

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ АВТОМАТИКИ ТА ЕНЕРГЕТИКИ
КАФЕДРА «ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ»

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

**методичні рекомендації до виконання курсового
проекту з навчальної дисципліни
для студентів денної та заочної форм навчання
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка**

**Кропивницький
2020**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ АВТОМАТИКИ ТА ЕНЕРГЕТИКИ

КАФЕДРА «ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ»

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА **СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

Методичні рекомендації до виконання курсового
проекту з навчальної дисципліни
для студентів денної та заочної форм навчання
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

«Затверджено»
на засіданні кафедри
«ЕТС та ЕМ»
протокол № 2
від 31. 08. 2020 р.

Кропивницький
2020

Електрична частина станцій та підстанцій: метод. рекомендації до виконання курс. проекту з навч. дисц. «Електрична частина станцій та підстанцій» для студ. ден. та заочн. форм навч. спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А. Ю. Орлович, О. В. Співак]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 49с.

Укладачі:

А.Ю. Орлович – професор, кандидат технічних наук;

О.В. Співак – асистент.

Рецензент: Осадчий С.І. професор, д.т.н., зав. каф. АВП

© А.Ю. Орлович, О.В.Співак

© Центральноукраїнський
національний технічний
університет, 2020

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО КУРСОВОГО ПРОЕКТУВАННЯ	7
2 ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЕКТ.....	8
3 ЗМІСТ ТА ОБ'ЄМ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ	9
4 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ	10
 4.1 Розрахунок електричних навантажень і побудова графіків навантажень (добових графіків активного, реактивного та повного навантажень для кожної групи споживачів, річного графіку). Визначення основних параметрів та коефіцієнтів, що характеризують графіки навантажень.....	10
 4.2 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів.....	12
 4.3 Вибір і обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції. Оцінка економічної ефективності варіантів різних схем підстанцій	13
 4.4 Розрахунок струмів короткого замикання	17
4.4.1 Розрахунок опорів схем заміщення системи, лінії високої напруги, трансформаторів	17
4.4.2 Розрахунок струмів трифазного кз	19
4.4.3 Розрахунок ударного струму трифазного короткого замикання	19

4.5	Вибір струмообмежуючих реакторів.....	20
4.6	Вибір струмопроводів	21
4.6.1	Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою високої напруги	21
4.6.2	Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою низької напруги	22
4.7	Вибір і перевірка електричних апаратів високої напруги	23
4.7.1	Вибір вимикачів	24
4.7.2	Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів	25
4.7.3	Вибір розрядників та обмежувачів напруги	26
4.8	Вибір ізоляторів	26
4.9	Облік та вимірювання підстанції	27
4.9.1	Вибір трансформаторів струму.....	28
4.9.2	Вибір трансформаторів напруги	30
4.10	Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб	31
4.11	Компоновка та конструктивне виконання підстанції.....	34
	ЛІТЕРАТУРА	36
	ДОДАТОК 1	37
	ДОДАТОК 2	42
	ДОДАТОК 3	44

ВСТУП

Методичні рекомендації призначені для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» для проектування електричної частини станцій та підстанцій 10-220 кВ.

У рекомендаціях викладені цілі, задачі, методики проектування, сформульовані вимоги до змісту розрахункової і графічної частини, розглянуті основні етапи розрахунків і наведені умови вибору обладнання.

Надані умовні графічні позначення і літерні позначення в електричних схемах і спрощені зображення на кресленнях основного обладнання розподільних пристроїв електричних станцій і підстанцій.

Курсовий проект повинен закріпити знання, отримані при вивченні теоретичного курсу дисципліни "Електрична частина станції і підстанції". При виконанні проекту студент виконує розрахунки згідно індивідуального завдання, складає схему і обирає електричне обладнання різних класів напруги.

Результатом виконання курсового проекту є оформлена записка, з детальним розрахунком всіх розділів згідно даних методичних рекомендацій, вибір і перевірка обраного обладнання і оформлення графічної частини.

Обов'язковою умовою успішного виконання курсового проекту є захист студентом спроектованої підстанції.

1. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО КУРСОВОГО ПРОЕКТУВАННЯ

Курсове проектування є одним з видів навчального процесу, що сприяє розвитку самостійного мислення студента при вирішенні конкретних інженерних задач. В курсовому проекті по курсу «Електрична частина станцій і підстанцій» студент повинен спроектувати електричну частину підстанції згідно варіанту. Проект повинен відповідати вимогам існуючих Державних стандартів, норм технологічного проектування, ПУЕ, МЕК, сучасним системам позначення одиниць.

З метою наближення курсового проекту до умов реального проектування в дійсних методичних вказівках наводяться основні положення норм технологічного проектування підстанцій і інша довідникова на нормативна література. В учбовому проектуванні приймається ряд умов допущень, які дозволяють уникнути збільшення об'єму проекту і зосередитись на найбільш вагомим питаннях.

Основні розділи курсового проекту містять теоретичні відомості, розрахунки, рисунки, схеми тощо. Розрахунки повинні містити формули із посиланням на літературу, числові значення величин, що входять до них, кінцевий результат розрахунків із зазначенням одиниць. Кількість ілюстрацій, що розміщують в пояснювальній записці визначається її змістом і повинна бути достатньою для надання ясності і конкретності. Рисунки нумеруються послідовно у межах розділу, наприклад «Рис. 3.1» – (перший рисунок третього розділу). Цифровий матеріал оформлюється у вигляді таблиць, що нумеруються також у межах розділу.

До переліку літератури, що розміщують в кінці пояснювальної записки, включають всі використані у проекті джерела, на які є посилання. Джерела розміщуються у черзі посилання у тексті або в алфавітному порядку мовою оригіналу.

Студент захищає курсовий проект перед комісією з числа викладачів кафедри. При захисті студент повинен вміти доказати доцільність та виправданість прийнятих технічних рішень. Оцінка з проекту ставиться за результатами захисту з урахуванням роботи над проектом на протязі семестру.

2. ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЕКТ

В завданні на курсовий проект наведені вихідні дані для розробки електричної частини знижувальної підстанції напругою 35-220/6-10 кВ. Зразок завдання наведено на стор.4. В графі “Система” наведено характеристику пункту живлення. Якщо передбачається транзит потужності через підстанцію, то задаються характеристики систем 1 і 2. Споживачі задаються кількістю, активною потужністю, $\text{tg}\varphi$ в максимальному режимі, а також часткою споживачів III категорії. Характер добової зміни навантаження визначається його типовими графіками. Графіки навантаження наведені у додатку 1. Окремо задається тип підстанції та комплектного розподільного пристрою.

ЗАВДАННЯ

на курсовий проект «Розробка електричної частини підстанції»

СИСТЕМА1	$U[\text{kV}]$	$S_{\text{кз}}[\text{MVA}]$	$I^{**}[\text{kA}]$	$X_c[\text{Om}]$
Відстань до підстанції _____ км				
СИСТЕМА2	$U[\text{kV}]$	$S_{\text{кз}}[\text{MVA}]$	$I^{**}[\text{kA}]$	$X_c[\text{Om}]$
Відстань до підстанції _____ км				
ГРУПА СПОЖИВАЧІВ №1				
Напруга, кВ _____				
Кількість та потужність споживачів, шт×МВт _____				
$\text{tg}\varphi$ в максимальному режимі _____				
Частка споживачів III категорії _____				
Номер графіка навантаження _____				
ГРУПА СПОЖИВАЧІВ №2				
Напруга, кВ _____				
Кількість та потужність споживачів, шт×МВт _____				
$\text{tg}\varphi$ в максимальному режимі _____				
Частка споживачів III категорії _____				
Номер графіка навантаження _____				
Тип підстанції _____ транзитна, тупикова, відпасчна, вузлова				
Тип комплектного розподільного пристрою зовнішній, внутрішній				
Дата видачі завдання _____				
Викладач _____ науковий ступінь, вчене звання, ПІБ				
Підпис _____				

3. ЗМІСТ ТА ОБ'ЄМ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Курсовий проект складається з розрахунково – пояснювальної записки об'ємом 30-40 сторінок та графічної частини (2 листа креслень А1, які можуть друкуватись у вигляді презентації А4 формату).

Перелік розділів розрахунково – пояснювальної записки

1. Розрахунок електричних навантажень і побудова графіків навантажень (добових графіків активного, реактивного та повного навантажень для кожної групи споживачів, річного графіку) . Визначення основних параметрів та коефіцієнтів, що характеризують графіки навантажень.
2. Вибір кількості та потужності силових трансформаторів.
3. Вибір і обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції. Оцінка економічної ефективності варіантів різних схем підстанції.
4. Розрахунок струмів короткого замикання.
 - 4.1. Розрахунок опорів схем заміщення системи, лінії високої напруги, трансформаторів.
 - 4.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.
 - 4.3. Розрахунок ударного струму трифазного короткого замикання.
5. Вибір струмообмежуючих реакторів.
6. Вибір струмопроводів.
 - 6.1. Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою високої напруги.
 - 6.2. Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою низької напруги
7. Вибір і перевірка електричних апаратів високої напруги.
 - 7.1. Вибір вимикачів.
 - 7.2. Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів.
 - 7.3. Вибір розрядників та обмежувачів напруги.
8. Вибір ізоляторів.
9. Облік та вимірювання підстанції.
 - 9.1. Вибір трансформаторів струму.
 - 9.2. Вибір трансформаторів напруги.
10. Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб.
11. Компоновка та конструктивне виконання підстанції.

Перелік графічної частини

1. Однолінійна схема первинних з'єднань підстанції із зазначенням типу обладнання, напруги, схем з'єднання, а також приладів обліку і контролю.
2. План-розріз підстанції із нанесенням характерних монтажних розмірів із зазначенням специфікації обладнання.

4. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

4.1. Розрахунок електричних навантажень і побудова графіків навантажень (добових графіків активного, реактивного та повного навантажень для кожної групи споживачів, річного графіку) . Визначення основних параметрів та коефіцієнтів, що характеризують графіки навантажень

Графіки навантаження використовуються для аналізу роботи, для проектування системи електропостачання, прогнозування електропостачання, планування ремонтів обладнання, а також в процесі експлуатації при нормальному режимі роботи електроустановок.

На графіках електричних навантажень відображають зміну навантажень за певний період часу. За цим показником вони поділяються на добові, сезонні, річні і т.і. Курсовий проект виконується за типовими графіками навантажень.

В завданні на курсовий проект вказується кількість споживачів, їх максимальна потужність і номер типового графіка навантаження, який задається у відносних одиницях. Прийнято рахувати, що тривалість сезонних годин року зими і літа становлять відповідно 200 та 165 днів на рік. В завданні курсового проекту нема розділення на зимовий і літній добовий графік навантаження, тому використовуємо повні 365 днів.

В курсовому проекті необхідно побудувати сумарний добовий графік навантаження підстанції по активній (P), реактивній (Q) і повній (S) потужності, а також річний графік навантаження підстанції за тривалістю активної потужності. Це виконується таким чином:

1. По відомим значенням кількості n і потужності P споживачів на заданому класі напруги визначається сумарне максимальне навантаження

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n n \cdot P_i , \quad (4.1)$$

2. Значення P_{max} приймається за 100% типового графіка навантаження і у відповідності з цим визначається дійсне значення потужності на кожній сходинці графіка.

3. Якщо згідно завдання споживачі розміщені на різних класах напруги, то аналогічно визначається потужність на кожній сходинці графіка другої групи споживачів. Сумарний добовий графік визначається як сума потужностей на кожній сходинці окремих графіків.

4. Для побудови добового графіка по реактивній потужності визначається максимальна реактивна потужність Q_{max}

$$Q_{max} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{max} , \quad (4.2)$$

По значенню Q_{max} пропорційно сходинкам типового графіка визначається реактивна потужність Q на всіх інших інтервалах часу.

Після побудови сумарного добового графіка навантаження по P та Q виконується побудова добового графіка повної потужності S .

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} , \quad (4.3)$$

6. Побудова річних графіків навантаження за тривалістю здійснюється на основі відомих добових графіків за літню і зимову добу. Порядок побудови річних графіків навантаження наведено у [2]. В курсовому проекті необхідно побудувати річний графік навантаження за тривалістю по активній потужності P . З метою спрощення можливо вважати, що зимовий і літній добові графіки навантаження співпадають.

В курсовому проекті необхідно визначити наступні показники:

- річне споживання активної енергії W_p ;
- середню активну і реактивну потужність за добу P_{cp} , Q_{cp} ;
- річне число годин використання максимуму активної енергії T_{max} ;
- річне число часу втрат електроенергії τ ;
- коефіцієнт заповнення графіка K_{zn} .

Річне споживання активної та реактивної енергії дорівнює площі поверхні, що обмежена кривою річного графіка потужності, тобто

$$W_p = \sum P_i T_i , \quad (4.4)$$

$$V_p = \sum Q_i T_i , \quad (4.5)$$

де P_i, Q_i - потужність i -ої сходинки графіка відповідно активної і реактивної потужності;

T_i - тривалість цієї сходинки.

Середня потужність за добу:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{доб}}}{24}, \quad (4.6)$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{доб}}}{24}, \quad (4.7)$$

де $W_{\text{доб}}$, $V_{\text{доб}}$ - відповідно добова активна і реактивна енергія.

Річне число годин використання максимальної потужності T_{max} визначається наступним чином:

$$T_{\text{max}} = \frac{\sqrt{W_p + V_p}}{S_{\text{max}}}, \quad (4.8)$$

Річне час максимальних втрат τ_{max} визначається :

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.9)$$

Коефіцієнт заповнення графіка $K_{\text{зг}}$ визначається:

$$K_{\text{зг}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (4.10)$$

Коефіцієнт заповнення графіка по активній потужності показує в скільки разів середня активна потужність (або споживна кількість активної енергії) менша максимальної потужності, або менша тієї кількості електроенергії, яке було спожито за то й же час ,якщо би навантаження підстанції весь час було б максимальним.

4.2. Вибір кількості та потужності силових трансформаторів

В завданні на курсовий проект як правило є в наявності споживачі I і II категорій, тому на підстанції, що проектується необхідно встановлення двох силових трансформаторів. Якщо на підстанції повинна бути одна ступінь зниженої напруги, то ці трансформатори будуть двообмоткові, при двох ступенях – три обмоткові (або автотрансформатор). Рекомендується встановлення трансформаторів однакової потужності. В окремих випадках можливе використання більшої кількості силових трансформаторів на підстанціях, але доцільність такого рішення повинна бути економічно обгрунтована.

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюється з урахуванням аварійних й допустимих систематичних перевантажень.

В аварійному режимі припустиме перевантаження трансформатора на 40% на протязі не більше 5 діб, при цьому коефіцієнт початкового завантаження повинен бути не більшим 0,93 і час перевантаження не більш 6 годин на добу [4].

Аварійне навантаження визначається з умови відказу одного з трансформаторів підстанції, при цьому припустиме відключення споживачів III категорії. В зв'язку з цим потужність трансформатора знижувальної підстанції з двома і більше трансформаторами розраховується за виразом

$$S_{т.ном.розр} = \frac{S_{I,II \max}}{(n-1) \cdot 1,4}, \quad (4.11)$$

де $S_{I,II \max}$ - максимальна потужність споживачів I і II категорій;

n - кількість трансформаторів на підстанції.

Дійсне значення номінальної потужності трансформатора $S_{т.ном}$ приймається як найближче до $S_{т.ном.розр}$ за стандартною шкалою номінальних потужностей силових трансформаторів [2, 4].

Після визначення $S_{т.ном}$ по аварійному перевантаженню необхідно визначити коефіцієнт завантаження трансформатора K_3 в максимальному режимі при роботі усіх трансформаторів

$$K_3 = \frac{S_{\max \Sigma}}{n \cdot S_{тр.ном}}, \quad (4.12)$$

Якщо K_3 виявиться більшим 1, то необхідно здійснити перевірку трансформатора на припустиме систематичне перевантаження. Методика такої перевірки наведена в [4].

Потужність силового трансформатора однострансформаторної підстанції обирається з умови припустимого систематичного перевантаження.

Силові трансформатори на знижувальних підстанціях повинні бути обладнані пристроями РПН.

4.3. Вибір і обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції.

Вибір схеми електричних з'єднань підстанції є визначальним фактом при її проектуванні, визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Обрана схема є вихідною при складанні принципових схем електричних з'єднань, схем власних потреб, вторинних з'єднань тощо.

Схема електричних з'єднань підстанції повинна задовільняти

наступним вимогам:

- мати достатню надійність електропостачання;
- мати можливість розширення підстанції;
- оперативна гнучкість та маневреність електричної схеми;
- бути економічною.

Рекомендується по можливості використовувати типові блочно-модульні принципи з урахуванням сучасних схемних рішень [3,4].

Згідно завдання студенту задається певний тип підстанції (за способом приєднання до електричної мережі) це тупикова, відпаєчна, прохідна (транзитна) або вузлова підстанція.

Двотрансформаторні підстанції обладнані автоматичною (з вимикачем і роз'єднувачами) або неавтоматичною (без вимикача) перемичкою на стороні високої напруги, в залежності від необхідності дії протиаварійної автоматики.

Прохідні (транзитні) підстанції вмикаються в розсічку лінії, як правило з двостороннім живленням і здійснюють через себе транзит електроенергії в межах енергосистеми. Тут дві секції шин високої напруги додатково з'єднуються між собою ще й ремонтною перемичкою, яка в нормальному режимі відключена, а транзит потужності здійснюється через перемичку з секційним вимикачем.

До схем вузлових підстанцій ставляться підвищені вимоги з точки зору надійності. Як правило, в цьому випадку застосовують схеми з багатократним приєднанням ліній (кільцеві схеми, схема 3/2 вимикача на ланцюг, схеми шини - трансформатор, та ін.).

На середній напрузі підстанцій (35-150 кВ) рекомендується використання таких схем:

- одинарна секціонована система шин (як правило при напрузі 35 кВ);
- одинарна секціонована система шин з обхідною (110-150 кВ), до шести приєднань;
- дві робочі і обхідна система шин (110-150 кВ), шість і більше приєднань.

На стороні низької напруги (6-10 кВ) необхідно застосовувати одинарну секціоновану систему збірних шин. При цьому секційний вимикач при роботі двох трансформаторів відключений з метою обмеження струмів короткого замикання.

Після вибору силових трансформаторів й схеми електричних з'єднань підстанції намічають декілька (2-3) варіантів електричної частини підстанції, котрі підлягають техніко - економічному порівнянню.

За другий варіант можливо прийняти підстанцію з іншою схемою електричних з'єднань й розглянути надійність обох схем, або ту ж

схему, але з трансформаторами більшої потужності. В цьому випадку варіанти будуть рівнонадійними.

Оцінка економічної ефективності варіантів різних схем підстанцій

Кінцевий вибір варіанту підстанції виконується на підставі техніко-економічного порівняння за мінімумом повних приведених витрат. Для рівнонадійних варіантів формула приведених витрат має такий вигляд

$$З_i = E_n K_i + C_i, \quad (4.13)$$

де $i=1,2,\dots$ - номер варіантів;

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень (1/рік), для розрахунків в електроенергетиці приймається 0,12;

K - капіталовкладення в електроустановку, що включають вартість силових трансформаторів, укрупнені показники вартості комірок КРП, ВРП з вимикачами, роз'єднувачами, реакторами і т.ін. В учбовому проектуванні можливо враховувати тільки вартість капіталовкладень в електроустановки, що відрізняються між собою в різних варіантах схеми.

I - сумарні річні витрати (гр./рік)

$$I = I_{ao} + I_{втр}, \quad (4.14)$$

де I_{ao} - витрати на амортизацію та обслуговування обладнання;

$I_{втр}$ - витрати пов'язані з втратами електроенергії в проектній підстанції за рік.

Витрати на амортизацію й обслуговування приблизно можливо визначити за виразом

$$I_{ao} = \alpha K_i, \quad (4.15)$$

де $\alpha=0,094$ при $U_{BH} \leq 150$ кВ;

$\alpha=0,084$ при $U_{BH} > 150$ кВ.

Вартість річних втрат електроенергії

$$I_{втр} = C_0 \Delta W_p, \quad (4.16)$$

де C_0 - середній тариф на електроенергію гр./кВт·год (визначається згідно поточних діючих тарифів енергопостачальних компаній);

ΔW_p - річні втрати активної енергії.

Річні втрати активної енергії можливо визначити за виразами:

для реактора

$$\Delta W_p = \Delta P_{\max} \tau_{\max} \cdot \quad (4.17)$$

для n паралельно працюючих двухобмоточних трансформаторів

$$\Delta W_p = n \left(\Delta P_x \cdot t + \Delta P_{\kappa} \cdot K_z^2 \cdot \tau_{\max} \right), \quad (4.18)$$

де ΔP_x , ΔP_{κ} - втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання одного трансформатора;

$t = 8760$ - кількість годин на рік;

K_z - коефіцієнт завантаження трансформатора в максимальному режимі;

$\tau_{\max}$ - річний час максимальних втрат.

Для автотрансформаторів і трьохобмоточних трансформаторів втрати потужності визначаються окремо для кожної обмотки. Методику розрахунку втрат наведено у [3].

У випадку порівняння варіантів з різною надійністю схеми необхідно розраховувати повні приведені витрати із врахуванням збитків від переривів електропостачання споживачів

$$Z_i = E_{\kappa} K_i + I_i + Y_i. \quad (4.19)$$

Методика розрахунків збитків Y_i й необхідні для розрахунків кількісні показники наведено у [4].

Таким чином, порядок розрахунку ефективності різних варіантів виконується за таким планом:

1. Визначаються капіталовкладення по всіх варіантах, при цьому одні й тіж елементи, що повторюються в різних варіантах можливо не враховувати. Капіталовкладення розраховуються за збільшеними показниками. Для коректності розрахунків витрати по всіх варіантах повинні визначатися за одним джерелом.

2. Визначаються річні витрати на амортизацію й обслуговування.

3. Визначаються річні витрати пов'язані з втратами електроенергії.

4. Визначаються приведені витрати по кожному з запропонованих варіантів.

5. За оптимальний вважається варіант, що характеризується мінімальними приведеними витратами. Рівноеконічними є варіанти, які відрізняються за приведеними затратами менш ніж на 5%.

Вибір кінцевого варіанту з рівноеконічними здійснюється на основі оцінки ряду факторів, таких як перспективність схеми, зручність експлуатації, дефіцитність обладнання і т.ін.

4.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Основною причиною аварійних режимів в електроустановках є трифазні, двофазні та однофазні замикання на землю, і однофазні короткі замикання. Розрахунки аварійних режимів при проектуванні підстанції необхідні для вибору під станційної апаратури і перевірки струмоведучих частин на їх термічну і електродинамічну стійкість, а також для вибору релейного захисту і заземлюючих пристроїв.

За розрахунковий вид короткого замикання для вибору електричних апаратів й струмопроводів приймається трьохфазне коротке замикання. Попередньо необхідно скласти розрахункову схему, що відповідає максимальному значенню струму короткого замикання в намічених точках мережі на стороні високої ($K1$) і низької напруги ($K2$) трансформаторної підстанції рис. 4.1. При цьому необхідно пам'ятати, що секційний вимикач на стороні 6-10 кВ завжди вимкнений при роботі обох силових трансформаторів, а секційний вимикач на стороні 35-330 кВ може бути у ввімкненому стані (в залежності від типу підстанції).

За розрахунковою схемою складається схема заміщення, в якій вказуються джерела живлення й усі елементи ланцюга короткого замикання своїми реактивними опорами. Для спрощення розрахунків активними опорами схеми можливо знехтувати.

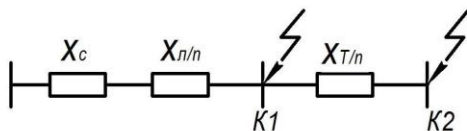


Рис.4.1. Схема заміщення для розрахунку струму КЗ

На рис. 4.1. x_c , x_l , x_T індуктивні опори відповідно системи, лінії високої напруги, трансформатора. Розрахунок струмів КЗ виконується в іменованих одиницях.

4.4.1. Розрахунок опорів схем заміщення системи, лінії високої напруги, трансформаторів.

При короткому замиканні на шинах високовольтної напруги трансформаторної підстанції (точка $K1$).

Індукційний опір системи:

$$x_c = \frac{(U_{c.н.})^2}{S_{к.з.}}, \text{ Ом} \quad (4.20)$$

$U_{c.н.}$ – середня номінальна напруга ступені КЗ (37 кВ, 115 кВ, 154 кВ, 230 кВ – приймаємо відповідно з напругою проекту згідно завдання).

$S_{к.з.}$ – потужність короткого замикання згідно завдання.

Якщо задається струм КЗ на шинах ВН ($I_{к.з.}$, кА), опір системи розраховується за формулою:

$$x_c = \frac{U_{c.н.}}{\sqrt{3}I_k}, \text{ Ом} \quad (4.21)$$

Реактивний опір лінії високої напруги:

$$x_{л} = x_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (4.22)$$

l – довжина лінії електропередачі згідно завдання, км;

x_0 – питомий індуктивний опір провoda (з довідника).

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_T = \frac{U_{\%КЗ} \cdot U_{c.н.}^2 \cdot 10}{S_H}, \text{ Ом} \quad (4.23)$$

$U'_{\%КЗ}$ – напруга короткого замикання трансформатора, (довідникові данні).

При короткому замиканні на шинах низької напруги трансформаторної підстанції (точка К2), індуктивний опір системи:

$$x'_c = \frac{(U'_{c.н.})^2}{S_{КЗ}}, \text{ Ом} \quad (4.24)$$

$U'_{c.н.}$ – середньо-номінальна напруга ступені короткого замикання – 10,5 кВ.

Індуктивний опір лінії електропередачі:

$$x'_l = x_l \cdot \left(\frac{U'_{c.n.}}{U_{c.n.}} \right), \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Індуктивний опір трансформатора:

$$x'_T = \frac{U_{\%K3} \cdot U_{c.n.}^{2/} \cdot 10}{S_H}, \text{ Ом} \quad (4.26)$$

Сумарний опір до точки короткого замикання K1:

$$x_{\Sigma K1} = x_c + x_l, \text{ Ом} \quad (4.27)$$

Сумарний (результуючий) опір до точки короткого замикання K2:

$$x_{\Sigma K2} = x'_c + x'_l + x'_T, \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

4.4.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ в точках K1 та K2 відповідно ($I_{\Pi(K1)}^{(3)}$ та $I_{\Pi(K2)}^{(3)}$) обчислюється за формулами:

$$I_{\Pi(K1)}^{(3)} = \frac{U'_{CH}}{\sqrt{3}x_{\Sigma K1}}. \quad (4.29)$$

$$I_{\Pi(K2)}^{(3)} = \frac{U'_{CH}}{\sqrt{3}x_{\Sigma K2}}. \quad (4.30)$$

4.4.3. Розрахунок ударного струму трифазного короткого замикання.

Максимальне значення повного струму – ударний струм виникає в мережі приблизно через 0,01 с після початку процесу короткого замикання. При цьому приймається, що періодична складова струму суттєво не змінюється. Враховується лише затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Ударний струм визначається:

$$i_y = \sqrt{2} \kappa_y I'' , \text{ кА} \quad (4.31)$$

Ударний коефіцієнт визначається:

$$\kappa_y = 1 + e^{\frac{0,01}{Ta}}. \quad (4.32)$$

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}. \quad (4.33)$$

X_{Σ} , R_{Σ} – відповідно сумарні індуктивні та активні опори до точок КЗ (К1 і К2).

$\omega = 2\pi f$, кутова частота ($f = 50$ Гц).

Для визначення T_a необхідно визначити сумарний активний опір схеми R_{Σ} до точки КЗ або в першому наближенні скористатися табл.4.1.

Таблиця 4.1. Наближене значення T_a .

Місце короткого замикання	T_a (с)
Шини підвищеної напруги підстанцій з трансформаторами до 100 МВА	0,115
Шини середньої напруги знижувальних підстанцій з трансформаторами до 100 МВА	0,095
Шини низької напруги знижувальних підстанцій з трансформаторами від 25 до 100 МВА	0,065
Шини низької напруги знижувальних підстанцій з трансформаторами до 25 МВА	0,045

Для вибору електричних апаратів достатньо визначити надперехідний струм $I_k^{(3)}$, ударний струм i_y та сталі значення струму КЗ I_{∞} на високій низькій і середній (якщо є) сторонах силових трансформаторів при схемі електричних з'єднань, що відповідають максимальному значенню струму к.з.

Більш детально методи розрахунків струмів короткого замикання та визначення розрахункових значень елементів електричної мережі наведено в [2, 4].

4.5. Вибір струмообмежуючих реакторів

Якщо струми короткого замикання на стороні низької напруги силового трансформатора перевищують номінальний струм відключення $I_{н.відк}$ вимикача 6-10 кВ то, як правило, встановлення

струмообмежуючих реакторів виправдане. На двотрансформаторних підстанціях рекомендується встановлення групових лінійних реакторів на вводах низької напруги силових трансформаторів. Не виключені й інші варіанти підключення реакторів.

Реактори вибираються по напрузі установки, по струму ($I_{p,max} \leq I_{ном}$), перевіряються на термічну й динамічну стійкість. Опір лінійного реактора вибирається виходячи з наступних умов:

- обмеження струму к.з. до рівня відключаючої спроможності встановлених вимикачів;
- обмеження струму КЗ до рівня забезпечення необхідної термічної стійкості кабелів;
- втрати напруги ΔU_p при протіканні довготривалого максимального струму навантаження $I_{p,max}$ не повинні перевищувати 1,5-2%.

$$\Delta U_{p\%} = X_p \frac{\sqrt{3} I_{p.ном}}{U_{уст}} \cdot 100(1 - K_{зв}) \sin \varphi, \quad (4.34)$$

де X_p – опір реактора;

$U_{уст}$ – напруга електроустановки;

$K_{зв}$ – коефіцієнт зв'язку, для лінійних реакторів $K_{зв}=0$, для здвоєних $K_{зв}=0,4-0,6$.

4.6. Вибір струмопроводів

В курсовому проєкті необхідно вибрати ошиновку на стороні високої, середньої та низької напруги трансформаторної підстанції, а також збірні шини СН і НН.

У випадку виконання ошиновки гнучкими проводами їх переріз приймається, як правило, рівним перерізу проводу лінії високої напруги. На підстанціях у відкритих розподільних пристроях (ВРП) в якості струмоведучих частин, що з'єднують між собою електричні апарати та збірні шини, зазвичай використовують провід марки АС (гнучка ошиновка). На комплектних трансформаторних підстанціях для цієї мети використовуються жорстка ошиновка у вигляді шин трубчастого перерізу. Приєднання трансформатора до закритих РП-10 кВ або КРУН-10 здійснюється закритим струмо проводом або жорсткими шинами. В РП-10 кВ також застосовується жорстка ошиновка.

4.6.1. Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою високої напруги

В залежності від прийнятої схеми РП переріз гнучкої ошиновки перевіряється по допустимому струму нагріву [4].

Вибір виконується по умові нагріву:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \text{ А} \quad (4.35)$$

$I_{\max}$ - максимальний довготривалий струм з урахуванням перевантажень при аваріях і ремонтах. Для силового трансформатора $I_{\max}$ визначається з розрахунку навантажень в післяаварійному режимі.

$I_{\text{доп}}$ - тривалий допустимий струм за умовою нагріву провідника, залежить від перерізу, типу і матеріалу струмопроводу.

Гнучка ошиновка на електродинамічну стійкість не перевіряється, однак, якщо $i_y \geq 20 \text{ кА}$, такі провідники перевіряються на схлестання [1].

4.6.2. Вибір і перевірка ошиновки низької напруги

У випадку виконання схеми РП жорсткою ошиновкою, її переріз визначається відповідно до вищевказаних методів. На відміну від гнучкої ошиновки вона додатково перевіряється на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини, закріплені на ізоляторах, являють собою динамічну коливальну систему, яка знаходиться під дією електродинамічних зусиль. Найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ визначається [3,4]:

$$f = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} 10^{-7} \text{ Н/м}, \quad (4.36)$$

i_y - ударним струм трифазного КЗ;

a - відстань між сусідніми фазами, м.

Рівномірно розподілена сила f створює згинаючий момент M .

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (4.37)$$

l - довжина прольоту між опорними ізоляторами шинної конструкції, м.

Напруга в матеріалі шини, яка виникає при дії згинаючого моменту

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W}, \text{ МПа}. \quad (4.38)$$

W - момент опору шини на згибах, см^3 [3,4].

Шини електродинамічної стійкості, якщо

$$\sigma_{розр} \geq \sigma_{дон}, \quad (4.39)$$

$\sigma_{дон}$ - допустима механічна напруга в матеріалі шини [3,4].

Взагалі згадані величини залежать від форми і взаємного розташування шин, їх числове значення можливо знайти в [3,4].

Кабельні лінії, збірні шини, струмопроводи повинні перевірятися на термічну стійкість. Мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогам термічної стійкості знаходиться з виразу

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.40)$$

де C - коефіцієнт, що дорівнює $91 \text{ A} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ для алюмінієвих шин і $167 \text{ A} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ для мідних шин;

B_k - імпульс квадратичного струму трифазного КЗ або тепловий імпульс.

$$B_k = I_{II}^{(3)2} (t_{\text{вимк}} + T_a), \quad (4.41)$$

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{с}} + t_{\text{рз мах}}, \quad \text{с}, \quad (4.42)$$

$t_{\text{рз мах}}$ - час дії основного релейного захисту з урахуванням сходінки селективності;

$t_{\text{с}}$ - повний час вимкнення вимикача [4].

Збірні шини комплектних розподільчих пристроїв (КРП) на електродинамічну стійкість можливо не перевіряти.

4.7. Вибір і перевірка електричних апаратів високої напруги

У відповідності до прийнятої схеми електричних з'єднань в курсовому проекті необхідно здійснити вибір і перевірку таких електричних апаратів: вимикачі в розподільчих пристроях (РП) усіх класів напруг, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруг і розрядників, трансформаторів струму і напруги, вимірювальних приладів, ізоляторів.

При виборі комутаційної апаратури слід враховувати сучасний стан розвитку комутаційної техніки. В розподільчих пристроях використовувати елегазові та вакуумні вимикачі. Основні технічні параметри електричних апаратів високої напруги наведені в [4].

4.7.1. Вибір вимикачів

Таблиця 4.2. Параметри вибору вимикачів

Параметр вимикача	Умови вибору	Тип вимикача	Розрахункові данні	Каталожні данні
Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_{ном}$			
Довготривалий номінальний струм	$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$			
Номінальний струм динамічної стійкості:				
симетричний (ефективне значення)	$I'' \leq I_{дин.ст}$			
асиметричний (максимальне значення)	$i_y \leq 1,8\sqrt{2}I_{дин.ст}$			
Номінальний струм відключення: симетричний	$I_{пг} \leq I_{ном.вимк}$			
асиметричний	$\sqrt{2}I_{пг} + i_{аг} \leq \sqrt{2}I_{ном.вимк}(1 - \beta_n)$			
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$			

$I_{пг}$ - періодична складова струму к.з. в момент розходження контактів τ ;

$i_{аг}$ - аперіодична складова струму КЗ для того ж моменту часу

$$\tau = t_{\text{в}} + t_{\text{рз min}}, \quad (4.43)$$

де $t_{\text{в}}$ - власний час вимкнення вимикача;

$t_{\text{рз min}}$ - мінімальний час спрацювання релейного захисту, $t_{\text{рз min}}$ приймається рівним 0,01 с.

$I_{пг}$ в подальших розрахунках можливо прийняти рівним $I^{(3)}$.

$$i_{аг} = \sqrt{2}I^{(3)}e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.44)$$

$$i_y = I^{(3)} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_d}} \right). \quad (4.45)$$

β_n - номінальний відносний вміст аперіодичної складової в струмі відключення, β_n задається в каталозі вимикача, якщо ж в каталозі немає даних про цю величину, то β_n визначається по кривій $\beta_n = f(\tau)$ (довідникові дані).

Перевірка вимикачів на термічну стійкість здійснюється так само як і струмопроводів (див. п.8). Дозволяється не перевіряти на термічну стійкість вимикачі напругою 110 кВ і вище по причині практично миттєвої уставки спрацьовування релейного захисту.

4.7.2. Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів

При виборі вказаних вище електричних апаратів необхідно користуватися умовами табл.4.3. Вибрані комутаційні апарати перевіряються на стійкість в режимі КЗ [4].

При виборі комутаційних апаратів слід орієнтуватися на встановлення у одному РП однотипних апаратів, що спрацює їх експлуатацію.

В курсовому проекті достатньо здійснювати розрахунки по вибору одного апарата кожного найменування, що працює в найтяжчих умовах.

Таблиця 4.3. Параметри вибору роз'єднувачів

№	Параметр вибору	Умови вибору	Тип роз'єднувача	Розрахункові дані	Каталожні дані
1	Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$			
2	Довготривалий номінальний струм	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}, \text{А}$			
3	Струм динамічної стійкості	$i_y \leq i_{дин.ст}$			
4	Тепловий імпульс (термічна стійкість)	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$			

Час дії струму термічної стійкості t_T приймається $t_T = 4 \text{ с}$ для $U_H \leq 35 \text{ кВ}$, $t_T = 3 \text{ с}$ для $U_H \leq 110 \text{ кВ}$.

4.7.3. Вибір розрядників та обмежувачів перенапруги

Від прямих ударів блискавки обладнання підстанції захищають тросовими та стрижневими блискавковідводами. Принципову схему захисту від прямих попадань блискавки вибирають в залежності від робочої напруги підстанції, потужності трансформаторів і схеми живлення.

Від атмосферних (виникають в результаті розрядів блискавки на електроустановку або поблизу неї) та внутрішніх (виникають в результаті комутацій незавантажених ліній, трансформаторів, реакторів, а також при дугових замиканнях на землю й ферорезнансах) перенапруг застосовують розрядники.

Установка вентильних розрядників або ОПН необхідна на усіх вводах силових трансформаторів, при цьому не допустимо встановлення комутаційних апаратів між розрядниками і вводом. Вентильні розрядники підключають до контуру заземлення підстанції по найближчому шляху.

Для зменшення струмів однофазного к.з. нейтралі деяких трансформаторів 110-220 кВ можуть бути тимчасово або постійно розземлені. В цьому випадку в нейтраль силового трансформатора вмикають вентильний розрядник або ОПН з номінальною напругою на клас нижче, ніж клас ізоляції трансформатора (рис.4.1).

Таблиця 4.4. Параметри вибору розрядників та обмежувачів перенапруги

Тип обмежувача перенапруги	Напруга установки	призначення	Спосіб установки

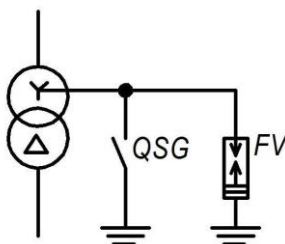


Рис.4.1. Підключення розрядника в нейтраль силового трансформатора

4.8. Вибір ізоляторів

Всі ізолятори вибирають із врахуванням степені забруднення атмосфери по категорії розміщення, по конструкції (призначенню), по

номінальній напрузі й допустимому механічному навантаженню. Прокідні ізолятори додатково вибирають по номінальному струму.

В курсовому проекті необхідно вибрати опорні і якщо необхідно прохідні (при внутрішньому типі КРП) ізолятори 6-10 кВ.

При виборі прохідних і опорних ізоляторів по допустимому механічному навантаженню

$$F_{роз} \leq 0,6F_p, \text{ кН} \quad (4.46)$$

$F_{роз}$ - найбільше розрахункове зусилля на ізолятор при максимальному трьохфазному ударному струмі КЗ;

F_p - руйнівне навантаження ізолятора, визначається [4].

При розташуванні ізоляторів в одній площині, на опорний ізолятор середньої фази діє розрахункове зусилля

$$F_{p.o} = \sqrt{3}k_\phi i_y \frac{l}{a} 10^{-7}, \text{ кН} \quad (4.47)$$

k_ϕ - коефіцієнт форми провідника;

i_y - ударний струм КЗ, А;

l - проліт між ізоляторами, м;

a - відстань між вісями сусідніх шин, м.

При виборі прохідних ізоляторів найбільше розрахункове зусилля визначається

$$F_{p.п} = 0,5F_{p.o} \quad (4.48)$$

При кріпленні шин на ізоляторі ребром й направленні сили перпендикулярно до ізолятора вводиться поправочний коефіцієнт k_h [2], тоді

$$F'_{p.o} = k_h F_{p.o} \quad (4.49)$$

Більш детально з вибором ізоляторів можливо ознайомитись в літературі [4].

4.9. Облік та вимірювання на підстанції.

В даному курсовому проекті необхідно привести пункти встановлення засобів обліку електроенергії (як комкрційного так і

технічного), приладів вимірювання, їх типи і кількість, а також їх характеристики і місце встановлення.

Кількість електровимірювальної апаратури, встановленої на підстанції, повинно бути мінімально можливим для полегшення експлуатації, спрощення і здешевлення установки, але і достатнім для правильного ведення експлуатації. Виміри змінного струму потребується в ланцюгах силових трансформаторів і ліній електропередач, що відходять. Для вимірів струму в трифазній мережі слід використовувати один амперметр. Виміри напруги здійснюються в ланцюгах трансформатора на стороні високої і низької напруг.

В електроустановках, що працюють в режимі з ізольованою нейтраллю, необхідно передбачити пристрої контролю ізоляції. Для приєднання цих пристроїв використовують трифазний п'яти стрижневий або три однофазних трансформатори напруги.

4.9.1. Вибір трансформаторів струму

В курсовому проєкті в цьому розділі рекомендується скласти таблицю, в якій наведені дані про найменування й тип приладів, їх кількість, номінальні параметри, місце знаходження.

Номінальний струм повинен бути якнайближчим до робочого струму установки, інакше при неповному навантаженні первинної обмотки збільшується похибка вимірювань.

Таблиця 4.5. Параметри вибору трансформатора струму

Параметр	Тип трансформатора струму	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$			
$I_{роб.мах} \leq I_{ном}, \text{А}$			
По конструкції і класу точності			
$i_y \leq i_{дин.ст}, \text{кА}$			
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$			
$Z_2 \leq Z_{2н}, \text{Ом}$			

Для перевірки останньої умови необхідно привести схему включення приладів.

$$Z_2 = Z_{прил} + R_{пров} + R_k. \quad (4.50)$$

$Z_{прил}$ - опір приладів послідовно підключених до вторинних кіл.

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2}. \quad (4.51)$$

R_k - опір контактів, в розрахунок можливого прийняття $R_k = 0,05 - 0,1$ Ом;

$R_{пров}$ - опір з'єднувальних проводів.

Так як індуктивний опір струмоведучих ланцюгів малий, приймається $Z_2 \approx r_2$.

Щоб ТС працював в обраному класі точності (як правило 0,5), необхідно дотримуватися умови

$$Z_{прил} + R_k + R_{пров} \leq Z_{2ном} \quad (4.52)$$

звідки

$$R_{пров} = Z_{2ном} - Z_{прил} - R_k. \quad (4.53)$$

$Z_{2ном}$ - номінальне вторинне навантаження трансформатора струму в заданому класі точності.

Після цього визначаємо переріз проводів:

$$F = \frac{\rho l_{розр}}{R_{пров}}. \quad (4.54)$$

ρ - питомий опір матеріалу провода, Ом·мм²/м;

$l_{розр}$ - розрахункова довжина, що залежить від схеми з'єднання ТС та відстані l (в один бік) від приладів до ТС.

Приблизно відстань l для різних приєднань можливо брати з табл.4.6.

Щодо залежності $l_{розр}$ від схеми з'єднання ТС, то тут:

для одного трансформатора струму (4.55):

$$l_{розр} = 2l, \quad (4.55)$$

для схеми «повна зірка» (4.56):

$$l_{розр} = l, \quad (4.56)$$

для схеми «неповна зірка» (4.57):

$$l_{розр} = \sqrt{3}l. \quad (4.57)$$

Таблиця 4.6. Значення l для різних приєднань

Тип приєднання	Відстань, м
Фідери 6-10 кВ підстанцій	4 - 6
Всі ланцюги РП	
35 кВ	60 - 75
110-150 кВ	75 - 100
220 кВ	100 - 150
330-500 кВ	150 - 175

В якості з'єднувальних проводів застосовуються багатожильні контрольні кабелі як правило з резиновою, поліхлорвініловою або поліетиленовою ізоляцією. За умовою міцності переріз повинен бути не меншим $1,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил ($\rho=0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$) і $2,5 \text{ мм}^2$ для алюмінієвих жил ($\rho=0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$). На практиці, як правило, струмові кола виконують мідними.

4.9.2. Вибір трансформаторів напруги

Таблиця 4.7. Параметри вибору трансформатора напруги

Параметр вибору	Тип трансформатора напруги	Розрахункові данні	Каталожні данні
$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ			
По конструкції і схемі з'єднання обмоток			
За класом точності			
$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$			

Сумарне навантаження усіх приладів $S_{2\Sigma}$ (вольтметри, лічильники активної і реактивної енергії, ватметри, варметри), підключених до ТН визначається за виразом

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum P_{np}\right)^2 + \left(\sum Q_{np}\right)^2}, \quad (4.58)$$

P_{np} , Q_{np} - відповідно суми активної і реактивної потужностей

приєднаних вимірювальних приладів і реле.

В мережах з ефективно заземленою нейтраллю використовуються трансформатори напруги типу НКФ або ємнісні дільники напруги НДЕ. В мережах з ізольованою нейтраллю, де потрібний контроль ізоляції мережі встановлюються трьохфазні ТН типу НАМІ або групи з трьох однофазних трансформаторів ЗНОМ, ЗНОЛ.

Клас точності для трансформатора напруги повинен бути 0,5. Якщо навантаження перевищує $S_{2ном}$ в даному класі точності, то додатково встановлюються групи з двох однофазних трансформаторів типу НОМ або НОЛ.

Переріз проводів в колах ТН визначається по допустимій втраті напруги. Втрати напруги в колах розрахункових лічильників повинні складати не більше 0,25% від $U_{ном}$ при живленні від ТН класу точності 0,5 і не більше 0,5% при живленні від ТН класу точності 1,0. Для забезпечення цієї вимоги припускається прокладання окремих кабелів від ТН до лічильників.

Втрати напруги від ТН до лічильників технічного обліку повинні складати не більше 1,5% номінальної напруги.

4. 10. Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб

Власні потреби (ВП) підстанції є одним з найбільш відповідальних споживачів, тому що їх робота визначає нормальне функціонування всієї підстанції, а як наслідок, і надійність електропостачання споживачів.

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів й типу обладнання.

До електричних приймачів системи ВП підстанції відносяться: електродвигуни обдуву силових трансформаторів, кола оперативного струму; пристрої підігріву вимикачів, відділювачів, короткозамикачів й шаф КРПЗ з встановленими в них електричними апаратами і приладами; робоче, аварійне освітлення й опалення; система пожежотушіння; системи релейного захисту, автоматики і телемеханіки.

Найбільш відповідальними споживачами ВП підстанцій є кола оперативного струму, системи релейного захисту, зв'язку і телемеханіки, системи охолодження трансформаторів, системи пожежної безпеки.

Для електропостачання системи ВП підстанцій використовують знижувальні трансформатори із вторинною напругою 380/220 В. Нейтраль вторинної обмотки трансформатора власних потреб (ТВП)

заземлена. Номінальну потужність ТВП вибирають по розрахунковій потужності споживачів ВП, яка складає як правило близько 1% розрахункової потужності підстанції.

В курсовому проєкті при виборі потужності споживачів ВП можливо користуватися табл.4.8.

Таблиця 4.8. Розрахунковій потужності споживачів ВП

№ п/п	Споживачі	Встановлена потужність, кВт
1	Електродвигуни обдуву трансформаторів номінальною потужністю: 16 - 40 МВА 60 - 80 МВА 80 - 250 МВА	6 - 8 8 - 12 12 - 18
2	Пристрої підігріву вимикачів 110-220 кВ	1,75
3	Пристрої підігріву вимикачів 35 кВ	1,15
4	Пристрої підігріву ОД і КЗ	0,6
5	Обігрів: шафа КРПЗ шафа релейної апаратури	0,6 0,5
6	Опалення і освітлення приміщення оперативного персоналу	5 - 6
7	Зовнішнє освітлення	4 - 5
8	Споживання оперативними колами	2 - 3

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб визначається за виразом

$$S_p = K_c S_n, \quad (4.59)$$

K_c - коефіцієнт попиту, приймається для навантажень споживачів ВП рівний 0,7;

S_n - сумарна встановлена потужність споживачів ВП підстанції.

На усіх двохтрансформаторних підстанціях 35-750 кВ передбачається встановлення двох ТВП, які приєднуються до різних джерел живлення. На стороні низької напруги ТВП повинні працювати окремо, кожний на свою секцію, з АВР на межсекційному зв'язку.

На простих однотоансформаторних підстанціях малої потужності встановлюється один ТВП й передбачається складський резерв. Якщо на однотоансформаторній підстанції встановлено синхронний компенсатор, або повітряні вимикачі, або трансформатор з системою

охолодження Д і ДЦ, то передбачається два ТВП, один з котрих приєднується безпосередньо до мережі 10-35 кВ.

Потужність ТВП підстанції вибирається з розрахунку, щоб коефіцієнт їх завантаження $K_3 = 0,7-0,75$.

Для живлення оперативних кіл підстанції застосовується змінний та постійний струм.

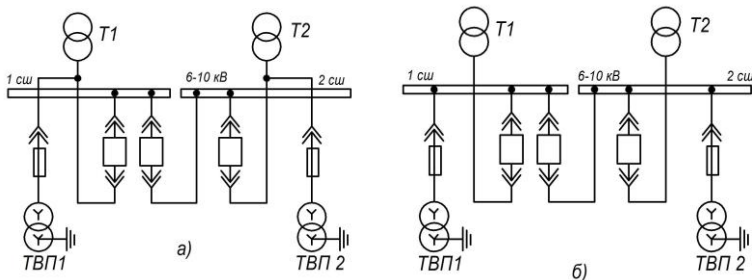
Постійний оперативний струм застосовується на усіх підстанціях 330-750 кВ й на підстанціях з розподільвальним пристроєм 110-220 кВ із збірними шинами [2]. Рекомендується також застосування постійного оперструму на підстанціях 110-220 кВ, якщо кількість вимикачів ВН - три і більше, а також при наявності повітряних вимикачів [7].

Оперативний змінний струм застосовується на підстанціях 110-220 кВ без вимикачів на стороні ВН, а також на підстанціях 35/6-10 кВ з вимикачами на стороні ВН. Застосування випрямленого оперативного струму можливо на підстанціях 110-220 кВ з вимикачами на стороні ВН, якщо виключена можливість одночасного увімкнення більш ніж одного вимикача [2].

На підстанціях з оперативним змінним і випрямленим струмом ТВП приєднуються відпайкою до вводу силового трансформатора (рис.4.2, а). Це дає можливість управління вимикачами 6-10 кВ при повній втраті напруги на шинах НН. Шини 0,4 кВ секціонуються атоматичним вимикачем.

На підстанціях з постійним оперативним струмом ТВП приєднуються безпосередньо до шин 6-10 кВ (рис.4.2, б). Також ТВП можливо приєднувати до збірних шин НН підстанції при живленні оперативних кіл змінного струму від трансформаторів напруги, приєднаних до живлячої лінії 35-110 кВ.

На підстанціях із змінним й випрямленим оперативним струмом трансформатори власних потреб необхідно приєднувати через роз'єднувачі та запобіжники на ділянці до вводу НН 6-10 кВ.



- Рис.4.2 Схеми живлення ТВП на підстанції:
- а) із змінним і випрямленим оперструмом;
 - б) із постійним оперструмом.

4.11. Конструктивне виконання підстанції

В цьому розділі курсового проекту необхідно дати підсумок і основні висновки своєї роботи, а саме коротко охарактеризувати спроектовану підстанцію, описати особливості процесу розподілу електроенергії, надати характеристику вибранному обладнанню і їх конструктивних особливостей, обґрунтувати, чому саме ці, а не інші технічні рішення прийнято при проектуванні.

ПРИКЛАД КОНСТРУКТИВНОГО ВИКОНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

В даному курсовому проекті, опираючись на Державні стандарти, норми технологічного проектування, ПУЕ, МЕК, сучасним системам позначення одиниць було спроектовано знижувальну транзитну підстанцію 220/10 кВ.

Було обрано та встановлено наступне обладнання:

- силові трансформатори ТРДН 25000/220;
- вимикачі на стороні високої напруги ЛТВ 245Е1 з електромагнітним приводом;
- на стороні низької напруги 10 кВ обрано ввідні вимикачі ВР2-10-20/1600, секційний вимикач ВР1-10-20/1000, та вимикач на відгалуженнях ВР1-10-20/630.
- роз'єднувачі на стороні високої напруги обрані типу РНДЗ 220/1000 УЗ. Вони на схемі представлені з 1 (перед вимикачем високої напруги) та 2 (ввідні роз'єднувачі та роз'єднувачі в перемичці) заземлюючими ножами.
- розрядники на стороні високої напруги РВМГ-220МУ1, обмежувачі перенапруг на стороні низької напруги ОПН-10/420/12-УХЛ1.
- трансформатори струму на стороні високої напруги – ТФЗМ-220, на стороні низької напруги ТЛК-10/1500 У1.
- трансформатори напруги на стороні високої напруги типу НКФ-220; на стороні низької напруги для контролю ізоляції встановлюємо НАМИ-10-95.
- в якості трансформатора власних потреб на стороні низької напруги встановлюємо трансформатори типу ТМ 63/10.

Для комерційного обліку енергії на розподільчому пристрої встановлюємо лічильники активної та реактивної енергії, а також універсальні лічильники типу АЛЬФА.

Відкриті розподільчі пристрої 220 кВ підстанції виконані з уніфікованих транспортабельних блоків, що складаються з металевих конструкцій, на яких змонтовані апарати високої напруги, елементи ошиновки, а також елементи допоміжних ланцюгів. Металоконструкції блоків забезпечують зручність обслуговування апаратів і дозволяє виконувати транспортування блоків пакетами.

Блоки 220 та 10 кВ встановлені на залізобетонних лижнях. Конструкція блоку прийому ПЛ 220 кВ забезпечує безпортальний прийом і кріплення спусків ПЛ безпосередньо до опорно-стержневих ізоляторів без застосування гірлянд і натяжних пристроїв. Для ВРП 220 кВ застосовується гнучка ошиновка із сталесалюмінієвого провода марки АС-300/48.

У складі понижувальної підстанції на стороні 10 кВ передбачено розподільчий пристрій зовнішньої установки (КРПЗ-10), що є металевим приміщенням, в яке вмонтовані шафи 10 кВ серії КУ-10Ц. КРПЗ складається з транспортабельних блоків з шафами КРП і торцевих блоків, між блочних з'єднань головних і допоміжних ланцюгів, елементів повітряних вводів і виводів. Розміщення шаф в приміщенні однорядне з можливістю двостороннього обслуговування.

Прокладка контрольних неброньованих кабелів по території підстанції здійснюється в підвісних металевих кабельних лотках, встановлених на висоті 2 м від землі і наземних залізобетонних лотках. Для переходу з наземних лотків в підвісні застосовані кабельні шахти. Підвісні лотки є коробчатою конструкцією відкритою знизу. Нижній отвір перекривається знімними планками, на які укладаються кабелі. Лотки кріпляться безпосередньо до опорних конструкцій блоків ВРП 220 кВ і стискаються між собою за допомогою вкладишів, які входять в обидва з'єднуємих лотка.

Заземлення металоконструкцій блоків, корпусів трансформаторів, КРПЗ 10 кВ і інших металевих частин, які можуть опинитися під напругою, виконуються смуговою сталлю перетином 40×4 мм і приєднуються до контуру заземлення підстанції.

Металеві кабельні конструкції, що складаються з лотків, з'єднаних між собою болтами за допомогою вкладишів, утворюють замкнений ланцюг заземлення. На початку і вкінці прямої ділянки траси до лотків приєднується провідник від контуру заземлення підстанції. Заземлюючі ножі роз'єднувачів приєднуються до металоконструкції блоку.

Заземлюючі ножі лінійних роз'єднувачів з боку лінії 220 кВ не блокуються, а їх приводи обладнуються пристроями для замикання навісними замками.

Огорожа підстанції прийнята незаглиблена з металевих сіткових панелей прикріплених до залізобетонних балок, які укладаються на сплановану поверхню ґрунту.

Головні з'єднання виконані за схемою містка з вимикачем в перемичці та додатковою перемичкою (з двома роз'єднувачами) на стороні високої напруги.

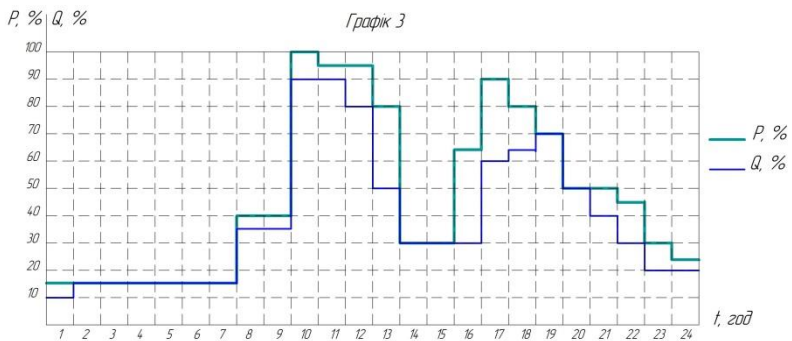
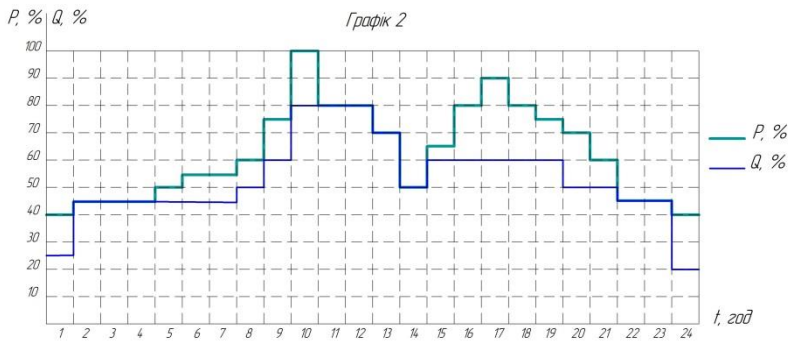
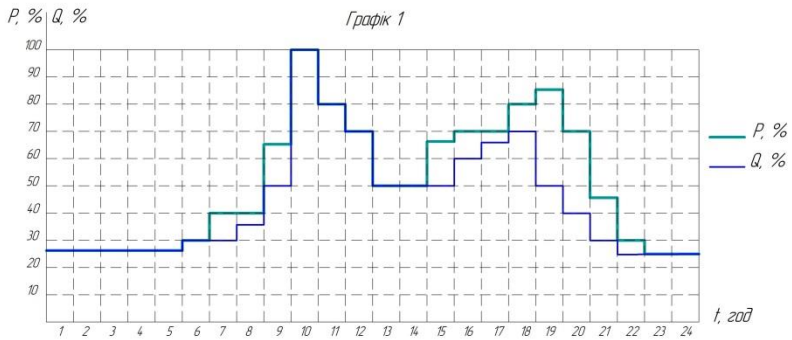
Схема електричних з'єднань, а також план і розріз підстанції приведені на кресленнях 1, 2.

ЛІТЕРАТУРА

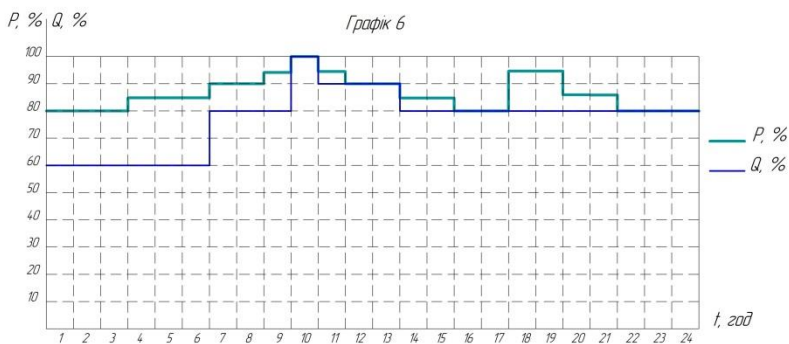
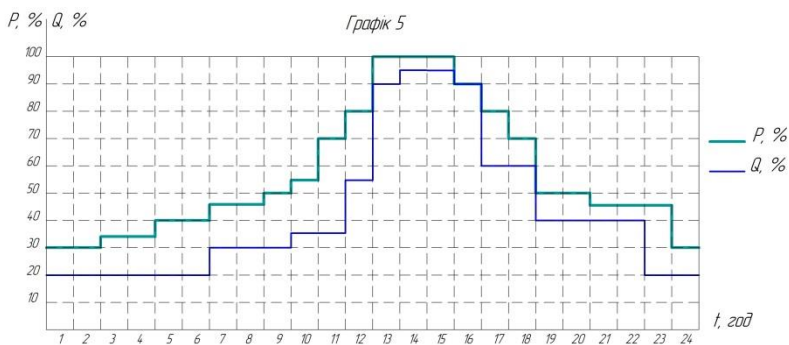
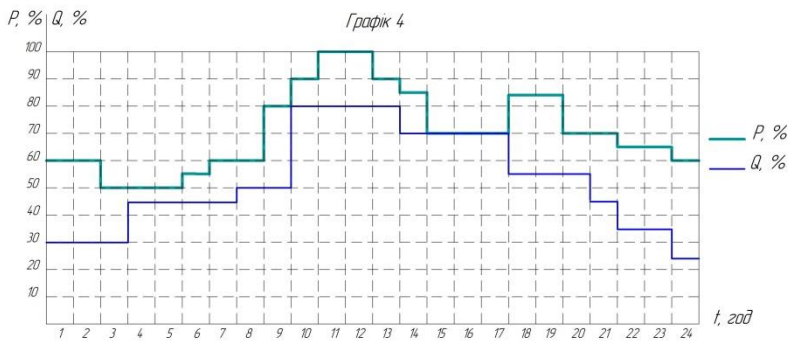
1. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Х.: Форт, 2017 – 376 с.
2. Електрична частина станцій та підстанцій: Методичні вказівки до виконання курсового проекту по курсу «Електрична частина станцій і підстанцій» для студентів IV-V курсів спеціальності 8.090603 «Електричні системи електроспоживання» усіх форм навчання/Укл.: А.Ю.Орлович, А.І.Котиш. – Кіровоград: КДТУ, 2002. – 34 с.
3. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для пряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології». – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. – 334 с.
4. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання /[Орлович А.Ю, Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Величко Т.В., Котиш А.І.] - М-во освіти і науки України, Центральнoукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 272 с.

ДОДАТОК 1

ДОБОВІ ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ



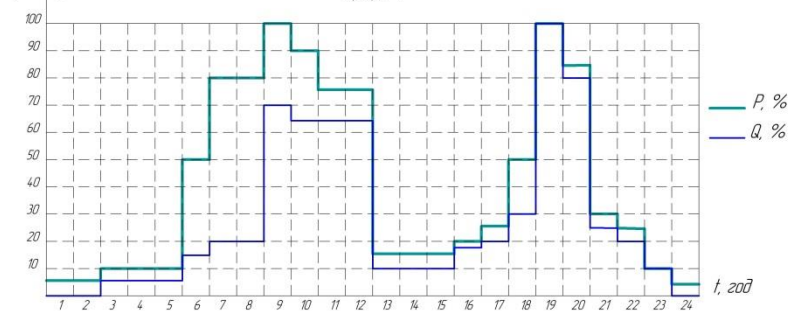
ДОБОВІ ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ



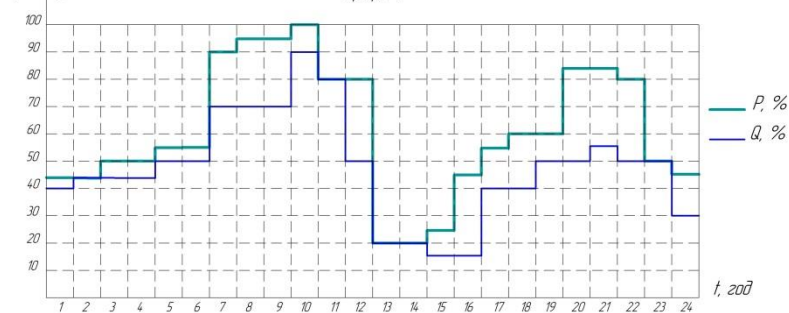
ДОБОВІ ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

 $P, \%, Q, \%$

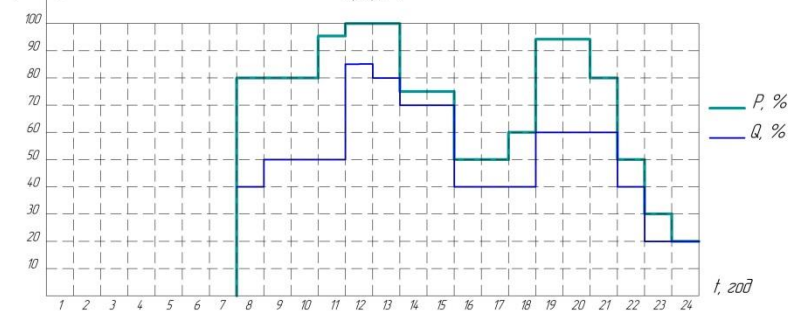
Графік 7

 $P, \%, Q, \%$

Графік 8

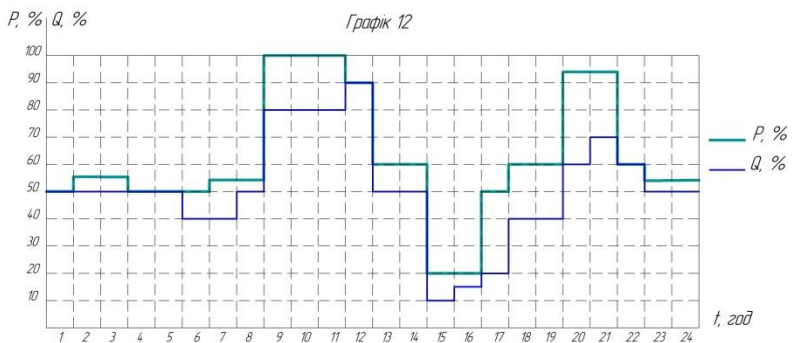
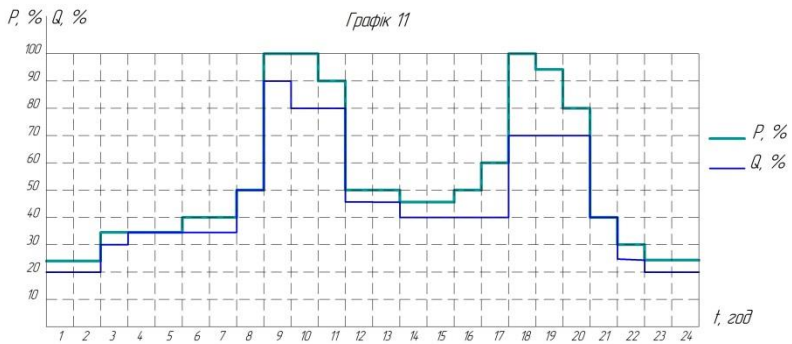
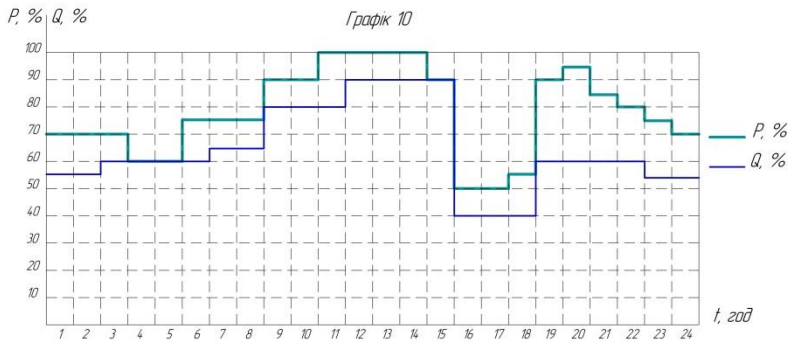
 $P, \%, Q, \%$

Графік 9



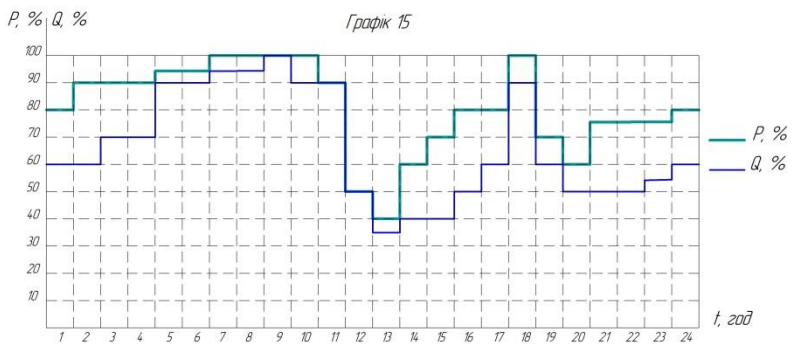
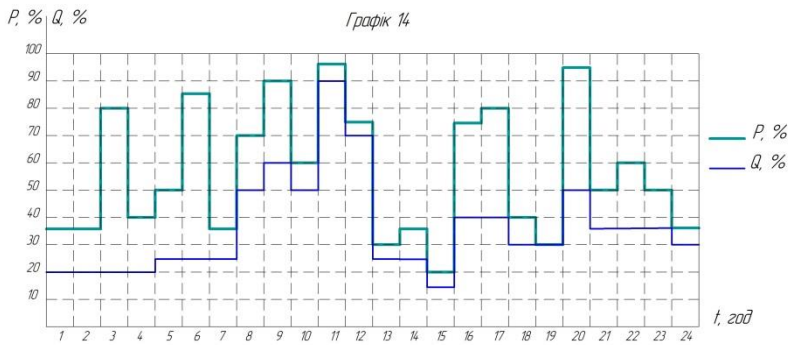
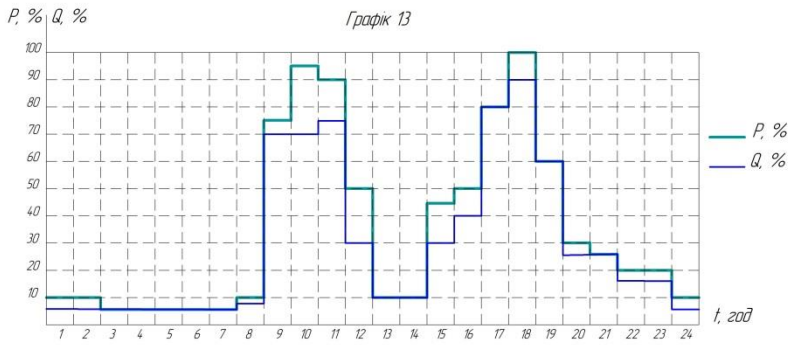
ДОДАТОК 1

ДОБОВІ ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ



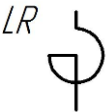
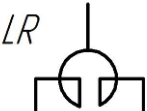
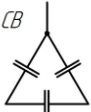
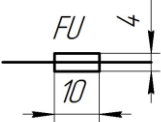
ДОДАТОК 1

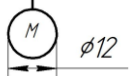
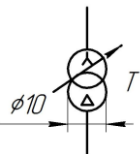
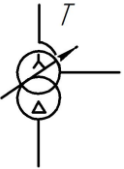
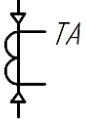
ДОБОВІ ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ



ДОДАТОК 2

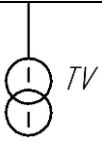
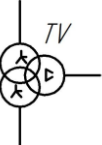
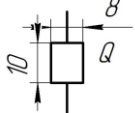
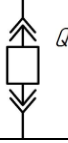
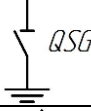
УМОВНІ ГРАФІЧНІ ТА ЛІТЕРНІ ПОЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ

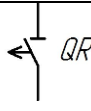
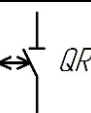
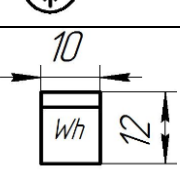
Найменування	Позначення
Кабель	
З'єднання роз'ємне	
Перемичка комутаційна	
Котушка індуктивності	
Реактор струмообмежувальний	
Реактор здвоєний	
Батарея конденсаторна силова	
Плавкий запобіжник	
Розрядник вентильний	
Генератор	

Найменування	Позначення
Синхронний компенсатор	
Електродвигун	
Заземлення	
Трансформатор силовий трифазний з регулюванням напруги під навантаженням, з'єднання обмоток зірка-трикутник	
Трансформатор силовий трифазний триобмотковий, обмотка ВН має вивід нейтралі	
Автотрансформатор трифазний	
Трансформатор струму	
Трансформатор струму нульової послідовності	

ДОДАТОК 2

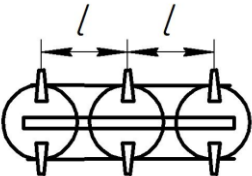
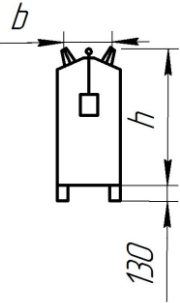
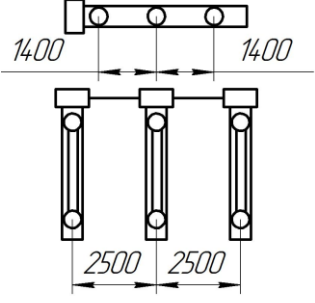
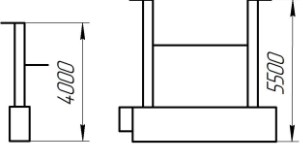
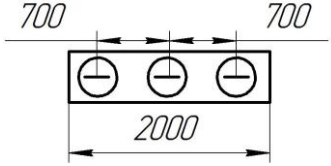
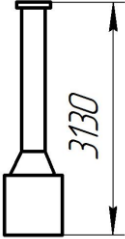
УМОВНІ ГРАФІЧНІ ТА ЛІТЕРНІ ПОЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ

Найменування	Позначення
Трансформатор напруги однофазний двохобмотковий	
Трансформатор напруги трифазний	
Вимикач високовольтний	
Вимикач на викотній таці	
Вимикач навантаження	
Роз'єднувач	
Ніж заземлення	
Короткозамикач	

Найменування	Позначення
Віддільник одностороннього обслуговування	
Віддільник двохсторонньої дії	
Амперметр	
Вольтметр	
Ватметр	
Варметр	
Ватметр з нулем в середині шкали	
Варметр з нулем в середині шкали	
Лічильник активної енергії	
Лічильник реактивної енергії	

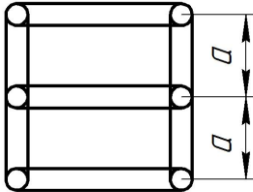
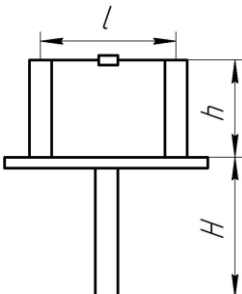
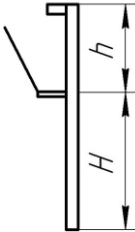
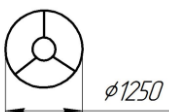
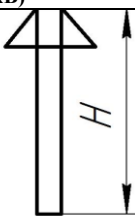
ДОДАТОК 3

СПРОЩЕНІ ЗОБРАЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІ НА КРЕСЛЕННЯХ

Тип	Вид зверху	Вид збоку
У-110 У-220	 $L=2000$ $L=3000$	 $b=2000; h=4600$ $b=3000; h=7000$
ВМТ-110 ВМТ-220		ВМТ-110 ВМТ-220 
ВМК-35Э ВВК-35Б		

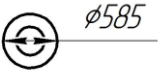
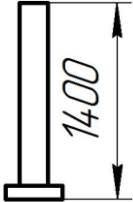
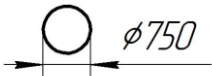
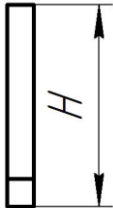
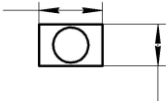
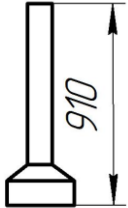
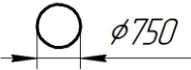
ДОДАТОК 3

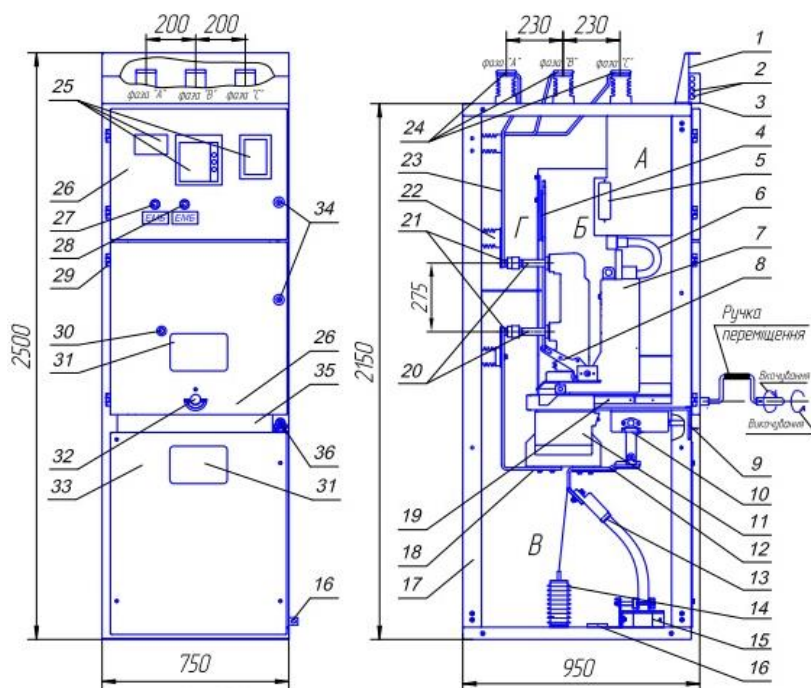
СПРОЩЕНІ ЗОБРАЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІЇ НА
КРЕСЛЕННЯХ

Тип	Вид зверху	Вид збоку																				
ОД-220, РНД-220, ОД-110, РНД-110 ОД-35, РНД-35	 <table><tr><th>Розмір</th><th>a</th><th>l</th><th>H</th><th>h</th></tr><tr><td>220 кВ</td><td>3000</td><td>2800</td><td>2800</td><td>3500</td></tr><tr><td>110кВ</td><td>2000</td><td>1800</td><td>3600</td><td>1800</td></tr><tr><td>35кВ</td><td>1000</td><td>1200</td><td>2500</td><td>1000</td></tr></table>	Розмір	a	l	H	h	220 кВ	3000	2800	2800	3500	110кВ	2000	1800	3600	1800	35кВ	1000	1200	2500	1000	
Розмір	a	l	H	h																		
220 кВ	3000	2800	2800	3500																		
110кВ	2000	1800	3600	1800																		
35кВ	1000	1200	2500	1000																		
КЗ-220, КЗ-110		 H=3500 h=2500 (220 кВ) h=1400 (110 кВ)																				
РВМГ-220, ОПН-220, РВМГ-110, ОПН-110		 H=4500 (220кВ) H=3000 (110кВ)																				

ДОДАТОК 3

СПРОЩЕНІ ЗОБРАЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІЇ НА КРЕСЛЕННЯХ

Тип	Вид зверху	Вид збоку
РВМГ-35, ОПН-35		
НКФ-220, НКФ-110		 H=3000 (220кВ) H=1600 (110кВ)
ЗНОМ-35		
ТФЗМ-220, ТФЗМ-110		

СПРОЩЕНІ ЗОБРАЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІЇ НА
КРЕСЛЕННЯХ

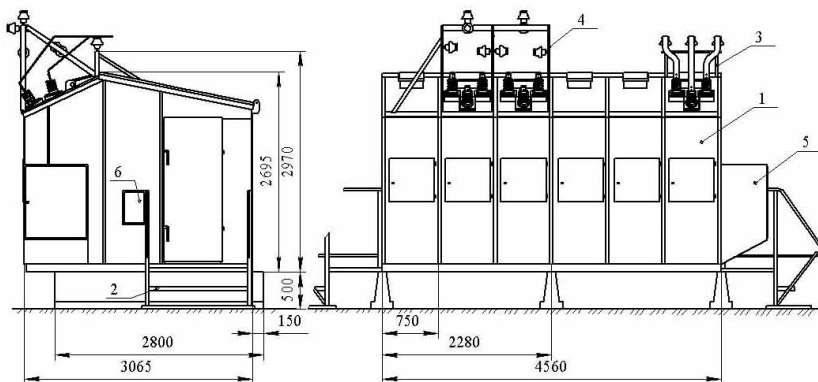
*A – відсік релейний, Б – відсік висувного елемента;
B – відсік лінійних шин та ТС; Г – відсік відпайок збірних шин*

1 – перегородка; 2 – кабелі контрольні; 3 – кожух; 4 – механізм шторачний; 5 – отвір міжрелейного зв'язку; 6 – джгут; 7 – висувний елемент; 8 – привод механізму шторного; 9 – перегородка легкоземна; 10 – заземлювач; 11 – ТС; 12 – контакт; 13 – кабель силовий; 14 – ОПН; 15 – ТС нульової послідовності; 16 – шина заземлення магістральна; 17 – корпус; 18 – відпайка ТС; 19 – напрямні; 20 – контакти втичні рухомі; 21 – контакти втичні нерухомі; 22 – ізолятор опорний; 23 – відпайка збірних шин; 24 – шина збірна; 25 – елементи РЗА; 26 – двері; 27 – кнопка ЕМБ висувного елемента; 28 – кнопка ЕМБ заземлювача; 29 – завіси дверей; 30 – отвір аварійного вимкнення вимикача з пружинним приводом; 31 – вікно оглядове; 32 – отвір ручки переміщення висувного елемента; 33 – перегородка фасадна; 34 – замок дверей; 35 – перегородка легкоземна; 36 – отвір ручки вмикання-вимкнення заземлювача

Габаритні, установчі та приєднувальні розміри камер КЗО-10
внутрішнього встановлення

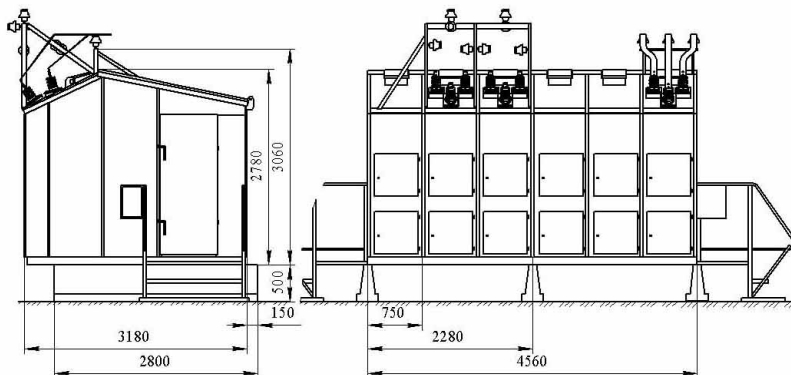
ДОДАТОК 3

СПРОЩЕНІ ЗОБРАЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІ НА КРЕСЛЕННЯХ



1 - Блок КРУН, 2 – сходи, 3 – кронштейн вводу; 4 – кронштейн лінії, 5 – шафа з трансформатором напруги; 6 - підставка

Габаритні і установчі розміри КРУН-59 виконання У1



Габаритні і установчі розміри КРУН-59 виконання ХЛ1

ДОДАТОК 3

СПРОЩЕНІ ЗОБРАЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІЇ НА КРЕСЛЕННЯХ



Загальний вигляд КРПЗ-10

Технічна характеристика КРПЗ-10

Номінальна напруга, кВ	10(6)
Номінальний струм головних з'єднань, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150
Номінальний струм збірних шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Габарити блоків: довжина, ширина, висота, мм: - крайніх - середніх	 3859 x 1100 x 3100 3859 x 2250 x 3100