВт.

Оперативний струм на підстанції

Джерелом постійного оперативного струму служать акумуляторні батареї, які вибирають відповідно до необхідної ємності (типовим номером), за рівнем необхідної напруги і схемою приєднання до шин.

Типовий номер батареї (N) розраховується за формулою

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j},$$

де 1,05 – коефіцієнт запасу, що враховує зниження енергії батареї при старінні; j – допустиме навантаження аварійного розряду (A/N), наведена до першого номера акумулятора в залежності від температури електроліту (рис. 3.2); $I_{ав}$ – навантаження усталеного аварійного розряду, на підстанціях становить 25-60 А і складається з:

- 1) постійного навантаження (сигнальні та контрольні лампи на щитах керування, апарати захисту та автоматики);
- 2) тимчасових аварійних навантажень, що з'являється при порушеннях електропостачання змінним трифазним струмом (аварійне освітлення, двигуни постійного струму) і зберігається протягом усього часу аварії $\tau_{ав}$;
- 3) тимчасового аварійного навантаження

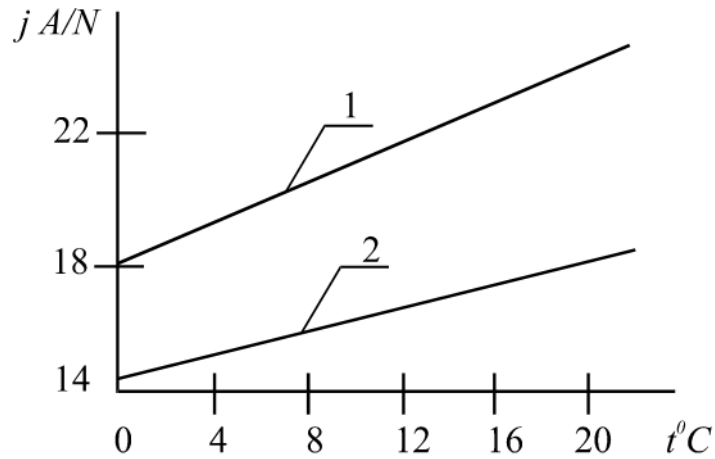


Рис. 3.2.

1 – розряд 0,5 години; 2 – розряд 1 година

Тривалість роботи батареї в аварійному режимі $\tau_{ав}$ рекомендується приймати: 1 год - для підстанцій; 0,5 год - для електростанцій.

Отриманий номер округлюється до найближчого більшого типового номера акумулятора.

Кількість елементів (банок), що приєднуються до шин, в режимі постійної підзарядки:

$$n_o = \frac{U_{ш}}{U_{н.з.}}$$

де n_o – число основних елементів в батареї; $U_{ш}$ – напруга на шинах (у більшості підстанцій дорівнює 233 В); $U_{н.з.}$ – напруга на елементі в режимі підзаряду (2,15 В).

У режимі дозарядки при підвищеній напрузі на елементі (2,5В) до шин приєднується мінімальна кількість елементів (n_{min})

$$n_{min} = \frac{233}{2,5} = 93.$$

У режимі аварійного розряду при напрузі на елементі 1,75 В, а на шинах не нижче номінальної (220 В).

$$n_{max} = \frac{220}{1,75} = 125.$$

В якості підзарядного пристрою застосовують випрямний пристрій ВАЗП - 380 / 260-40 / 80 на напругу 380÷260 В і струм 40÷80 А.

3.6.6 Вибір шин

У відкритих і закритих розподільних пристроях підстанцій можуть застосовуватися як гнучкі шини, так і жорсткі.

Вибір гнучких шин

Перетин гнучких шин вибирається по нагріванню робочим струмом, перевіряється за економічною щільністю струму, по термічній дії струму к.з. і за умовами корони:

- По нагріванню робочим струмом

$$I_{роб.мах} \leq I_{доп},$$

де $I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм шини; $I_{доп}$ – допустимий струм шини вибраного перерізу;

- За умовою економічної щільності струму

$$S_{ек} = \frac{I_{роб.мах}}{j},$$

де $S_{ек}$ – економічно доцільний перетин шини; j – економічна щільність струму, А/мм².

Розрахунковий переріз, визначений з економічної щільності струму, округлюється до найближчого стандартного:

– шина є термічно стійкою до струмів к.з., якщо виконується умова

$$S \geq \frac{I_{\kappa}}{C} \sqrt{t_{\kappa}},$$

де S – вибраний перетин провідника, мм²; I_{κ} – сталий струм к.з. (можна прийняти $I_{н.о}$), А; t_{κ} – час проходження струму к.з., рівне часу $t_{откл}$ (див. п.3.6.1), с; C – коефіцієнт, що приймається для мідних шин – 165, для алюмінієвих – 88, а для сталевих – 70.

– За умовами корони

$$1,07E \leq 0,9E_o,$$

де E – напруженість електричного поля навколо шин; E_o – початкова критична напруженість поля.

Вибір жорстких шин

Перетин жорстких шин вибирається по нагріванню робочим струмом і перевіряється на термічну і електродинамічну дію струмів к.з. Вибір по нагріванню робочим струмом і перевірка на термічну дію струмів к.з. аналогічні до гнучких шин.

Перевірка на електродинамічну стійкість зводиться до механічного розрахунку жорстких шин. При механічному розрахунку шина кожної фази розглядається як багатопрогонова балка, вільно лежить на опорах, з рівномірно розподіленим навантаженням.

Шина динамічно стійка, якщо

$$\sigma_{роз} \leq \sigma_{доп},$$

де $\sigma_{роз}$ і $\sigma_{доп}$ – розрахункове і допустиме напруження в матеріалі шини;

$\sigma_{доп} = 70$ МПа для алюмінію, 140 МПа – для міді, 160 МПа – для сталі.

Розрахункове напруження в шині визначається

$$\sigma_{роз} = \frac{M}{W}, \text{ МПа,}$$

де W – момент опору шин;

$$M = \frac{f_{роз} \ell^2}{10} \quad - \quad \text{згинальний момент};$$

$f_{роз}$ – згинаюча сила, яка припадає на одиницю довжини середньої фази, Н/м;

$\ell = 1,5 \div 2,0$ – відстань між ізоляторами уздовж шини, м;

$$f_{роз} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \text{ Н/м,}$$

де i_y – ударний струм при к.з. на шинах, А; a – відстань між осями суміжних фаз, м.

Згідно ПУЕ відстань між шинами має бути не менше 100÷130 мм для РП 6/10 кВ.

Момент опору шин (W) залежить від форми шин і їх взаємного розташування і визначається згідно з даними табл. 3.10.

У багатосмугових шинах розрахункове напруження складається з 2^x складових: напруги, що виникає через взаємодії між струмами фаз σ_ϕ , і напруги внаслідок взаємодії струмів окремих смуг в одній фазі σ_n

$$\sigma_{роз} = \sigma_\phi + \sigma_n \leq \sigma_{дон}.$$

Напруга через взаємодію струмів окремих фаз (σ_ϕ) визначається аналогічно однострічковими шинам. Зусилля між смугами (σ_n) значне і може призвести до перехрещення шин. З метою усунення цього явища між смугами через проміжки ($\ell_n \leq 0,5\ell$) встановлюються прокладки, що дорівнюють товщині шин. Тоді напруги в матеріалі шин від взаємодії смуг

$$\sigma_n = \frac{f_{n.роз} \ell_n}{2b^2 h},$$

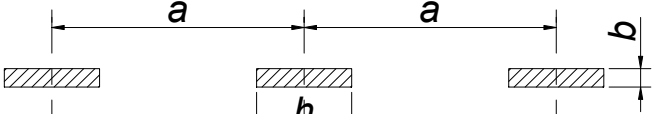
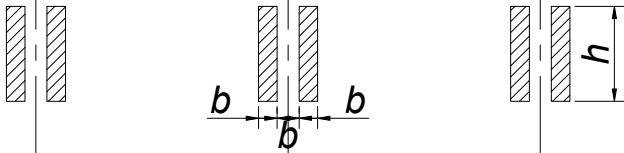
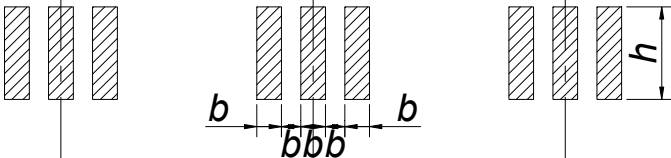
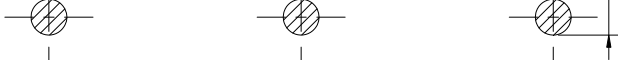
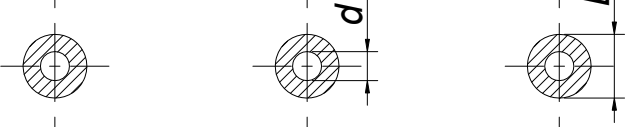
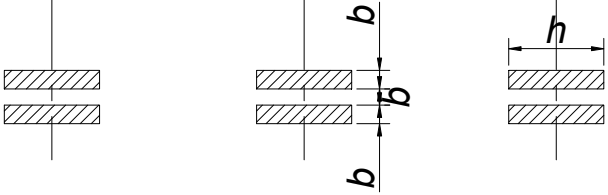
де b, h – відповідно менший і більший розміри перетину шин; $f_{n.роз}$ – зусилля, що припадає на 1 м довжини смуги, від взаємодії між струмами смуг пакету, Н/м.

$$f_{n.роз} = \sigma \frac{i_y^2}{b} 10^{-7}.$$

Коефіцієнт δ знаходиться за кривими на рис. 3.3.

Таблиця 3.10

Вплив форми перетину і розташування шин на момент опору

Розташування шин і форма їх перетину	Момент опору W , м ³
	0,167 bh^2
	1,44 hb^2
	3,3 hb^2
	0,1 d^3
	0,1 $\frac{D^4 - d^4}{D}$
	0,333 hb^2

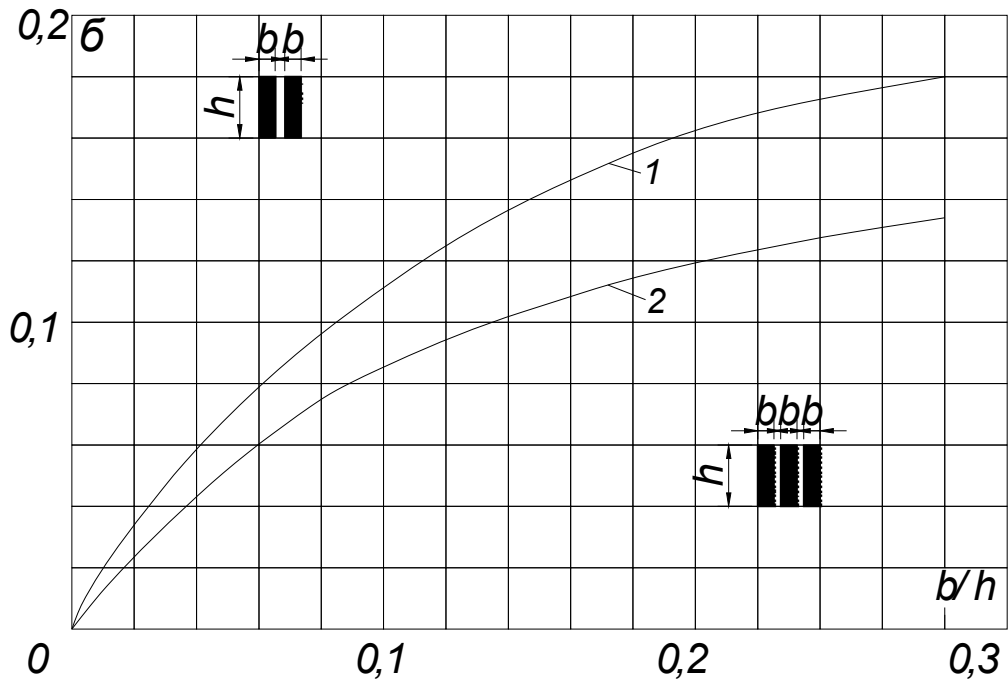


Рис. 3.3.

1 – дволінійні шини; 2 – трьохлінійні шини

3.6.7 Вибір ізоляторів

На розподільчих пристроях підстанції можуть застосовуватися підвісні, опорні і прохідні ізолятори. Тип і кількість «тарілок» в гірлянді підвісного ізолятора визначаються рівнем робочої напруги, типом гірлянди (натяжна, підтримна), допустимої механічним навантаженням. З урахуванням малої довжини прольоту гнучких шин підстанції в даному проекті можна обмежитися вибором по перших двох параметрах, дані по яких наводяться в довідниках.

Опорні ізолятори для жорстких шин вибираються по номінальній напрузі, місцю установки ізолятора (внутрішня, зовнішня), номінальному струму (тільки для прохідних ізоляторів) і по допустимому механічному навантаженню.

Розрахункове механічне навантаження на ізолятор ($F_{роз}$) в багатопролітній шинній конструкції визначається розрахунковим навантаженням шин на один проліт. Згідно ПУЕ розрахункове навантаження на ізолятор не повинна перевищувати 60% від руйнівного навантаження ($F_{руїн}$),

приводиться в довідкових даних ізоляторів [5, 9], тобто має дотримуватися умова

$$F_{роз} \leq 0,6F_{руйн} = F_{дон}.$$

Розрахункове навантаження визначається

$$F_{роз} = f\ell\kappa_n,$$

де $\kappa_n = (H_{із} + 0,5C) / H_{із}$ – поправочний коефіцієнт на висоту шини; $H_{із}$ – висота ізолятора; C – висота шини по осі ізолятора (при установці шин на ребро $C = h$, $C = b$).

3.7 Розрахунок заземлюючого пристрою

Пристрої заземлення є складовою частиною більшості електроустановок і служать для забезпечення необхідного рівня електробезпеки в зоні обслуговування електроустановки і за її межами, для відводу в землю імпульсних струмів з блискавковідводів і розрядників, для створення ланцюга при роботі захисту від замикання на землю і для стабілізації напруги фаз електричних мереж відносно землі.

У результаті розрахунку необхідно визначити:

- а) необхідну ПУЕ опір розтікання заземлюючого пристрою підстанції;
- б) необхідний опір штучного заземлювача;
- в) розміри підстанції, схему заземлюючого пристрою, тип, форму, кількість і розміщення електродів на ділянці;
- г) параметри заземлення.

Для забезпечення безпечних значень напруг дотику і крокової в ПУЕ нормується величина опору заземлюючого пристрою:

- а) в установках 110 кВ і вище з великим струмом замикання на землю $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$;
- б) у високовольтних установках до 35 кВ з малим струмом замикання на землю $R_3 \leq 250 / I_3$, але не менше 10 Ом;

в) в низьковольтних установках $R_3 \leq 125 / I_3$, але не більше 10 Ом при потужності джерела до 100 кВ·А і не більше 4 Ом, якщо потужність джерела більше 100 кВ·А.

При наявності на підстанції РП декількох напруг за розрахунковий опір заземлення береться найменше.

Для заземлення використовуються природні та штучні заземлювачі. В якості природних заземлювачів використовуються водопровідні труби (2÷4 м), фундаменти опор, системи трос-опора.

При використанні природних заземлювачів опір штучного заземлювача $R_{ш}$ менше необхідного R_3 :

$$R_{ш} = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3},$$

де R_e – опір розтіканню природного заземлювача, який визначається безпосередньо вимірами.

Площа, зайнята устаткуванням підстанції, визначається розмірами осередків усіх розподільних пристроїв, схемою РП, їх кількістю, габаритами силових трансформаторів, допустимими мінімальними відстанями для відкритих РП. Ці дані є в літературі [4, 5].

Потім складається попередня схема заземлюючого пристрою. Розрізняють два типи заземлюючих пристроїв - виносне і контурне. Найбільш поширеним є контурне.

При контурному заземлювальному пристрої поодинокі заземлювачі у вигляді вертикальних електродів розміщуються по контуру (периметру) площадки. Для вирівнювання потенціалу всередині майданчика вздовж осей обладнання прокладаються провідники у вигляді смугової сталі на глибині 0,8÷1,0 м від фундаментів або основ устаткування. Ці провідники з'єднуються по всій площі, займаній обладнанням, поперечними провідниками кроком не більше 6 м. Відстань від меж заземлювача до паркану з внутрішньої сторони має бути не більше 3 м. Визначення параметрів заземлення зводиться до обчислення опору смуг заземлення, що утворюють сітку, та кількості

вертикальних електродів. Для цього спочатку визначається опір однієї поздовжньої смуги

$$R_{no} = \frac{0,366 \rho_n}{\ell} \ell n \frac{2\ell^2}{vt},$$

де ℓ – довжина смуги, см; v – ширина смуги, см; t – глибина закладання, см (80); ρ_n – розрахунковий опір ґрунту на глибині закладання:

$$\rho_n = \kappa_l \rho,$$

де κ_l – коефіцієнт, що враховує просихання і промерзання ґрунту (при $t = 0,8$ м, $\kappa_l = 1,6$); ρ – середній питомий опір ґрунту (табл. 3.11).

Опір всіх поздовжніх смуг з урахуванням коефіцієнта використання

$$R_{m1} = \frac{R_{no}}{n \eta_n},$$

де η_n – коефіцієнт використання, який враховує взаємний вплив смуг при розтіканні з них струму (табл. 3.12).

Аналогічно визначається опір однієї, а потім всіх поперечних смуг R_{m2} .

Таблиця 3.11

Значення середнього питомого опору ґрунту

ґрунт	ρ , Ом·см·10 ⁴
Пісок	4 - 10
Супісок	1,5 - 4
Суглинок	0,4 - 1,5
Глина	0,08 - 0,7
Торф	0,2
Чорнозем	0,09 - 5,3
Вапняк	10 - 20
Скелястий ґрунт	20 - 40

Загальний опір сітки смуг

$$R_c = \frac{1}{\eta} \frac{R_{nn1} R_{nn2}}{R_{nn1} + R_{nn2}},$$

де $\eta = 0,8$ - коефіцієнт використання.

Таблиця 3.12

Значення коефіцієнту використання смуг η_n

Довжина кожної смуги, м	Число паралельних смуг, n	Відстань між паралельними смугами, м				
		1,0	2,5	5,0	10,0	15
15	2	0,63	0,75	0,83	0,92	0,96
	5	0,37	0,49	0,6	0,73	0,79
	10	0,25	0,37	0,49	0,64	0,72
	20	0,16	0,27	0,39	0,57	0,64
25	5	0,35	0,45	0,55	0,66	0,73
	10	0,23	0,31	0,43	0,57	0,66
	20	0,14	0,23	0,33	0,47	0,57
50	2	0,6	0,6	0,73	0,88	0,93
	5	0,33	0,4	0,48	0,58	0,65
	10	0,2	0,27	0,35	0,46	0,53
	20	0,12	0,19	0,25	0,26	0,44
75	5	0,31	0,38	0,45	0,53	0,58
	10	0,18	0,25	0,31	0,41	0,47
	20	0,11	0,16	0,21	0,31	0,38
100	5	0,3	0,36	0,43	0,51	0,57
	10	0,17	0,23	0,28	0,37	0,44
	20	0,1	0,15	0,2	0,28	0,345
200	5	0,28	0,32	0,37	0,44	0,5
	10	0,14	0,2	0,23	0,3	0,36
	20	0,088	0,12	0,15	0,215	0,265

Загальний опір природних заземлювачів і сітки смуг (Ом)

$$R_{\Sigma} = \frac{1}{\eta} \frac{R_e R_c}{R_e + R_c}.$$

Якщо $R_{\Sigma} < R_3$, то штучних заземлювачів у вигляді вертикальних електродів не потрібно. Якщо $R_{\Sigma} > R_3$, то необхідно використовувати стрижневі заземлювачі, загальний опір яких

$$R_{cm} = \frac{R_{\Sigma} R_3}{R_{\Sigma} - R_3},$$

опір одного стрижневого заземлювача

$$R_{co} = \frac{0,366}{\ell} \rho_{cm} \ln \frac{2\ell}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + \ell}{4t - \ell},$$

де ℓ – довжина стержня (зазвичай 3÷5 м); d – діаметр стержня (10÷12 см); t – глибина закладення, відстань від поверхні ґрунту до середини стрижневого заземлювача, см; ρ_{cm} – розрахунковий опір ґрунту стрижнів $\rho_{cm} = \kappa_2 \rho$, где κ_2 – коефіцієнт, аналогічний κ_1 , $\kappa_2 = 1,4$ для середніх кліматичних районів.

Необхідна кількість стрижнів

$$n = \frac{R_{cm}}{R_{co} \eta_{cm}},$$

де η_{cm} – коефіцієнт використання стрижневих заземлювачів, що залежить від відстані між стрижнями, їх довжини та кількості електродів (табл. 3.13).

Таблиця 3.13

Значення коефіцієнту використання стрижневих заземлювачів η_{cm}

Відношення відстані між електродами до їх довжини	Число електродів	η_{cm}	Відношення відстані між електродами до їх довжини	Число електродів	η_{cm}	
1	4	0,66-0,72	2	40	0,55-0,61	
	6	0,58-0,65		60	0,52-0,58	
	10	0,52-0,58		100	0,49-0,55	
	2	20	0,44-0,5	3	4	0,84-0,86
		40	0,38-0,44		6	0,78-0,82
		60	0,36-0,42		10	0,74-0,78
		100	0,33-0,39		20	0,68-0,73
4		0,76-0,8	40	0,64-0,69		
6		0,72-0,75	60	0,62-0,67		
10		0,66-0,71	100	0,62-0,67		
20	0,61-0,66					

3.8 Вибір захисту від перенапруг і грозозахисту

Основним апаратом захисту обладнання підстанції від перенапруг є обмежувачі перенапруг (ОПН) або вентильні розрядники. Вони встановлюються на збірних шинах, якщо до шин підключені повітряні лінії електропередачі; на виводах високої і середньої напруги автотрансформаторів; в ланцюгах силових трансформаторів і окремих ліній, якщо ОПНи, встановлені на шинах, не забезпечують належного захисту обладнання; в нейтралях силових трансформаторів 110÷220 кВ, що працюють з ізольованою нейтраллю.

ПУЕ регламентує найбільшу відстань від ОПН, що встановлюються на збірних шинах або трансформаторних приєднання, до обладнання, що захищається [4].

На підстанціях напругою 110÷500 кВ режим заземлення нейтралі трансформаторів вибирається з урахуванням класу ізоляції нейтралі, допустимих значень струмів однофазного к.з. за умовами вибору апаратури, дії релейного захисту.

Від прямих ударів блискавки електроустановки підстанції захищаються стрижневими блискавковідводами. Будинки з добре заземленим металевим дахом не вимагають захисту блискавковідводами. У ВРП 110 кВ і вище дозволяється установка блискавковідводів безпосередньо на металевих конструкціях, приєднаних до заземлювального контуру підстанції, а у відкритих розподільчих пристроях 35 кВ рекомендується установка окремо розташованих блискавковідводів, що мають відокремлені заземлення. Кожен блискавковідвід захищає навколо себе строго певний простір, вірогідність попадання блискавки яке дорівнює нулю.

Залежно від типу, кількості і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати найрізноманітніші геометричні форми.

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу (рис. 3.4) визначається виразом

$$\frac{r_x}{h - h_x} = P \frac{1,6}{1 + h_x / h},$$

де $P = 1$, якщо $h \leq 30\text{м}$, $P = 5,5 / \sqrt{h}$, якщо $h > 30\text{м}$.

Умовою захищеності всієї площі чотирма громовідводи (рис. 3.5) на висоті h_x є

$$D \leq 8(h - h_x)P.$$

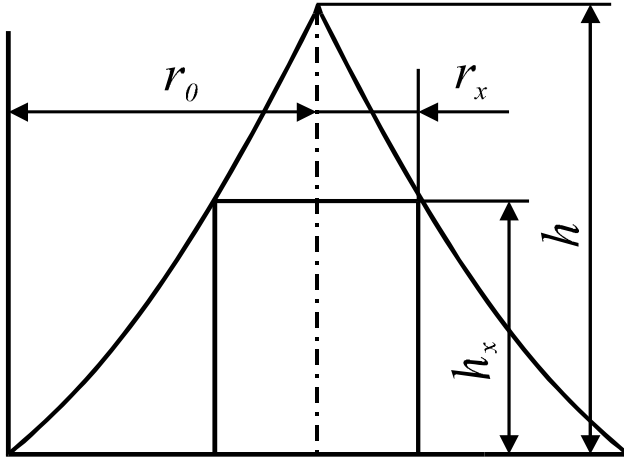


Рис. 3.4

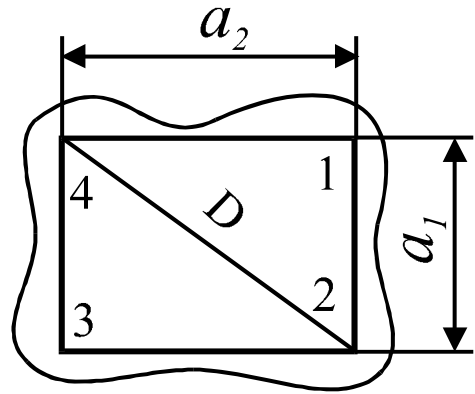


Рис. 3.5

Питання про розташування та кількості блискавковідводів на підстанції вирішують на підставі плану РП підстанції, який складають під час розрахунку заземлюючого пристрою.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебник / Б. Н. Неклепаев. - 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
2. Васильев А. А. Электрическая часть станций и подстанций : учебник / А. А. Васильев ; под ред. А. А. Васильева. - 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
3. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 2-е изд., стер. - М. : Академия, 2005. - 448 с.
4. Правила улаштування електроустановок : нормативно-технічний матеріал / під ред. Г. Є. Лискова. - Х. : Індустрія, 2008. - 424 с.
5. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций : справ. материалы для курсового и дипломного проектирования / И. П. Крючков, Н. Н. Кувшинский, Б. Н. Неклепаев ; под ред. Б. Н. Неклепаев. - 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1978. - 456 с.
6. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ : справочное издание / под ред.: С. С. Рокотян, Я. С. Самойлов. – М. : Энергоиздат, 1982. - 352 с.
7. Лисовский Г. С. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ : научное издание / Г. С. Лисовский, М. Э. Хейфиц ; под ред. М. Э. Хейфиц. - 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1977. - 464 с. : ил.
8. Проектирование электрической части станций и подстанций : учебное пособие / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. - 312 с.
9. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию : в 2 т. – т.2: Электрооборудование / общ. под ред. А. А. Федоров. – М. : Энергоатомиздат, 1987. - 592 с.
10. Каминский Е. А. Практические приемы чтения схем электроустановок / Е. А. Каминский. – М. : Энергоатомиздат, 1988. - 368 с.

Навчальне видання

ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ І СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Методичні рекомендації

Укладач: **Захаров** Дмитро Олександрович

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк. ____.

Тираж ____ прим. Зам. № ____

Надруковано у видавничому відділі
Миколаївського національного аграрного університету
54020, м. Миколаїв, вул. Паризької Комуни, 9

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4490 від 20.02.2013 р.