

Міністерство освіти і науки України
Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

Навчально-науковий інститут автоматики та електротехніки
(назва інституту, факультету)

кафедра суднових електроенергетичних систем
(назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

магістра
(рівень вищої освіти)

на тему ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ
ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ

Виконав: студент 6 курсу, групи 6365м
спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

освітньо-професійної програми
«Системи генерування електроенергії
та електропостачання»

(шифр і назва ОПП)

Лисицін А.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н. Пальчиков О.О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент проф., д.т.н. Черно О.О.

(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

Інститут, факультет Навчально-науковий інститут автоматики та електротехніки

Кафедра суднових електроенергетичних систем

Рівень вищої освіти магістр

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

(шифр і назва)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва)

Освітньо-професійна програма «Системи генерування електроенергії та електропостачання»

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри СЕЕС
Обрубов А.В.
« 15 » 10 2024 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

Лисиціну Артему Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема кваліфікаційної роботи Оптимізація електрообладнання вузлової підстанції 110/35/10 кВ

Керівник кваліфікаційної роботи Пальчиков О.О., к.т.н., доцент кафедри

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від « 14 » 10 2024 р. № 1075-уч.

2. Строк подання студентом кваліфікаційної роботи 16 грудня 2024 р.

3. Вихідні дані кваліфікаційної роботи Розробити електричну частину підстанції відповідно до добових графіків споживання електроенергії з напругами 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналіз методів оптимізації комплектації силовими трансформаторами підстанцій; обробка добових графіків споживання електроенергії з урахуванням сезонності; головна схема підстанції; схема власних потреб підстанції; вибір комутаційних апаратів; вибір контрольно-вимірювальної апаратури і релейного захисту; розрахунок заземлення і блискавкозахисту.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Електронна презентація

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання « 05 » 09 2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз методів оптимізації комплектації силовими трансформаторами підстанцій	15.10.2024 р.	
2	Обробка добових графіків споживання електроенергії з урахуванням сезонності	22.10.2024 р.	
3	Головна схема підстанції; схема власних потреб підстанції; вибір комутаційних апаратів	05.11.2024 р.	
4	Вибір контрольно-вимірювальної апаратури і релейного захист	05.11.2024 р.	
5	Розрахунок заземлення і блискавкозахисту	12.11.2024 р.	
6	Оформлення магістерської роботи.	19.11.2024 р.	

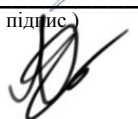
Керівник



(підпис)

Пальчиков О.О.
(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання



(підпис)

Лисицин А.А.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У кваліфікаційній роботі розглянута комплексна проблема оптимізації електрообладнання вузлової підстанції з трьома рівнями напруг 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ. Зазначена проблема вирішується за допомогою дворівневого методу оптимізації комплектації трансформаторами підстанції. На основі аналізу існуючих прототипів та відповідно до завдання розроблена головна схема електричних з'єднань підстанції.

Розраховані трифазні короткі замикання в головній схемі підстанції. За стандартною методикою обрані шини, кабелі і лінії електропередач, а також систему ізоляторів. Обрано необхідну комутаційну апаратуру. Обґрунтовано обрана контрольно-вимірювальна апаратура. Розроблені системи релейного захисту і автоматизації підстанції. Передбачено захист електрообладнання підстанції за допомогою запобіжників і обмежувачів перенапруги. Розраховано заземлення і блискавкозахист.

Кваліфікаційна робота складається з 101 сторінок і включає 22 рисунків, 26 таблиць. Під час виконання роботи використано наступне програмне забезпечення Mathcad, AutoCad.

Ключові слова: вузлова підстанція, дворівневий метод оптимізації, головна схема електричних з'єднань, трансформатори, трифазні короткі замикання, комутаційна і контрольно-вимірювальна апаратура, система релейного захисту.

ABSTRACT

In the qualification work, the complex problem of optimizing the electrical equipment of a nodal substation with three voltage levels of 110 kV, 35 kV, and 10 kV has been considered. The specified problem has been solved by means of a two-level method of optimization of substation transformers. Based on the analysis of existing prototypes and in accordance with the task, the main scheme of electrical connections of the substation has been developed.

Three-phase short circuits in the main circuit of the substation have been calculated. Tires, cables and power lines, as well as a system of insulators, have been selected according to the standard method. The necessary switching equipment has been selected. The control and measuring equipment has been well-chosen. Relay protection and substation automation systems have been developed. The electrical equipment of the substation has been protected by means of fuses and overvoltage limiters. Earthing and lightning protection have been calculated.

The qualification work consists of 101 pages and includes 22 figures, 26 tables. During the execution of the work the following software Mathcad, AutoCad have been used.

Keywords: nodal substation, two-level method of optimization, main scheme of electrical connections, transformers, three-phase short circuits, switching, control and measuring equipments, relay protection system.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	9
1.1. Вибір схеми і основних параметрів електропостачання вузлової підстанції	9
1.2. Побудова графіків навантажень споживачів	11
1.3. Вибір варіантів силових трансформаторів на підстанції споживачів .	18
1.4. Техніко-економічне порівняння варіантів трансформаторів	21
1.5. Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції	28
Висновки до розділу 1	29
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	30
2.1. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 110 кВ	30
2.2. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 35 кВ	35
2.3. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ.....	37
Висновки до розділу 2	40
РОЗДІЛ 3. ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН, КОМУТАЦІЙНОЇ ТА ВИМІРЮВАЛЬНОЇ АПАРАТУРИ	41
3.1. Вибір збірних шин	41
3.2. Вибір ізоляторів	54
3.3. Вибір високовольтних вимикачів і роз'єднувачів	56
3.4. Вибір трансформаторів струму і трансформаторів напруги	62
Висновки до розділу 3	72
РОЗДІЛ 4. ДОДАТКОВІ ПИТАННЯ РОЗРОБКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	73
4.1. Вибір запобіжників і обмежувачів перенапруги	73
4.2. Вибір релейного захисту	75
4.3. Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	80
4.4. Вибір конструкцій розподільчих пристроїв	83
Висновки до розділу 4	85

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ	87
5.1. Основні положення	87
5.2. Заземлення підстанції	92
5.3. Блискавкозахист підстанції	96
Висновки до розділу 5	97
ВИСНОВКИ	99
ЛІТЕРАТУРА	100

ВСТУП

У зв'язку з інтенсифікацією виробництва, збільшенням використання енергії та застосування різних потужних електропобутових приладів стає важливою задачею подальший розвиток електропостачання споживачів. Старіння обладнання підстанцій та електричних мереж являються серйозною проблемою в енергетиці. Понад 60 % обладнання експлуатується понад 15 років, зокрема понад 40 % понад 25 років. Термін служби частини електричних мереж перевищує 30 років. Разом з тим висувуються вимоги до економічності розподілення електроенергії та оптимального науково обґрунтованого вибору електрообладнання підстанцій. Заміна і введення в експлуатацію нових енергетичних об'єктів вимагають проектування систем електрообладнання з оптимальними параметрами, які повинні відповідати актуальним вимогам.

Актуальність теми. Вибір трансформаторів для комплектації підстанції є класичною проблемою енергетики, а тому тема «Оптимізація електрообладнання вузлової підстанції 110/35/10 кВ» є важливою і актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Кваліфікаційна робота магістра входить в комплекс науково-дослідних робіт в області енергоресурсозбереження. Зазначені роботи виконуються відповідно до Закону України «Про енергозбереження». Робота відповідає тематичним планом науково-дослідних робіт Міністерства освіти і науки України за науковим напрямком «екологічно чиста енергетика та ресурсозберігаюча технологія» та безпосередньо розробкам кафедри суднових електроенергетичних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова.

Мета і задачі дослідження. Робота направлена на оптимізацію компанування силовими трансформаторами вузлової підстанції 110/35/10 кВ з врахуванням добових і річних графіків навантажень та обґрунтований вибір комутаційної, розподільчої, захисної та вимірювальної апаратури.

Для досягнення зазначеної мети були поставлені такі конкретні завдання:

- аналіз головних схем аналогічних підстанцій;
- побудова добових і річних графіків навантажень обмоток напруги 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ підстанції;

- техніко-економічна оптимізація комплектації трансформаторами підстанції;
- розробка головної схеми підстанції;
- розробка елементної бази обраного варіанту головної схеми.

Об'єкт дослідження. Обладнання трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ

Предмет дослідження. Оптимізація комплектації трансформаторами вузлової підстанції.

Методи дослідження. При вирішенні задачі, поставленої в магістерській кваліфікаційній роботі, використовувалися основні положення теорії топології головної схеми вузлової підстанції, а також теорії однокритеріальної оптимізації.

Наукова новизна одержаних результатів. Запропоновано дворівневий спосіб оптимального обрання трансформаторів, який складається з стандартної оцінки за потужністю та загального групового критерію окупності.

Практичне значення одержаних результатів. Показано спосіб згортки наступних критеріїв: капіталовкладення, виручки від реалізації електроенергії, яка проходить, втрат потужності, обслуговування, податки і збори – до одного інтегрального критерію, який може бути загалом доповнений іншими простими критеріями.

Особистий внесок магістранта. Всі результати і висновки, що становлять основний зміст роботи магістрант отримав особисто.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні результати доповідалися на кафедрі суднових електроенергетичних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова.

РОЗДІЛ 1. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Вибір схеми і основних параметрів електропостачання вузлової підстанції

Понижувальна підстанція служить для перетворення та розподілення електроенергії. Оскільки серед числа споживачів електроенергії підстанції є споживачі I та II категорії, то в ланцюгах підстанції необхідно встановлювати два трансформатори.

Розподільні пристрої представляють собою електроустановку, що служить для прийому і розподілу електроенергії, яка містить комутаційну апаратуру, збірні шини, вимірювальні прилади, пристрій захисту і автоматики. Застосовувані на цій підстанції пристрої автоматичного введення резерву живлення і автоматичного повторного включення служать для подачі напруги на ділянки мережі, що аварійно відключаються. Автоматичне введення резерву живлення застосовується для введення резервних трансформаторів замість релейного захисту, що автоматично відключаються в результаті дії. Схема підстанції зазвичай виконується так, що кожен трансформатор підключається до відповідної секції шин. У нормальному режимі секційний вимикач вимкнено. У такій схемі при аварійному відключенні одного із трансформаторів електропостачання споживачів зберігається завдяки автоматичному вимиканню секційного вимикача пристроєм автоматичного введення резерву живлення.

Автоматичне повторне включення — це пристрій, який повторно автоматично включає лінію, що відключилася від дії захисту. Устрій автоматичного повторного включення запобігає тривалій перерві у подачі електроенергії.

Понижувальна підстанція живиться від генераторів гідроелектростанції G1-G4:

$$P_{\text{ном}} = 80 \text{ МВт};$$

$$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}.$$

Підстанція отримує живлення від системи С2:

$$S_{\text{кз}} = 3000 \text{ МВА};$$

Таблиця 1.1 Навантаження споживачів за категоріями

Максимальне навантаження $P_{\max}$ при $\cos\varphi = 0,8$, МВт	Число ліній, що відходять		Навантаження споживачів за категоріями, %		
	10 кВ	35 кВ	I	II	III
40	11	6	40	20	40

Таблиця 1.2 Добове навантаження споживачів зимою і літом

Час доби, год	Активне навантаження, %			
	Споживачі, що підключені до РУ НН		Споживачі, що підключені до РУ СН	
	зима	літо	зима	літо
0...6	40	30	70	60
6...12	100	70	100	80
12...18	90	80	80	70
18...24	70	40	90	50

1.2. Побудова графіків навантажень споживачів

За добовими графіками у відносних одиницях ($S/S_{\max}$) та максимального навантаження на шинах зниженої напруги ($S_{\max}$) будуються зимовий та літній добові графіки на шинах напруг ВН, СН і НН.

Задається розподіл навантаження між СН та НН – 40/60.

Потужність, споживана обмоткою середньої та нижчої напруги:

$$P_{\text{СН}} = \frac{P_{\max}}{100} \cdot 40 = 40 \cdot 0,4 = 16 \text{ МВт};$$

$$S_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{16}{0,8} = 20 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{НН}} = \frac{P_{\max}}{100} \cdot 60 = 40 \cdot 0,6 = 24 \text{ МВт};$$

$$S_{\text{НН}} = \frac{P_{\text{НН}}}{\cos\varphi} = \frac{24}{0,8} = 30 \text{ МВт}.$$

Дані для побудови добових графіків навантажень наведено у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 Добове навантаження споживачів зимою і літом для обмоток ВН-СН-НН

$S_{\max}$, МВА	Обмотка ВН		Обмотка СН		Обмотка НН	
	40		16		24	
Час доби, год	зима	літо	зима	літо	зима	літо
0...6	20,8	16,8	11,2	9,6	9,6	7,2
6...12	40	29,6	16	12,8	24	16,8
12...18	34,4	30,4	12,8	11,2	21,6	19,2
18...24	31,2	17,6	14,4	8	16,8	9,6

Добовий графік навантаження споживачів зимою і літом для обмоток ВН-СН-НН представлені на рис. 1.2...1.4 відповідно.

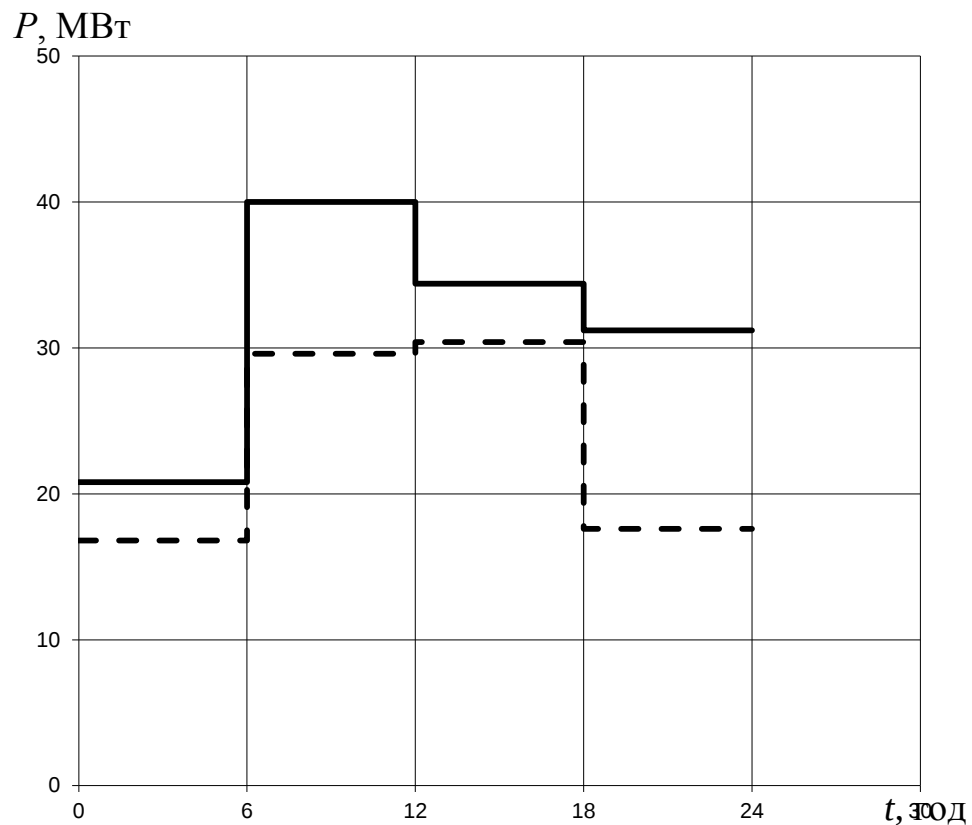


Рис. 1.2. Добовий графік навантаження споживачів зимою і літом для обмотки ВН зима (—), літо (- - -).

За добовими графіками обчислюємо коефіцієнти навантаження.

Для обмотки 110 кВ (зима)

$$k_n = \frac{W_{\text{доб}}}{24 \cdot P_{\max}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\max}} = \frac{31,69}{40} = 0,79,$$

де

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + P_4}{4} = \frac{40 + 34,4 + 31,2 + 20,8}{4} = 31,69 \text{ МВт.}$$

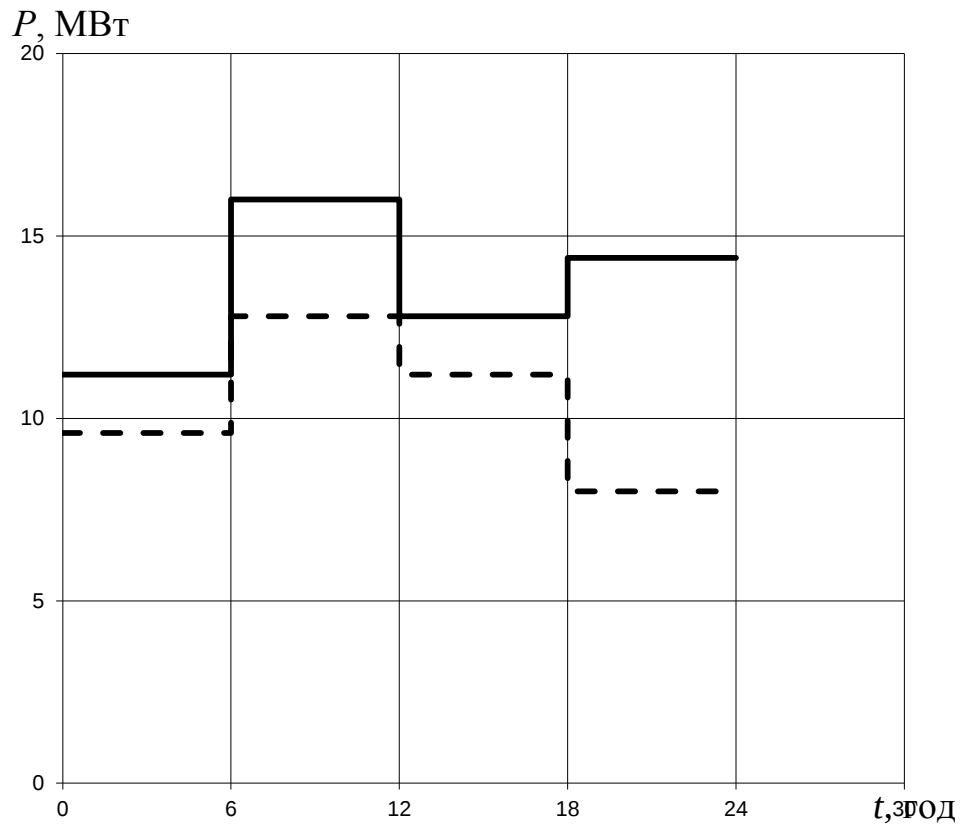


Рис. 1.3. Добовий графік навантаження споживачів зимою і літом для обмотки СН
зима (—), літо (- - -).

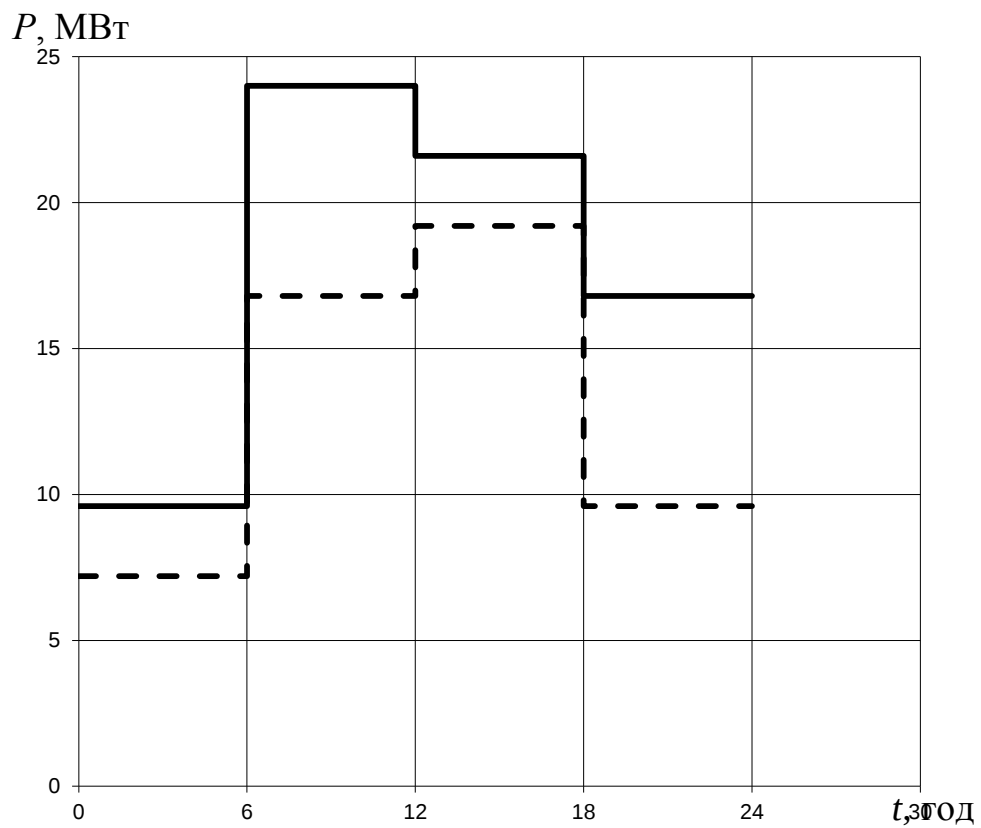


Рис. 1.4. Добовий графік навантаження споживачів зимою і літом для обмотки НН
зима (—), літо (- - -).

Для обмотки 35 кВ (зима)

$$k_{\text{н}} = \frac{13,6}{16} = 0,85,$$

де

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + P_4}{4} = \frac{11,2 + 16 + 12,8 + 14,4}{4} = 13,6 \text{ МВт.}$$

Для обмотки 10 кВ (зима)

$$k_{\text{н}} = \frac{18}{24} = 0,75,$$

де

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + P_4}{4} = \frac{9,6 + 24 + 21,6 + 16,8}{4} = 18 \text{ МВт.}$$

За добовими графіками навантажень споживачів у зимовий та літній періоди збудуємо річні графіки тривалості навантажень для кожної обмотки трансформатора. Тривалість зимового періоду приймаємо 213 діб, літнього – 152 доби, відповідно 5112 годин зимою і 3648 годин літом.

Річний графік навантаження споживачів зимою і літом для обмоток ВН-СН-НН представлені на рис. 1.5...1.7 відповідно.

Середні навантаження (літо):

для обмотки 110 кВ – $P_{\text{ср}} = 23,6 \text{ МВт}$;

для обмотки 35 кВ – $P_{\text{ср}} = 10,4 \text{ МВт}$;

для обмотки 10 кВ – $P_{\text{ср}} = 13,2 \text{ МВт}$.

За річними графіками обчислюємо для обмотки 110 кВ:

- кількість електроенергії, що споживається проектованою підстанцією протягом року

$$\begin{aligned} W_{\text{річ}} &= \sum P_i \cdot T_i = 1278 \cdot 40 + 1278 \cdot 34,4 + 1278 \cdot 31,2 + 912 \cdot 30,4 + \\ &\quad + 912 \cdot 29,6 + 1278 \cdot 20,8 + 912 \cdot 17,6 + 912 \cdot 16,8 = \\ &= 51120 + 43963,2 + 39873,6 + 27724,8 + 26995,2 + 26582,4 + 16051,2 + \\ &\quad + 15321,6 = 247632 \text{ МВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

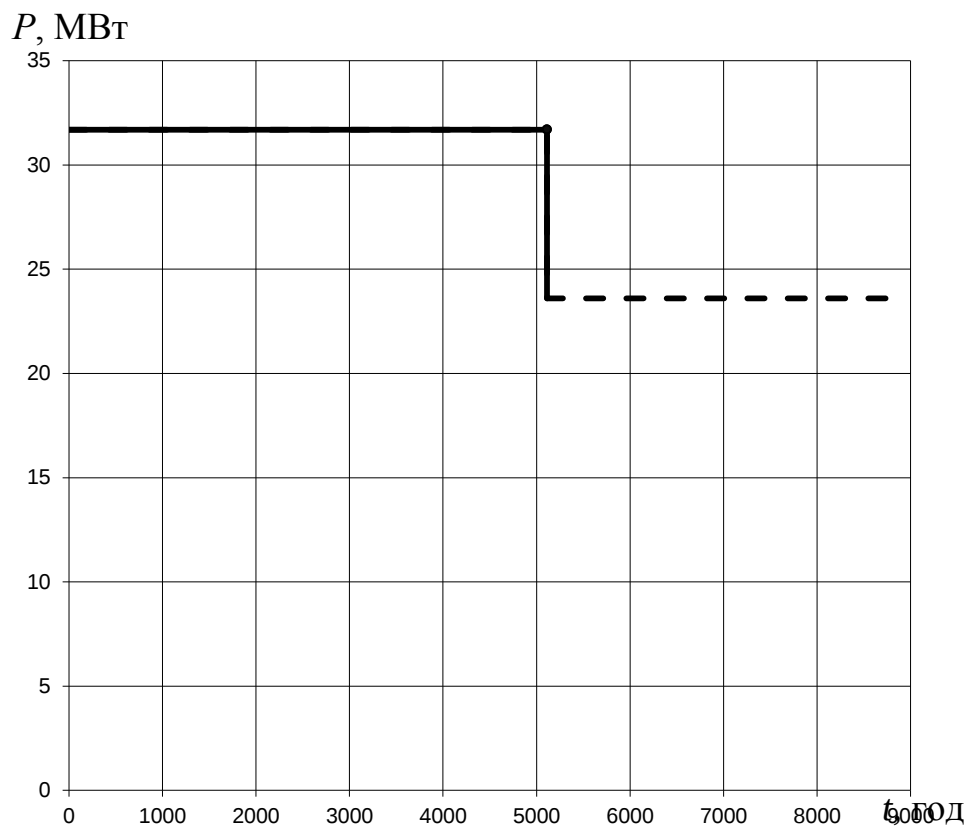


Рис. 1.5. Річний графік навантаження споживачів зимою і літом для обмотки ВН:
зима 5112 годин (—), літо 3648 годин (- - -).

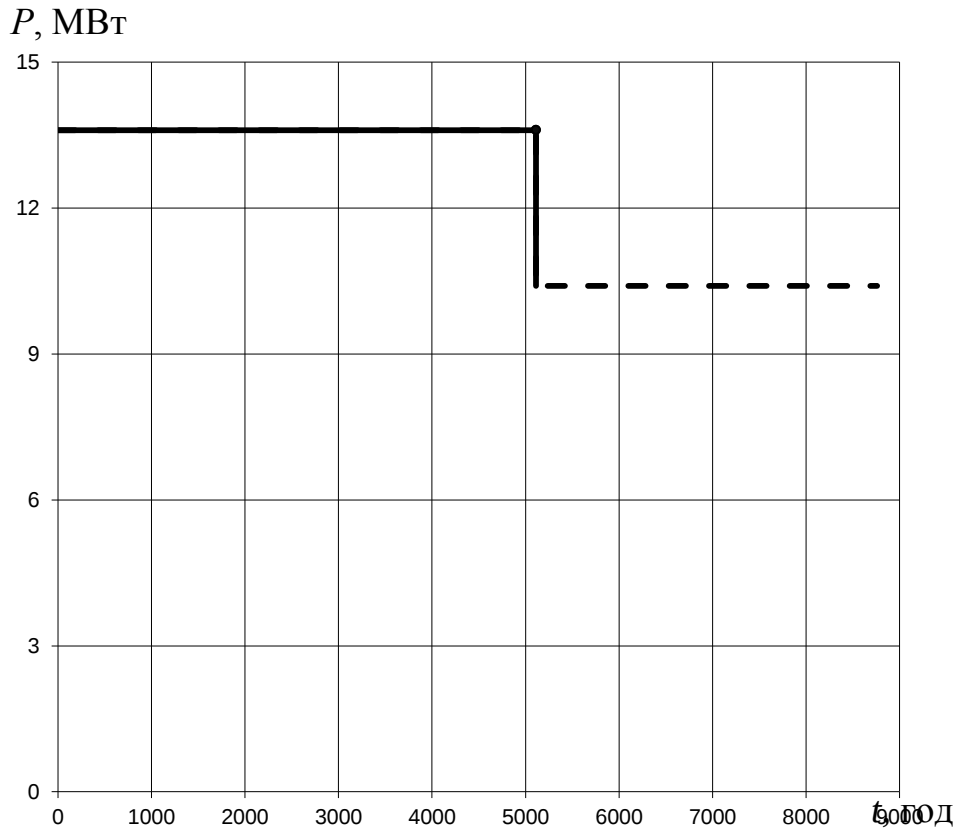


Рис. 1.6. Річний графік навантаження споживачів зимою і літом для обмотки СН:
зима 5112 годин (—), літо 3648 годин (- - -).

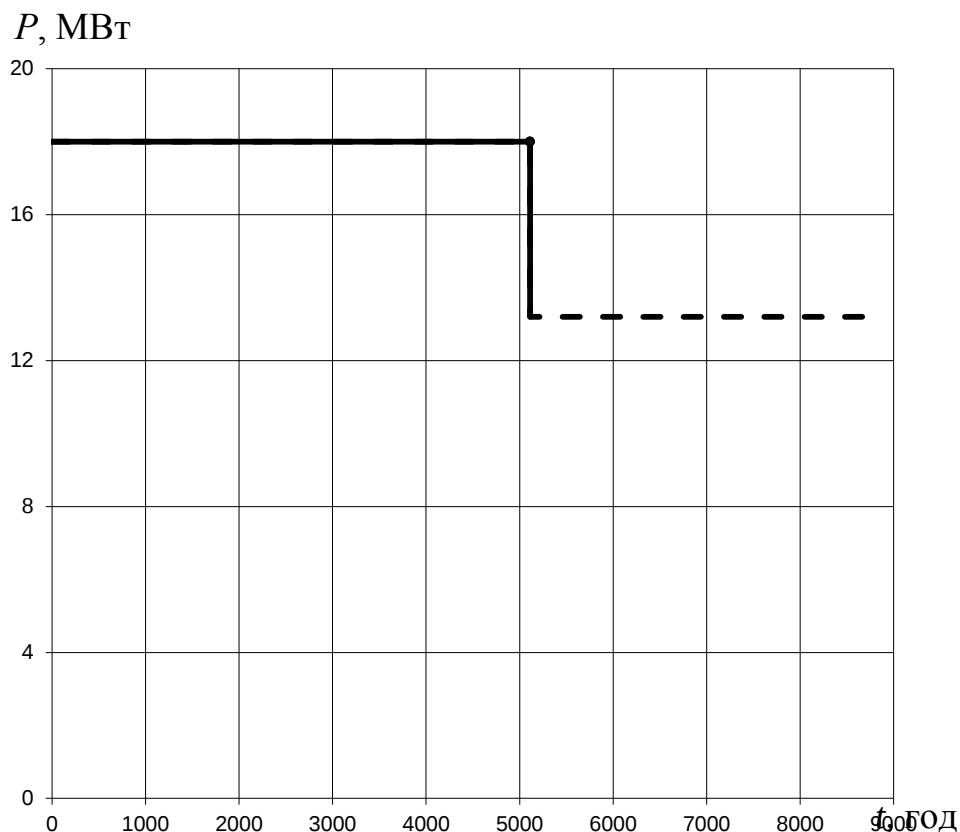


Рис. 1.7. Річний графік навантаження споживачів зимою і літом для обмотки НН:
зима 5112 годин (—), літо 3648 годин (- - -).

- середньорічне навантаження

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{річ}}}{8760} = \frac{247632}{8760} = 28,27 \text{ МВт},$$

- коефіцієнт навантаження

$$k_{\text{н}} = \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}} \cdot 8760} = \frac{247632}{40 \cdot 8760} = 0,706;$$

- тривалість використання максимального навантаження

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}}} = \frac{247632}{40} = 6190,8 \text{ год};$$

- час втрат для кожної напруги обмотки 110 кВ

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6190,8}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4836,99 \text{ год}.$$

За річними графіками обчислюємо для обмотки 35 кВ:

- кількість електроенергії, що споживається проектованою підстанцією протягом року

$$W_{\text{рік}} = \sum P_i \cdot T_i = 108092,4 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

- середньорічне навантаження

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_{\text{рік}}}{8760} = \frac{108092,4}{8760} = 12,33 \text{ МВт};$$

- коефіцієнт навантаження

$$k_{\text{н}} = \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}} \cdot 8760} = \frac{108092,4}{40 \cdot 8760} = 0,308;$$

- тривалість використання максимального навантаження

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}}} = \frac{108092,4}{40} = 2702,31 \text{ год};$$

- час втрат для кожної напруги обмотки 35 кВ

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{2702,31}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1361,46 \text{ год}.$$

За річними графіками обчислюємо для обмотки 10 кВ:

- кількість електроенергії, що споживається проектованою підстанцією протягом року

$$W_{\text{рік}} = \sum P_i \cdot T_i = 140169,6 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

- середньорічне навантаження

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_{\text{рік}}}{8760} = \frac{140169,6}{8760} = 16 \text{ МВт};$$

- коефіцієнт навантаження

$$k_{\text{н}} = \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}} \cdot 8760} = \frac{140169,6}{40 \cdot 8760} = 0,4;$$

- тривалість використання максимального навантаження

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}}} = \frac{140169,6}{40} = 3504,24 \text{ год};$$

- час втрат для кожної напруги обмотки 10 кВ

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3504,24}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1971,68 \text{ год}.$$

1.3. Вибір варіантів силових трансформаторів на підстанції споживачів

Серед споживачів підстанції є споживачі I і II категорій, тому передбачаємо встановлення двох трансформаторів. Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції вибирається виходячи з техніко-економічного порівняння двох варіантів потужності.

Для першого варіанта потужність трансформатора розраховується за формулою

$$S_{T,1} = \frac{S_{\max} \cdot K_{I-II}}{K_{ав}} = \frac{50 \cdot (40 + 20)/100}{1,4} = 21,42 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де $S_{\max}$ – максимальне навантаження підстанції, вибирається для найбільш навантаженим режиму зимою $P_{\max} = 40 \text{ МВт}$,

$$S_{\max} = P_{\max} / \cos\varphi = 40 / 0,8 = 50 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

K_{I-II} – коефіцієнт участі споживачів I і II категорій;

$K_{ав}$ – прийнятий коефіцієнт допустимого аварійного навантаження, аварійне тривале перевантаження силових масляних трансформаторів із системами охолодження М, Д, ДЦ та Ц допускається на 40 % ($K_{ав} = 1,4$) протягом не більше 5 діб на час максимуму навантаження загальною тривалістю не більше 6 годин на добу.

З ряду стандартних трансформаторів вибираємо у першому випадку: два трансформатори ТДТН-25000/110; у другому: два трансформатори ТДТН-40000/110; у третьому: два трансформатори ТДТН-63000/110.

Розрахуємо річні втрати у трансформаторах ТДТН-25000/110:

$$1,4 \cdot S_{нт} \geq S_{\max} = > 1,4 \cdot 25 \geq 50 = 35 \leq 50 \text{ МВА}.$$

Перевірку не пройшов.

Розрахуємо річні втрати у трансформаторах ТДТН-40000/110:

$$1,4 \cdot 40 \geq 50 = 56 \geq 50 \text{ МВА}.$$

Перевірку пройшов.

Розрахуємо річні втрати у трансформаторах ТДТН-63000/110:

$$1,4 \cdot 63 \geq 50 = 88,2 \geq 50 \text{ МВА}.$$

Перевірку пройшов.

Вибираємо два трансформатори потужністю ТДТН-40000/110 і ТДТН-63000/110.

Технічні дані обраних трансформаторів наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 Технічні дані обраних трансформаторів

Показник		ТДТН-40000/110	ТДТН-63000/110
Номінальна потужність трансформаторів $S_{\text{ном}}$, МВА		40	63
Номінальна напруга обмоток, кВ	ВН, $U_{\text{ВН}}$	115	115
	СН, $U_{\text{СН}}$	38,5	38,5
	НН, $U_{\text{НН}}$	11	11
Напруга короткого замикання обмоток, %	ВН – СН, $U_{\text{КЗВН-СН}}$	10,5	10,5
	ВН – НН, $U_{\text{КЗВН-НН}}$	17	17
	СН – НН, $U_{\text{КЗСН-НН}}$	6	6,5
Струм неробочого руху $I_{\text{НР\%}}$, %		0,6	0,8
Активні втрати неробочого руху $\Delta P_{\text{НР}}$, кВт		43	56
Активні втрати короткого замикання $\Delta P_{\text{КЗВН-НН}}$, кВт		200	290

Приведені втрати неробочого руху трансформатора ТДТН-40000/110

$$P'_{\text{НР}} = \Delta P_{\text{НР}} + K_{\text{ек}} \cdot \Delta Q_{\text{НР}} = 43 + 0,08 \cdot 240 = 62,2 \text{ кВт},$$

де $K_{\text{ек}}$ – економічний еквівалент для переведення квар в кВт (для трансформаторів у районних мережах 35...110 кВ, $K_{\text{ав}} = 0,08$);

$\Delta Q_{\text{НР}}$ – реактивні втрати неробочого руху трансформатора,

$$\Delta Q_{\text{НР}} = \frac{I_{\text{НР\%}}}{100} \cdot S_{\text{ном}} = \frac{0,6}{100} \cdot 40 = 0,24 \text{ МВАр}.$$

Приведені втрати короткого замикання трансформатора

$$P'_{\text{КЗ}} = \Delta P_{\text{КЗ}} + K_{\text{ек}} \cdot \Delta Q_{\text{КЗ}}, \text{ кВт}.$$

У каталозі дана одна величина $\Delta P_{\text{КЗВН-НН}}$, то втрати короткого замикання кожної обмотки однакові і становлять

$$\Delta P_{K3} = 0,5 \cdot \Delta P_{K3BH-HH}, \text{ кВт.}$$

Реактивні втрати короткого замикання трансформатора ТДТН-40000/110

$$\Delta Q_{K3} = \frac{U_{K3\%}}{100} \cdot S_{\text{ном}},$$

$$\text{де } U_{K3B\%} = \frac{1}{2}(U_{K3\%BH-CH} + U_{K3\%BH-HH} - U_{K3\%CH-HH}) = \frac{1}{2}(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%,$$

$$U_{K3C\%} = \frac{1}{2}(U_{K3\%BH-CH} - U_{K3\%BH-HH} + U_{K3\%CH-HH}) = \frac{1}{2}(10,5 - 17 + 6) = -0,25\%,$$

$$U_{K3H\%} = \frac{1}{2}(-U_{K3\%BH-CH} + U_{K3\%BH-HH} + U_{K3\%CH-HH}) = \frac{1}{2}(-10,5 + 17 + 6) = 6,25\%;$$

$$\Delta Q_{K3BH} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{K3CH} = \frac{-0,25}{100} \cdot 40000 \cdot 0,5 = -50 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{K3HH} = \frac{6,25}{100} \cdot 40000 \cdot 0,5 = 1250 \text{ кВАр.}$$

У трьохобмоткових трансформаторах річні втрати визначаються за такою формулою (при $S_{\text{ном},BH} = S_{\text{ном},CH} = S_{\text{ном},HH}$)

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1, \text{річ}} &= n \cdot P'_{\text{HP}} \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{n} \cdot \left(P'_{K3BH} \cdot \frac{S_{\text{max BH}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot \tau_{BH} + P'_{K3CH} \cdot \frac{S_{\text{max CH}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot \tau_{CH} + P'_{K3HH} \cdot \frac{S_{\text{max HH}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot \tau_{HH} \right) = \\ &= 2 \cdot 0,0622 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot \left(0,544 \cdot \frac{50^2}{40^2} \cdot 4836,99 + 0,192 \cdot \frac{25^2}{40^2} \cdot 1361,46 + 0,400 \cdot \frac{25^2}{40^2} \cdot 1971,68 \right) = \\ &= 3350,701 \text{ МВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

Приведені втрати неробочого руху трансформатора ТДТН-63000/110:

$$P'_{\text{HP}} = \Delta P_{\text{HP}} + K_{\text{ек}} \cdot \Delta Q_{\text{HP}} = 56 + 0,08 \cdot 441 = 91,28 \text{ кВт},$$

де $K_{\text{ек}}$ – економічний еквівалент для переведення квар в кВт (для трансформаторів у районних мережах 35...110 кВ, $K_{\text{ав}} = 0,08$);

ΔQ_{HP} – реактивні втрати неробочого руху трансформатора,

$$\Delta Q_{HP} = \frac{I_{HP\%}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,8}{100} \cdot 63 = 0,441 \text{ МВАр.}$$

Приведені втрати короткого замикання трансформатора

$$P'_{K3} = \Delta P_{K3} + K_{ек} \cdot \Delta Q_{K3}, \text{ кВт.}$$

У каталозі дана одна величина $\Delta P_{K3BH-HH}$, то втрати короткого замикання кожної обмотки однакові і становлять

$$\Delta P_{K3} = 0,5 \cdot \Delta P_{K3BH-HH}, \text{ кВт.}$$

Реактивні втрати короткого замикання трансформатора

$$\Delta Q_{K3} = \frac{U_{K3\%}}{100} \cdot S_{ном},$$

$$\text{де } U_{K3B\%} = \frac{1}{2}(U_{K3\%BH-CH} + U_{K3\%BH-HH} - U_{K3\%CH-HH}) = \frac{1}{2}(10,5 + 17 - 6,5) = 10,5\%,$$

$$U_{K3C\%} = \frac{1}{2}(U_{K3\%BH-CH} - U_{K3\%BH-HH} + U_{K3\%CH-HH}) = \frac{1}{2}(10,5 - 17 + 6,5) = 0\%,$$

$$U_{K3H\%} = \frac{1}{2}(-U_{K3\%BH-CH} + U_{K3\%BH-HH} + U_{K3\%CH-HH}) = \frac{1}{2}(17 - 10,5 + 6) = 6,5\%;$$

$$\Delta Q_{K3BH} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{K3CH} = \frac{0}{100} \cdot 63000 \cdot 0,5 = 0 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{K3HH} = \frac{6,5}{100} \cdot 63000 \cdot 0,5 = 2047,5 \text{ кВАр.}$$

У трьохобмоткових трансформаторах річні втрати визначаються за такою формулою (при $S_{ном,BH} = S_{ном,CH} = S_{ном,HH}$)

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1,річ} &= n \cdot P'_{HP} \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{n} \cdot \left(P'_{K3BH} \cdot \frac{S_{\max BH}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau_{BH} + P'_{K3CH} \cdot \frac{S_{\max CH}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau_{CH} + P'_{K3HH} \cdot \frac{S_{\max HH}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau_{HH} \right) = \\ &= 2 \cdot 0,09128 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot \left(0,8192 \cdot \frac{50^2}{63^2} \cdot 4836,99 + 0,29 \cdot \frac{25^2}{63^2} \cdot 1361,46 + 0,6176 \cdot \frac{25^2}{63^2} \cdot 1971,68 \right) = \\ &= 3355 \text{ МВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

1.4..Техніко-економічне порівняння варіантів трансформаторів

Беручи до уваги, що підстанція двотрансформаторна, то загальні капіталовкладення знайдемо помноживши вартість трансформатора на 2:

$$K_{T1} = 15660 \cdot 2 = 31310 \text{ тис.грн.};$$

$$K_{T2} = 22800 \cdot 2 = 45600 \text{ тис.грн.}$$

Капіталовкладення поділяємо на три перші роки, при цьому вважаємо, що в перший рік побудовано на суму 40 % від усіх капіталовкладень, у другий – 30 % і у третій – 30 %.

Виручку R підраховуємо за формулою

$$R = W \cdot I \cdot C_e, \text{ тис. грн.},$$

де W – кількість електроенергії, передана через підстанцію за рік, МВт·год/рік;

I – індекс до вартості обсягу електроенергії, що передається, $I = 0,3$;

C_e – тариф на електроенергію, грн./кВт·год.

Вартість втрат за рік $V_{втр}$ визначаються згідно виразу

$$V_{втр} = \Delta W \cdot C_e, \text{ тис. грн.},$$

де ΔW – кількість втрат електроенергії за рік, МВт.

Витрати на обслуговування $V_{обсл}$ становлять

$$V_{обсл} = 0,06 \cdot K_T, \text{ тис. грн.}$$

Податки і збори

$$V_{под} = 0,4 \cdot П_{вал}, \text{ тис. грн.}$$

де $П_{вал}$ – валовий прибуток від реалізації,

$$П_{вал} = R - V_{втр} - V_{обсл}, \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток

$$П = П_{вал} - V_{под}, \text{ тис. грн.}$$

Питома собівартість

$$S_{пит} = \frac{V_{втр} + V_{обсл} + V_{под}}{(W - \Delta W) \cdot C_e}, \text{ грн./кВт·год.}$$

Чистий прибуток без дисконтування

$$ЧП = R - K_T - V_{втр} - V_{обсл} - V_{под}, \text{ тис. грн.}$$

Чистий дисконтований прибуток (ЧДП) розраховується за формулою

$$\text{ЧДП} = \text{ЧП} \cdot \alpha_t, \text{ тис. грн.}$$

де α_t – коефіцієнт дисконтування при нормі дисконту $E = 0,1$ і номеру кроку розрахунку t ,

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t}.$$

Чистий дисконтований прибуток нарастаючим підсумком

$$\text{ЧДП}_{\text{нп}(t)} = \text{ЧДП}_{\text{нп}(t-1)} + \text{ЧДП}_{(t)}, \text{ тис. грн.}$$

Розрахунки всіх величин варіантів трансформаторів зведені в табл. 1.5 і 1.6 відповідно для варіантів з трансформаторами Т1 і Т2.

Таблиця 1.5 Розрахунок техніко-економічних показників трансформатора ТДТН-40000/110

Показники	Роки					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Виручка від реалізації R , тис.грн.	-	–	–	159700	163400	167200
Капіталовкладення K , тис.грн.	12520	9394	9394	–	–	–
Тариф на електроенергію C_e , грн./кВт·год.	2	2,05	2,1	2,15	2,2	2,25
Питома собівартість $S_{\text{пит}}$, грн/ кВт·год	–	–	–	0,132	0,132	0,132
Вартість втрат $B_{\text{втр}}$, тис.грн.	–	–	–	7204	7372	7539
Витрати на обслуговування $B_{\text{обсл}}$, тис.грн.	–	–	–	1879	1879	1879
Валовий прибуток $B_{\text{вал}}$, тис.грн.	–	–	–	150600	154100	157800
Податки і збори, тис.грн.	–	–	–	60250	61660	63110
Чистий прибуток Π , тис.грн.	–	–	–	90370	92490	94670
Чистий прибуток ЧП без дисконтування, тис.грн.	-12520	-9394	-9394	59060	61180	63360
Коефіцієнт дисконтування	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83
Чистий дисконтований прибуток ЧДП, тис.грн.	-16660	-11370	-10330	59060	55670	52590
Чистий дисконтований прибуток нарастаючим підсумком $\text{ЧДП}_{\text{нп}(t)}$	-16660	-28030	-38360	20700	76370	129000
Рентабельність, %	0	0	0	39,46	39,47	39,49

Продовження табл. 1.5

Показники	Роки					
	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Виручка від реалізації R , тис.грн.	170900	174600	178300	182000	185700	189400
Капіталовкладення K , тис.грн.	—	—	—	—	—	—
Тариф на електроенергію C_e , грн./кВт·год.	2,3	2,35	2,4	2,45	2,5	2,55
Питома собівартість $S_{\text{пит}}$, грн/ кВт·год	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Вартість втрат $B_{\text{втр}}$, тис.грн.	7707	7874	8042	8209	8377	8544
Витрати на обслуговування $B_{\text{обсл}}$, тис.грн.	1879	1879	1879	1879	1879	1879
Валовий прибуток $B_{\text{вал}}$, тис.грн.	161300	164800	168400	171900	175400	179000
Податки і збори, тис.грн.	64540	65940	67350	68760	70180	71590
Чистий прибуток Π , тис.грн.	96790	98910	101000	103100	105300	107400
Чистий прибуток ЧП без дисконтування, тис.грн.	65480	67600	69720	71840	73960	76080
Коефіцієнт дисконтування	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47
Чистий дисконтований прибуток ЧДП, тис.грн.	49110	45970	43220	40230	37720	35760
Чистий дисконтований прибуток наростаючим підсумком $\text{ЧДП}_{\text{нп}(t)}$	178100	224100	267300	307500	345200	381000
Рентабельність, %	39,50	39,52	39,53	39,54	39,55	39,56

Таблиця 1.6 Розрахунок техніко-економічних показників трансформатора
ТДТН-63000/110

Показники	Роки					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Виручка від реалізації R , тис.грн.	—	—	—	159700	163400	167200
Капіталовкладення K , тис.грн.	18240	13680	13680	—	—	—
Тариф на електроенергію C_e , грн./кВт·год.	2	2,05	2,1	2,15	2,2	2,25
Питома собівартість $S_{\text{пит}}$, грн/ кВт·год	—	—	—	0,133	0,133	0,133
Вартість втрат $B_{\text{втр}}$, тис.грн.	—	—	—	7204	7372	7539
Витрати на обслуговування $B_{\text{обсл}}$, тис.грн.	—	—	—	2736	2736	2736
Валовий прибуток $B_{\text{вал}}$, тис.грн.	—	—	—	149800	153300	156900
Податки і збори, тис.грн.	—	—	—	59900	61320	62770
Чистий прибуток Π , тис.грн.	—	—	—	86890	91980	94150
Чистий прибуток ЧП без дисконтування, тис.грн.	-18240	-13680	-13680	44260	46380	48560
Коефіцієнт дисконтування	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83
Чистий дисконтований прибуток ЧДП, тис.грн.	-24280	-16510	-15050	44260	42200	40300
Чистий дисконтований прибуток наростаючим підсумком $\text{ЧДП}_{\text{нп}(t)}$	-24280	-40790	-55840	-1168	41030	81330
Рентабельність, %	0	0	0	39,15	39,17	39,19

Продовження табл. 1.6

Показники	Роки					
	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Виручка від реалізації R , тис.грн.	170900	174600	178300	182000	185700	189400
Капіталовкладення K , тис.грн.	–	–	–	–	–	–
Тариф на електроенергію C_e , грн./кВт·год.	2,3	2,35	2,4	2,45	2,5	2,55
Питома собівартість $S_{\text{пит}}$, грн/ кВт·год	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133
Вартість втрат $V_{\text{втр}}$, тис.грн.	7707	7874	8042	8209	8377	8544
Витрати на обслуговування $V_{\text{обсл}}$, тис.грн.	2736	2736	2736	2736	2736	2736
Валовий прибуток $V_{\text{вал}}$, тис.грн.	160500	164000	167500	171100	174600	178300
Податки і збори, тис.грн.	64180	65600	67010	68420	69830	71310
Чистий прибуток Π , тис.грн.	96270	98390	100500	102600	104800	107000
Чистий прибуток ЧП без дисконтування, тис.грн.	50370	52790	54910	57030	59150	61370
Коефіцієнт дисконтування	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47
Чистий дисконтований прибуток ЧДП, тис.грн.	38010	35900	34950	31940	30170	28800
Чистий дисконтований прибуток наростаючим підсумком $\text{ЧДП}_{\text{нп}(t)}$	119300	155200	189200	221100	251300	280100
Рентабельність, %	39,21	39,23	39,25	39,27	39,29	39,30

В табл. 1.7 зведені підсумкові значення техніко-економічних показників двох трансформаторів. На рис. 1.8 наведено графіки терміну окупаємості двох варіантів трансформаторів.

Таблиця 1.7 Техніко-економічне обґрунтування варіантів електропостачання

Показник	Одиниця виміру	1 варіант	2 варіант
1. Потужність	МВ·А	40	63
2. Капіталовкладення	тис.грн.	31310	45600
3. Чистий дисконтний прибуток з наростаючим підсумком	тис.грн.	381000	280100
4. Індекс прибутковості	грн./грн.	12,169	6,143
5. Строк окупаємості	років	3,6	4,0

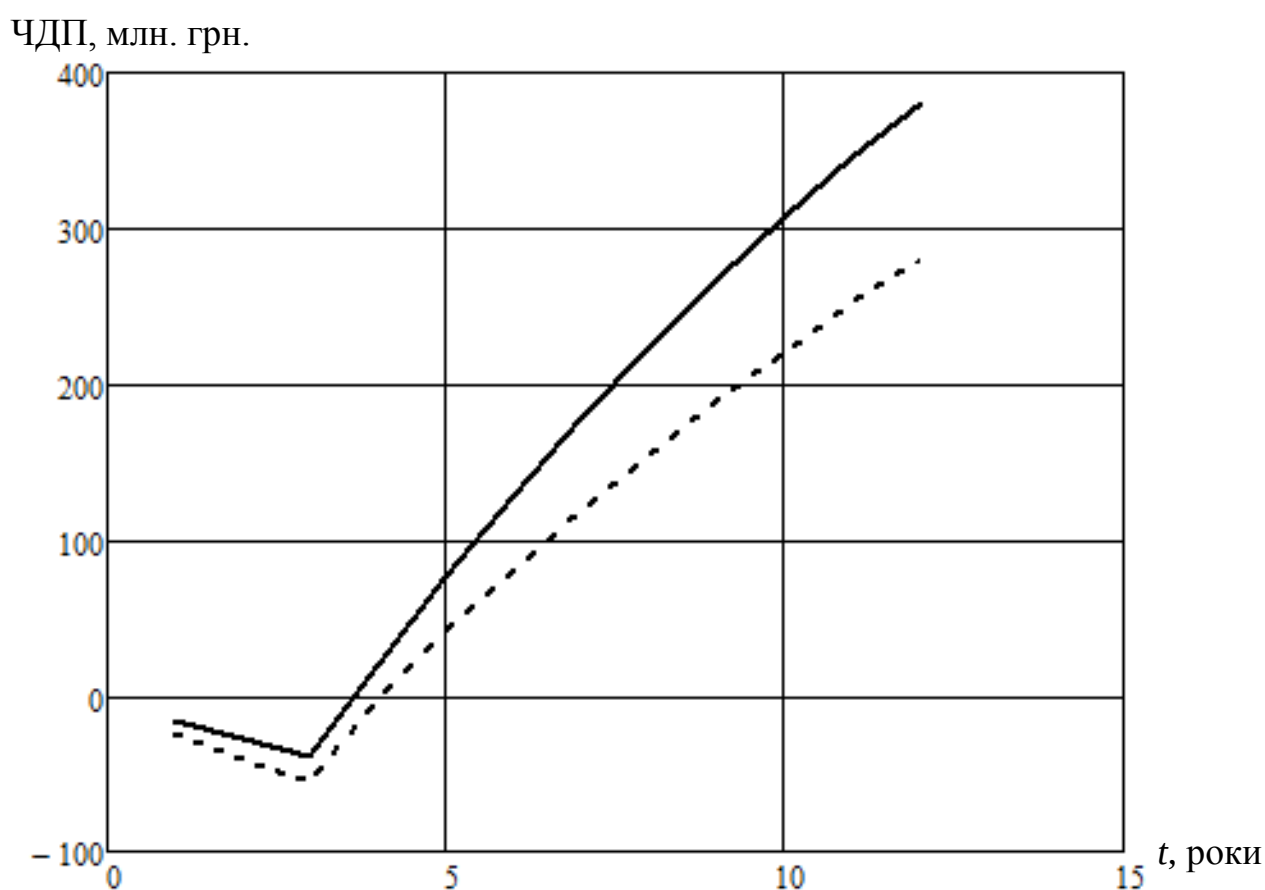


Рис. 1.8. Графіки терміну окупності двох варіантів трансформаторів ТДТН-40000/110 (—), ТДТН-63000/110 (- - -).

Економічний ефект першого варіанта вище економічного ефекту другого варіанта за аналізований період часу, тому вибирається перший варіант і приймаються до встановлення трансформатори ТДТН-40000/110.

1.5. Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції

На рис. 1.9 представлена спрощена схема електричних з'єднань підстанції.

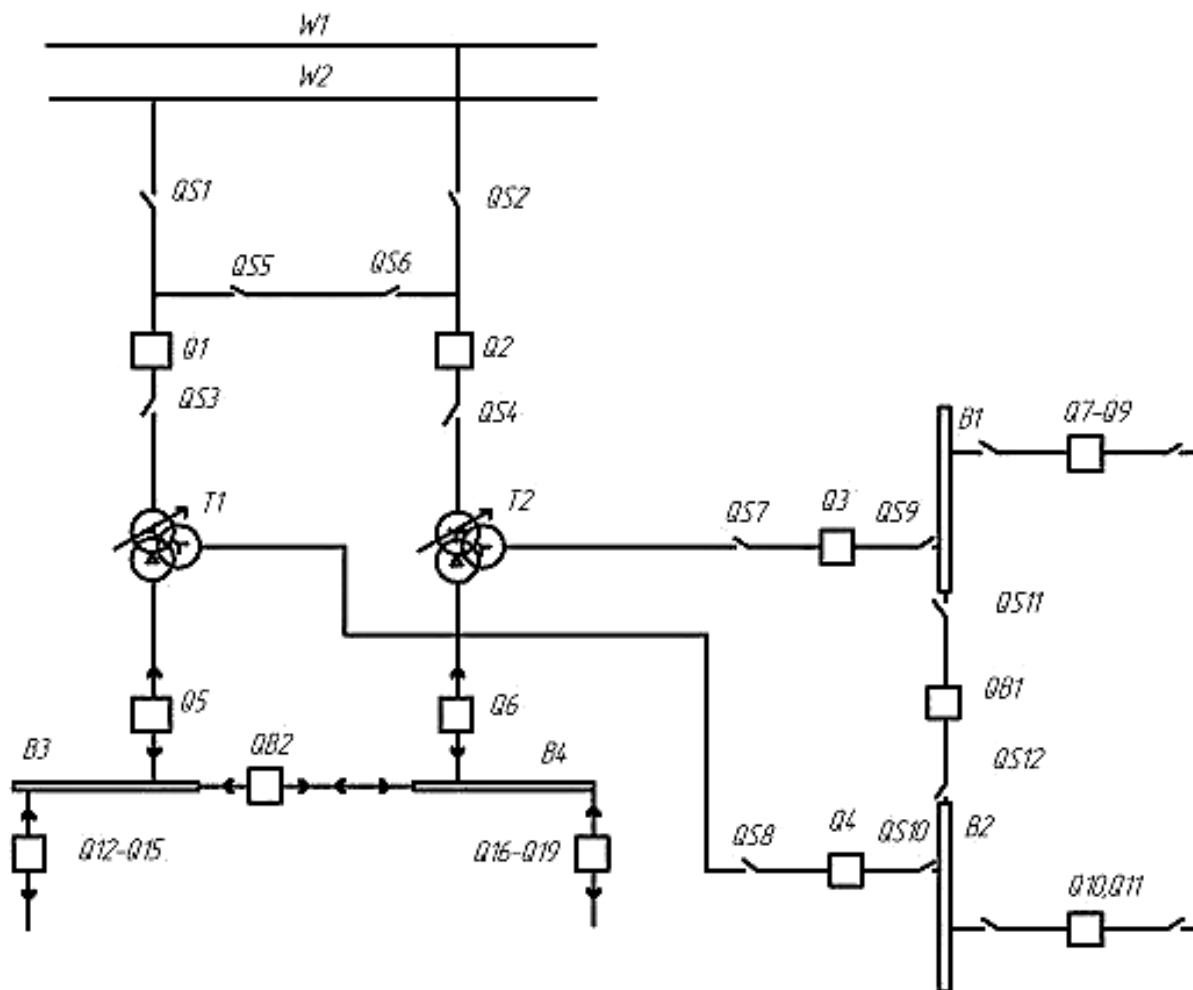


Рис. 1.9. Спрощена схема електричних з'єднань вузлової підстанції

Підстанція ПС – прохідна, тому необхідно забезпечити транзит потужності у всіх режимах роботи, отже, на стороні РУВН, виключена можливість застосування спрощеної схеми на стороні ВН з відокремлювачами та короткозамикачами. Тому на стороні РУ ВН вибираємо схему «Міст з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Вибір схеми з вимикачами базується на тому, що частка споживачів I та II категорії, із підключених до збірних шин РУНН та РУСН підстанції, становить 80 %.

На стороні ПН застосовуємо схему «Одна робоча, секційована вимикачем система шин з 12 лініями, що відходять».

На стороні СН застосовуємо схему «Одна робоча, секційована вимикачем система шин з 6 лініями, що відходять».

У нормальному режимі вимикачі QB1 та QB2 відключені, так як якщо вони будуть включені, то при короткому замиканні відключиться вся пошкоджена система шин.

Для відключення T1 достатньо вимкнути вимикачі Q2 та Q4. Потім роз'єднувачами QS5 і QS7 створюється видимий розрив ланцюга, а T2 живиться від ПЛ і W2 завдяки перемицці з вимикачем Q1.

Завдяки ремонтній перемицці можливе виведення в ремонт будь-якої ділянки з вимикачами Q1, Q2 або Q3.

Схема досить надійна, тому що струм

$$I_{\text{роб max ВН}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номТ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,94 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А.}$$

Висновки до розділу 1

1. Побудовані добові графіки споживання електроенергії споживачами з урахуванням сезонності, що підключені до проектованої підстанції, та визначені коефіцієнти навантажень. На їх основі побудовані річні графіки навантажень обмоток підстанції всіх рівнів напруги, а також розраховані середньорічне навантаження, кількість споживаної електроенергії, коефіцієнт навантаження, тривалість використання максимального навантаження, час втрат.

2. Вибір трансформаторів і розподільчих пристроїв має здійснюватися з урахуванням орієнтовного добового споживання електроенергії, бо при ігноруванні цього явища будуть обрані завищенні за проводимою потужністю перетворюючі і розподілюючі елементи головної схеми підстанції.

3. За стандартною методикою з трьох варіантів комплектації підстанції ТДТН-25000/110, ТДТН-40000/110 і ТДТН-63000/110 визначили, що лише наступні варіанти задовільняють поставленій задачі: ТДТН-40000/110 і ТДТН-63000/110.

4. Запропонований можливий шлях обрання можливого варіанта комплектації підстанції на основі економічного розрахунку, який визначає варіант комплектації за мінімальним строком окупності. Тобто це спосіб однокритеріальної оптимізації, який включає у грошовому еквіваленті наступні фактори: капіталовкладення, виручку від реалізації проходжуваної електроенергії, втрати потужності, обслуговування, податки і збори.

5. Відповідно до завдання розроблена головна схема електричних з'єднань підстанції на основі аналізу існуючих прототипів.

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

2.1. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 110 кВ

Розрахунки струмів короткого замикання здійснюються для вибору або перевірки параметрів електроустаткування, а також для вибору або перевірки установок релейного захисту та автоматики.

Основна мета розрахунку струмів короткого замикання полягає у визначення періодичної складової струму короткого замикання для найважчого режиму мережі.

Розглядається коротке замикання на шинах 110 кВ.

Для заданої схеми вузлової підстанції складемо однолінійну схему заміщення. Розрахунок параметрів проводиться у відносних одиницях (в.о.) з наближеним приведенням.

За базисні умови приймемо:

повна потужність

$$S_B = 1000 \text{ МВА};$$

напруга ступені, де розглядається коротке замикання,

$$U_B = 115 \text{ кВ};$$

базисний струм

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Вибираються генератори на гідроелектростанції:

марка генератора

$$\text{СВ-1070/145-52};$$

коефіцієнт потужності

$$\cos\varphi = 0.8;$$

повна потужність

$$S_B = 100 \text{ МВА};$$

індуктивний опір

$$x''_d = 0,22;$$

номінальна напруга

$$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ.}$$

Розраховуються параметри схеми заміщення прямої послідовності:

гідроелектростанція

$$x_1 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H \cdot n} = 0,22 \cdot \frac{1000}{100 \cdot 2} = 1,1 = x_4;$$

трансформатори Т₃₋₄

$$x_2 = x_5 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H \cdot n} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{1000}{80 \cdot 1} = 1,4;$$

$$x_3 = x_6 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H \cdot n} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{1000}{80 \cdot 1} = 0,906;$$

лінія W₅

$$x_7 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{БСТ}}^2 \cdot n} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2 \cdot 2} = 0,907,$$

де x_0 – питомий індуктивний опір 1 км одноланицюгової лінії, для кабельної лінії $x_0 = 0,08$ Ом/км, для повітряної лінії $x_0 = 0,4$ Ом/км;

мережа С₂

$$x_8 = \frac{S_B}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{3000} = 0,33;$$

лінія W₃

$$x_9 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{БСТ}}^2 \cdot n} = 0,4 \cdot 140 \cdot \frac{1000}{115^2 \cdot 2} = 0,578;$$

трансформатори Т₅₋₆

$$x_{10} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H \cdot n} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{125 \cdot 2} = 0,46;$$

$$x_{11} = \frac{U_{\text{кНН}}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H \cdot n} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{1000}{125 \cdot 2} = 0,78;$$

лінія W₇

$$x_{12} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{БСТ}}^2 \cdot n} = 0,4 \cdot 45 \cdot \frac{1000}{115^2 \cdot 2} = 0,743;$$

трансформатори Т₉₋₁₀:

$$\text{ВН:} \quad x_{13} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}} \cdot n} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40 \cdot 1} = 2,69;$$

$$\text{СН:} \quad x_{14} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}} \cdot n} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{1000}{40 \cdot 1} = 0,0625;$$

$$\text{НН:} \quad x_{15} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}} \cdot n} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{40 \cdot 1} = 1,5625.$$

Відкинемо неробочі гілки та гілки з навантаженнями, так як навантаження були опосередковано враховані при побудові розрахункових кривих і отримаємо розрахункову схему струму при короткому замиканні.

Спростимо:

$$x_{16} = x_1 + x_2 + x_3 = 1,1 + 1,4 + 0,906 = 3,406;$$

$$x_{17} = x_4 + x_5 + x_6 = 1,1 + 1,4 + 0,906 = 3,406;$$

$$x_{18} = x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11} + x_{12} = 0,33 + 0,578 + 0,46 + 0,78 + 0,743 = 2,891;$$

$$x_{19} = \frac{x_{16} \cdot x_{17}}{x_{16} + x_{17}} + x_7 = \frac{3,406 \cdot 3,406}{3,406 + 3,406} + 0,907 = 11,49.$$

На рис. 2.1 представлена схема заміщення прямої послідовності без урахування неробочих гілок та гілок з навантаженнями. Перетворена схема заміщення прямої послідовності зображена на рис. 2.2.

Перетворимо схему (рис. 2.3):

$$x_{21} = x_{14} + x_{13} + x_{18} = 0,0625 + 2,69 + 2,891 = 5,64;$$

$$x_{1\Sigma} = \frac{x_{19} \cdot x_{21}}{x_{19} + x_{21}} = \frac{11,49 \cdot 5,64}{11,49 + 5,64} = 3,7.$$

Визначимо коефіцієнти струморозподілу:

$$C_{\text{ГЕС}} = \frac{x_{21}}{x_{19} + x_{21}} = \frac{5,64}{11,49 + 5,64} = 0,344;$$

$$C_{\text{С2}} = \frac{x_{19}}{x_{19} + x_{21}} = \frac{11,49}{11,49 + 5,64} = 0,656.$$

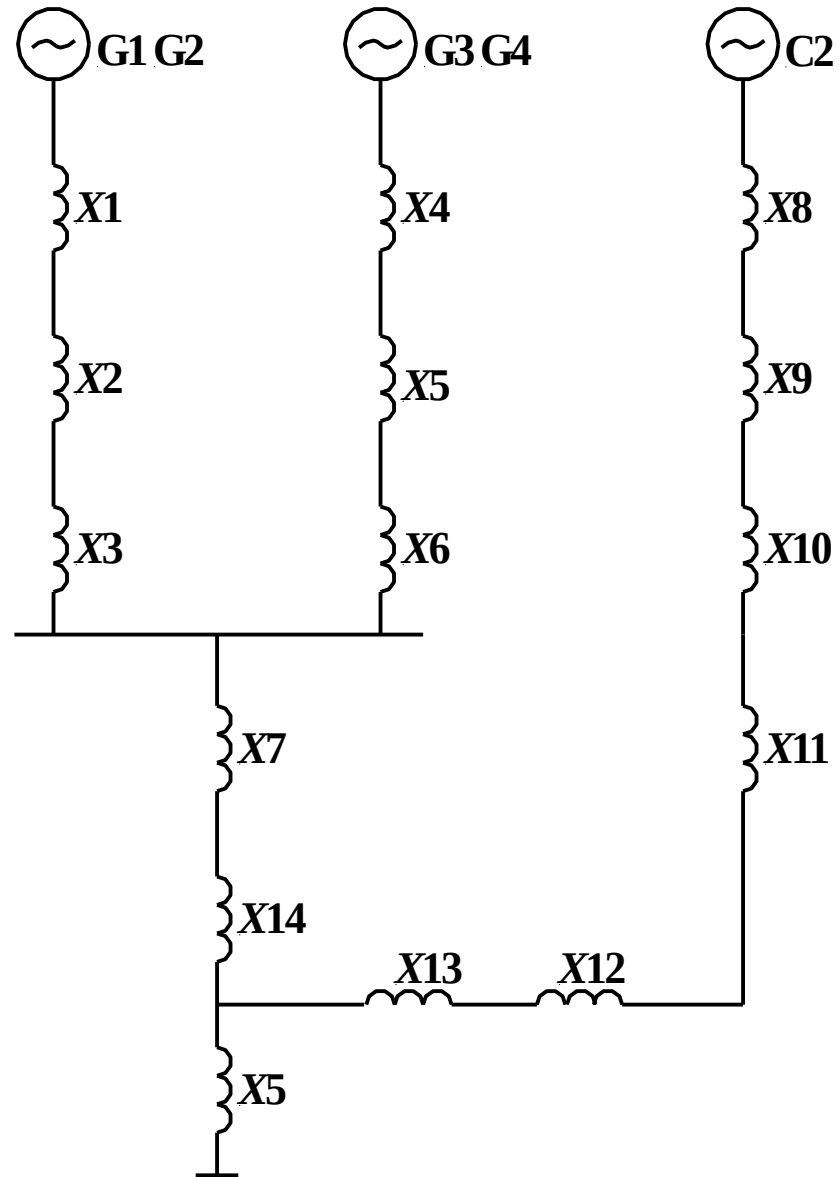


Рис. 2.1. Схема заміщення прямої послідовності без урахування неробочих гілок та гілок з навантаженнями

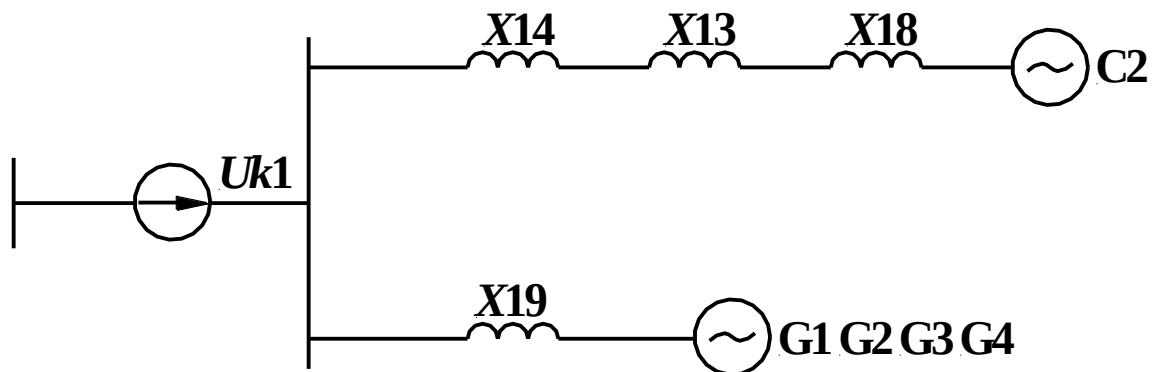


Рис. 2.2. Перетворена схема заміщення прямої послідовності

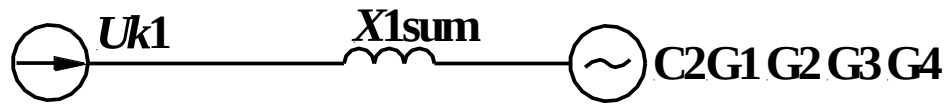


Рис. 2.3. Перетворена до результуючого опору схема заміщення прямої послідовності

Визначимо розрахункові опори для трифазного короткого замикання:
мережа C_2

$$x_{\text{розр}} = \frac{x_{1\Sigma}}{C_{C2}} = \frac{3,7}{0,656} = 5,64;$$

Гідроелектростанція

$$x_{\text{розр}} = n \cdot \frac{x_{1\Sigma}}{C_{\text{ГЕС}}} \cdot \frac{S_{\text{ГЕС}}}{S_B} = 4 \cdot \frac{3,7}{0,344} \cdot \frac{80}{1000} = 3,44.$$

Для гідрогенераторів періодична складова струмів короткого замикання визначається аналітичним методом, якщо $x_{\text{розр}} > 3$.

У нашому випадку визначаємо аналітичним методом:

мережа C_2

$$I_{pt} = \frac{1}{x_{\text{розр}}} = \frac{1}{5,64} = 0,177;$$

гідроелектростанція

$$I_{pt} = \frac{1}{x_{\text{розр}}} = \frac{1}{3,44} = 0,29;$$

$$I_{\text{ном } \Sigma} = n \cdot \frac{S_{\text{ГЕС}}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = 4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,6 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму короткого замикання системи в іменованих одиницях (для всіх моментів часу) для мережі C_2

$$I_{kt} = I_{pt} \cdot I_B = 0,177 \cdot 5,02 = 0,88 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму замикання інших джерел в іменованих одиницях для гідроелектростанції

$$I_{kt} = I_{pt} \cdot I_{\text{ном } \Sigma} = 0,29 \cdot 1,6 = 0,464 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot \sum I_{kt}^0 = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot (0,88 + 0,464) = 3,4 \text{ кА},$$

де $K_{уд} = 1,8$ – ударний коефіцієнт, $K_{уд} = 1,8$.

2.2. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 35 кВ

Розглядається коротке замикання на шинах 35 кВ.

Для заданої схеми вузлової підстанції (рис. 1.1) складемо однолінійну схему заміщення рис. 2.1.

За базисні умови приймемо:

повна потужність

$$S_B = 1000 \text{ МВА};$$

напруга ступені, де розглядається коротке замикання,

$$U_B = 37 \text{ кВ};$$

базисний струм

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}.$$

Відкинемо неробочі гілки та гілки з навантаженнями, так як навантаження були опосередковано враховані при побудові розрахункових кривих і отримаємо розрахункову схему.

Перетворимо схему (рис. 2.4)

$$x_{20} = x_{14} + x_{13} + x_{19} = 0,0625 + 2,69 + 11,49 = 14,24.$$

Перетворимо схему (рис. 2.5)

$$x_{1\Sigma} = \frac{x_{20} \cdot x_{18}}{x_{20} + x_{18}} = \frac{14,24 \cdot 2,891}{14,24 + 2,891} = 2,4.$$

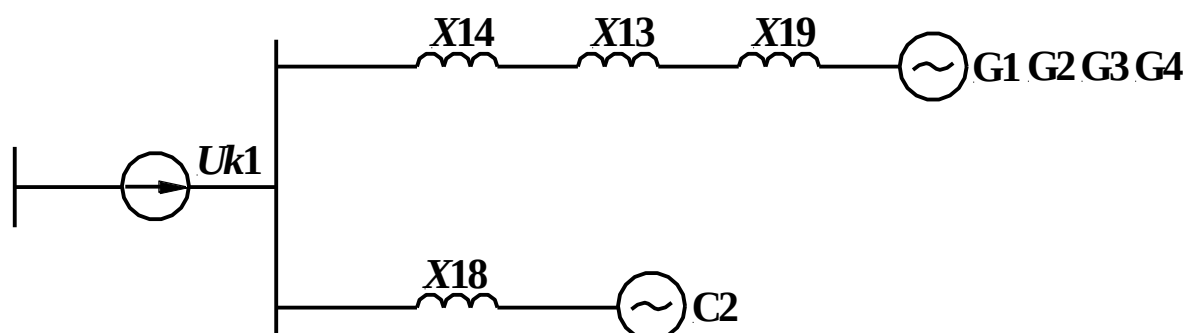


Рис. 2.4. Перетворена схема заміщення прямої послідовності

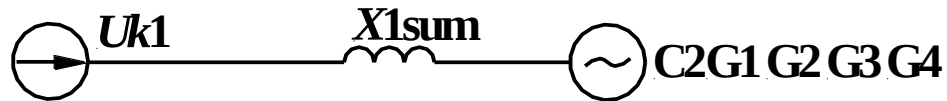


Рис. 2.5. Перетворена до результуючого опору схема заміщення прямої послідовності

Визначимо коефіцієнти струморозподілу:

$$C_{C2} = \frac{x_{1\Sigma}}{x_{18}} = \frac{2,4}{2,891} = 0,83;$$

$$C_{ГЕС} = 1 - C_{C2} = 1 - 0,83 = 0,17.$$

Визначимо розрахункові опори для трифазного короткого замикання:

Система C_2

$$x_{розр} = \frac{x_{1\Sigma}}{C_{C2}} = \frac{2,4}{0,83} = 2,891;$$

гідроелектростанція

$$x_{розр} = n \cdot \frac{x_{1\Sigma}}{C_{ГЕС}} \cdot \frac{S_{ГЕС}}{S_B} = 4 \cdot \frac{2,4}{0,17} \cdot \frac{80}{1000} = 4,5.$$

Для гідрогенераторів періодична складова струмів короткого замикання визначається аналітичним методом, якщо $x_{розр} > 3$.

У нашому випадку визначаємо аналітичним методом:

мережа C_2

$$I_{pt} = \frac{1}{x_{розр}} = \frac{1}{2,891} = 0,346;$$

гідроелектростанція:

$$I_{pt} = \frac{1}{x_{розр}} = \frac{1}{4,5} = 0,22;$$

$$I_{ном \Sigma} = n \cdot \frac{S_{ГЕС}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = 4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 37} = 5 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму короткого замикання системи в іменованих одиницях (для всіх моментів часу) для мережі C_2

$$I_{kt} = I_{pt} \cdot I_B = 0,346 \cdot 15,6 = 5,40 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму замикання інших джерел в іменованих одиницях для гідроелектростанції

$$I_{kt} = I_{pt} \cdot I_{ном \Sigma} = 0,22 \cdot 5 = 1,1 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot \sum I_{kt}^0 = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot (5,4 + 1,1) = 16,546 \text{ кА},$$

де $K_{уд} = 1,8$ – ударний коефіцієнт, $K_{уд} = 1,8$.

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ

Розглядається коротке замикання на шинах 10 кВ.

Для заданої схеми вузлової підстанції (рис. 1.1) складемо схему заміщення прямої послідовності без урахування неробочих гілок та гілок з навантаженнями рис. 2.2.

За базисні умови приймемо:

повна потужність

$$S_B = 1000 \text{ МВА};$$

напруга ступені, де розглядається коротке замикання,

$$U_B = 10,5 \text{ кВ};$$

базисний струм

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Відкинемо неробочі гілки та гілки з навантаженнями, так як навантаження були опосередковано враховані при побудові розрахункових кривих і отримаємо розрахункову схему.

Перетворимо схему (рис. 2.6):

$$x_{22} = x_{19} + x_{14} = 0,0625 + 11,49 = 11,55;$$

$$x_{23} = x_{18} + x_{13} = 2,891 + 2,69 = 5,58.$$

Перетворимо схему (рис. 2.7)

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{22} \cdot x_{23}}{x_{22} + x_{23}} + x_{15} = \frac{11,55 \cdot 5,58}{11,55 + 5,58} + 1,5625 = 5,32.$$

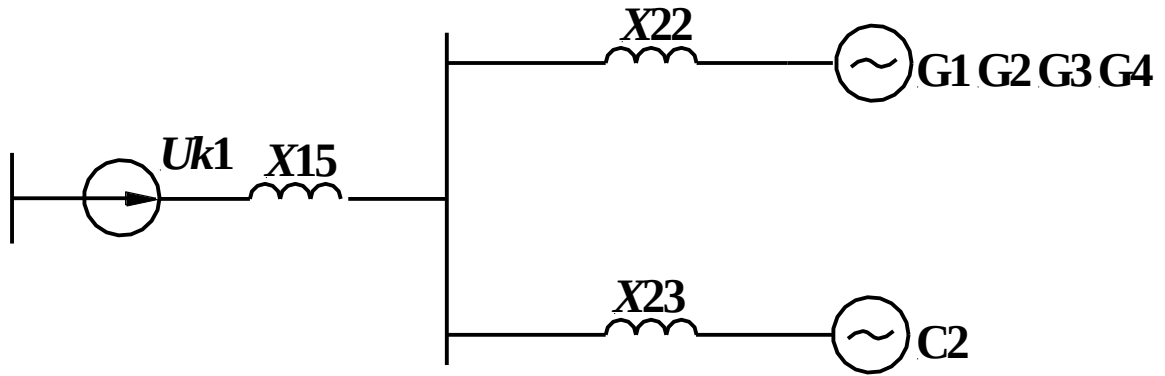


Рис. 2.6. Перетворена схема заміщення прямої послідовності

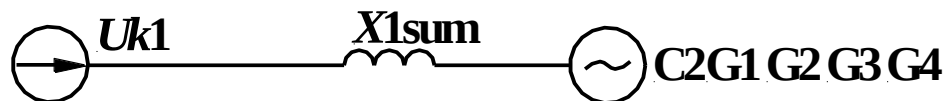


Рис. 2.7. Перетворена до результуючого опору схема заміщення прямої послідовності

Визначимо коефіцієнти струмозподілу:

$$C_{\text{ГЕС}} = \frac{x_{23}}{x_{22} + x_{23}} = \frac{5,58}{11,55 + 5,58} = 0,33;$$

$$C_{C2} = \frac{x_{22}}{x_{22} + x_{23}} = \frac{11,55}{11,55 + 5,581} = 0,67.$$

Визначимо розрахункові опори для трифазного короткого замикання:
система C2

$$x_{\text{розр}} = \frac{x_{\Sigma}}{C_{C2}} = \frac{5,32}{0,67} = 7,94;$$

гідроелектростанція

$$x_{\text{розр}} = n \cdot \frac{x_{1\Sigma}}{C_{\text{ГЕС}}} \cdot \frac{S_{\text{ГЕС}}}{S_{\text{Б}}} = 4 \cdot \frac{5,32}{0,33} \cdot \frac{80}{1000} = 5,16.$$

Для гідрогенераторів періодична складова струмів короткого замикання визначається аналітичним методом, якщо $x_{\text{розр}} > 3$.

У нашому випадку визначаємо аналітичним методом:

мережа C₂

$$I_{pt} = \frac{1}{x_{\text{розр}}} = \frac{1}{7,94} = 0,126;$$

гідроелектростанція

$$I_{pt} = \frac{1}{x_{розр}} = \frac{1}{5,16} = 0,193.$$

Для визначення періодичної складової струму короткого замикання в іменованих одиницях необхідно розрахувати сумарний номінальний струм джерела, приведений до ступеня напруги, де розглядається коротке замикання

гідроелектростанція

$$I_{ном \Sigma} = n \cdot \frac{S_{ГЕС}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = 4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 17,6 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму короткого замикання системи в іменованих одиницях (для всіх моментів часу) для мережі С₂

$$I_{kt} = I_{pt} \cdot I_B = 0,126 \cdot 55 = 6,93 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму замикання інших джерел в іменованих одиницях для гідроелектростанції

$$I_{kt} = I_{pt} \cdot I_{ном \Sigma} = 0,193 \cdot 17,6 = 3,4 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання (для джерел, віддалених від місця короткого замикання хоча б одну трансформацію)

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot \sum I_{kt}^0 = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot (6,93 + 3,4) = 26,14 \text{ кА},$$

де $K_{уд} = 1,8$ – ударний коефіцієнт, $K_{уд} = 1,8$.

Результати розрахунку струмів короткого замикання зведені в табл. 2.1.

Можна зробити висновок, що обмеження струмів короткого замикання не потрібно, оскільки вимикачі здатні відключати такі ударні струми (до 80 кА).

Таблиця 2.1 Результати розрахунку струмів короткого замикання

Розташування точки короткого замикання	I_n , кА		$i^{(3)}_y$, кА
	$t = 0$ с	$t = 0,1$ с	
На шинах ВН	1,344	1,344	3,4
На шинах СН	6,5	6,5	16,55
На шинах НН	10,3	10,3	26,14

Висновки до розділу 2

1. За стандартною методикою розраховано струми короткого замикання без врахування активної складової на наступних рівнях напруги: 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ.

2. Показано, що не має потреби уточнювати методику розрахунку короткого замикання через наступні фактори: дискретність паспортних допустимих струмів електрообладнання, умовність параметрів короткого замикання зовнішньої енергосистеми, відкидання струмів навантажень та гілок на неробочому русі може, наприклад, компенсуватись таким же неврахуванням струмів підживлення від гальмування двигунів.

РОЗДІЛ 3. ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН, КОМУТАЦІЙНОЇ ТА ВИМІРЮВАЛЬНОЇ АПАРАТУРИ

3.1. Вибір збірних шин

Вибираються збірні шини на нижній напрузі.

У закритих розподільчих устроях ошинівка та збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через високу їхню вартість не застосовуються навіть при великих струмових навантаженнях.

Вибір перерізу шин здійснюється за допустимим струмом. При цьому враховуються не лише нормальні, а й післяаварійні режими.

Умова вибору:

$$I_{\text{робmax}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$I_{\text{роб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1154,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max HH}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номТ}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,6 \text{ А}.$$

Вибираються тверді алюмінієві шини горизонтального розташування. Односмугові шини прямокутного перерізу

$$100 \times 8 \text{ мм}; q_{\text{ст}} = 800 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А};$$

$$I_{\text{робmaxHH}} = 1616,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А}.$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 15200^2 \cdot (0,07 + 0,05) = 27724800 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 15,2 \text{ кА}$;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,05$,

$$t_{\text{відк}} = 0,07 \text{ с}.$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{27724800}}{91} = 57,86 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$.

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 800 \text{ мм}^2 \geq 57,86 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість проводиться механічний розрахунок шин. Найбільше питоме зусилля, що діє на середню фазу при трифазному короткого замикання становить

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{39100^2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 1203,6 \text{ Н/м},$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, $i_y^{(3)} = 39100 \text{ А}$;

a – відстань між сусідніми фазами, $a = 0,22 \text{ м}$.

Напруга у матеріалі односмугової шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{67,7}{13,33} = 5,08 \text{ МПа},$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами вздовж шинної конструкції, відстань l беруть з типових конструкцій розподільних пристроїв $l = 0,75 \text{ м}$;

M – момент опору шини щодо вісі, перпендикулярної до дії зусилля

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{1203,6 \cdot 0,75^2}{10} = 67,7 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

W – момент опору прямокутної шини

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,33 \text{ см}^3.$$

Таким чином при $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ повинна виконуватись умова

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{розр}} = 40 \text{ МПа} > 5,08 \text{ МПа} - \text{умова виконується.}$$

Вибираються шини між трансформатором та зовнішнім розподільчим устроєм.

На підстанціях з'єднання силового трансформатора з розподільчим устроєм 6...0 кВ може виконуватись шинним мостом. Жорсткі шини кріпляться на штирьових ізоляторах, встановлених на металевих конструкціях. Переваги такого

з'єднання – простота, надійність та економічність.

Перетин шин вибирають за економічною щільністю струму

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роб}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{1154,7}{1} = 1154,7 \text{ мм}^2,$$

де $I_{\text{роб}}$ – тривалий робочий струм нормального режиму (без навантаження), для алюмінієвих шин і $T_{\text{max}} > 5000$ год $I_{\text{роб}} = 1154,7$ А;

$j_{\text{ек}}$ – нормована щільність струму для алюмінієвих шин і $T_{\text{max}} > 5000$ год $j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2$,

Вибираються тверді алюмінієві шини горизонтального розташування. Односмугові шини прямокутного перерізу

$$120 \times 10 \text{ мм}; q_{\text{ст}} = 1200 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 2070 \text{ А};$$

$$I_{\text{робmaxHH}} = 1616,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 2070 \text{ А}.$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 15200^2 \cdot (0,07 + 0,05) = 27724800 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 15,2$ кА;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,05$,

$$t_{\text{відк}} = 0,07 \text{ с}.$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\text{min}} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{27724800}}{91} = 57,86 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$;

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\text{min}} = 1200 \text{ мм}^2 \geq 57,86 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується}.$$

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість проводиться механічний розрахунок шин. Найбільше питоме зусилля, що діє на середню фазу при трифазному короткому замиканні становить

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{39100^2}{0,75} \cdot 10^{-7} = 353,05 \text{ Н/м},$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, $i_y^{(3)} = 39100 \text{ А}$;

a – відстань між сусідніми фазами, $a = 0,75 \text{ м}$.

Напруга у матеріалі односмугової шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{79,44}{24} = 3,31 \text{ МПа},$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами вздовж шинної конструкції,

відстань l беруть з типових конструкцій розподільних пристроїв $l = 1,5 \text{ м}$;

M – момент опору шини щодо вісі, перпендикулярної до дії зусилля

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{353,05 \cdot 1,5^2}{10} = 79,44 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

W – момент опору прямокутної шини

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3.$$

Таким чином при $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ повинна виконуватись умова

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{розр}} = 40 \text{ МПа} > 3,31 \text{ МПа} \text{ – умова виконується.}$$

Вибираються кабелі, що відходять на лінії напругою 10 кВ.

На лініях, що відходять до споживачів, виберемо силові кабелі типу ААШв, оскільки кабелі прокладатимуться в землі із середньою корозійною активністю, без блукаючих струмів.

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{робНН}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{S_{\text{НОМГ}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot j_{\text{ек}} \cdot n / 2} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1,2 \cdot 12 / 2} = 160,375 \text{ мм}^2,$$

Кабелі трижильні, прокладаються у землі

$$U_{\text{номр}} = 10 \text{ кВ}$$

Вибирається один кабель:

$$q = 150 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 345 \text{ А};$$

$$I_{\text{рабmax}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}} = 1,4 \cdot 192,45 = 269,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{рабmax}} = k_{\theta} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{а.п}} \cdot I_{\text{раб}} = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 345 = 345 \text{ А},$$

де k_θ – поправочний коефіцієнт, що враховує температуру навколишнього середовища, $k_\theta = 1$;

k_n – поправочний коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених у землі кабелів, при числі кабелів один – $k_n = 1$;

$k_{a.п}$ – коефіцієнт, що враховує додаткове аварійне навантаження кабелів, $k_{a.п} = 1$.

Повинна виконуватись умова

$$I_{роб\max} = 269,4,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 345 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{27724800}}{100} = 52,65 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 100 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$.

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 150 \text{ мм}^2 \geq 52,65 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

Вибираються збірні шини на середній напрузі.

На проектованій підстанції на стороні середньої напруги вибираються трубчасті алюмінієві шини з номінальною напругою $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$:

$$I_{\text{робCH}} = \frac{S_{\text{ном.Т}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 329,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max CH}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номТ}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 461,9 \text{ А}.$$

Вибираються шини:

$$d/D = 27 / 30; I_{\text{доп}} = 500 \text{ А};$$

$$I_{\text{робmaxCH}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 500 \text{ А}.$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 19500^2 \cdot (0,02 + 0,06) = 30420000 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 19,5 \text{ кА}$;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за

постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,06$,

$$t_{\text{відк}} = 0,02 \text{ с.}$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{30420000}}{91} = 60,61 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$;

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 1343 \text{ мм}^2 \geq 60,61 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується,}$$

де

$$q_{\text{ст}} = \frac{\pi \cdot (30^2 - 27^2)}{4} = 1343 \text{ мм}^2.$$

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість проводиться механічний розрахунок шин. Найбільше питоме зусилля, що діє на середню фазу при трифазному короткого замикання становить

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{44300^2}{0,4} \cdot 10^{-7} = 849,8 \text{ Н/м,}$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, $i_y^{(3)} = 44300 \text{ А}$;

a – відстань між сусідніми фазами, $a = 0,4 \text{ м}$.

Напруга у матеріалі односмугової шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{637,35}{0,912} = 698,85 \text{ МПа,}$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами вздовж шинної конструкції, відстань l беруть з типових конструкцій розподільних пристроїв $l = 3 \text{ м}$;

M – момент опору шини щодо вісі, перпендикулярної до дії зусилля

$$M = \frac{f \cdot l^2}{12} = \frac{849,8 \cdot 3^2}{12} = 637,35 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

W – момент опору шини з круглим перерізом

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = \frac{\pi \cdot (3,0^4 - 2,7^4)}{32 \cdot 3,0} = 0,912 \text{ см}^3.$$

Таким чином при $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ повинна виконуватись умова

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{розр}} = 40 \text{ МПа} < 698,85 \text{ МПа} - \text{умова не виконується.}$$

Так як обрані шини не задовольняють умов електродинамічної стійкості, вибираємо шини більшого поперечного перерізу.

Вибираються шини:

$$d/D = 45 / 40; I_{\text{доп}} = 935 \text{ А};$$

$$I_{\text{робmaxCH}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 935 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\text{min}} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{30420000}}{91} = 60,61 \text{ мм}^2.$$

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\text{min}} = 333,8 \text{ мм}^2 \geq 60,61 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується,}$$

де

$$q_{\text{ст}} = \frac{\pi \cdot (45^2 - 40^2)}{4} = 333,8 \text{ мм}^2.$$

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість проводиться механічний розрахунок шин. Найбільше питоме зусилля, що діє на середню фазу при трифазному короткого замикання становить

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{44300^2}{0,4} \cdot 10^{-7} = 849,8 \text{ Н/м},$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, $i_y^{(3)} = 44300 \text{ А};$

a – відстань між сусідніми фазами, $a = 0,4 \text{ м}.$

Напруга у матеріалі односмугової шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{637,35}{3,361} = 189,6 \text{ МПа},$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами вздовж шинної конструкції, відстань l беруть з типових конструкцій розподільних пристроїв $l = 3 \text{ м};$

M – момент опору шини щодо вісі, перпендикулярної до дії зусилля

$$M = \frac{f \cdot l^2}{12} = \frac{849,8 \cdot 3^2}{12} = 637,35 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

W – момент опору шини з круглим перерізом

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = \frac{\pi \cdot (4,5^4 - 4^4)}{32 \cdot 4,5} = 3,361 \text{ см}^3.$$

Таким чином при $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ повинна виконуватись умова

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{розр}} = 40 \text{ МПа} < 189,6 \text{ МПа} - \text{умова не виконується.}$$

Так як обрані шини також не задовольняють умовам електродинамічної стійкості, вибираються шини ще більшого поперечного перерізу.

Вибираються шини:

$$d/D = 75 / 85; I_{\text{доп}} = 2400 \text{ А};$$

$$I_{\text{робmaxCH}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 2400 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{30420000}}{91} = 60,61 \text{ мм}^2.$$

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 1256,8 \text{ мм}^2 \geq 60,61 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується,}$$

де

$$q_{\text{ст}} = \frac{\pi \cdot (85^2 - 75^2)}{4} = 1256 \text{ мм}^2.$$

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість проводиться механічний розрахунок шин. Найбільше питоме зусилля, що діє на середню фазу при трифазному короткого замикання становить

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{44300^2}{0,4} \cdot 10^{-7} = 849,8 \text{ Н/м},$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, $i_y^{(3)} = 44300 \text{ А};$

a – відстань між сусідніми фазами, $a = 0,4 \text{ м}.$

Напруга у матеріалі односмугової шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{637,35}{23,7} = 26,9 \text{ МПа},$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами вздовж шинної конструкції, відстань l беруть з типових конструкцій розподільних пристроїв $l = 3 \text{ м}$;

M – момент опору шини щодо вісі, перпендикулярної до дії зусилля

$$M = \frac{f \cdot l^2}{12} = \frac{849,8 \cdot 3^2}{12} = 637,35 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

W – момент опору шини з круглим перерізом

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = \frac{\pi \cdot (8,5^4 - 7,5^4)}{32 \cdot 8,5} = 23,7 \text{ см}^3.$$

Таким чином при $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ повинна виконуватись умова

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{розр}} = 40 \text{ МПа} > 26,9 \text{ МПа} - \text{умова виконується.}$$

Вибираються гнучкі шини на середній напрузі.

Гнучкі шини та струмопроводи вибираються також, як жорсткі, за винятком, що перевірка на електродинамічну стійкість не провадиться. При напругах 35 кВ і вище обраний переріз перевіряють на коронування

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{робСН}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{S_{\text{номГ}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{ек}} \cdot n / 2} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 329,9 \text{ мм}^2.$$

Вибирається дріт марки АС-300/39

$$q_{\text{ст}} = 339 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 710 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max СН}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номГ}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 461,9 \text{ А}.$$

$$I_{\text{роб max СН}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}.$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 19500^2 \cdot (0,02 + 0,06) = 30420000 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 19,5 \text{ кА}$;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,06$, $t_{\text{відк}} = 0,02 \text{ с}$.

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{30420000}}{91} = 60,61 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$;

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 339 \text{ мм}^2 \geq 60,61 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

Перевірка на коронування не проводиться, оскільки переріз обраного дроту більший за мінімально допустимий переріз для 35 кВ згідно з Правил улаштування електроустановок.

Вибираються лінії, що відходять, для напруги 35 кВ.

Визначається робочий та максимальний струм на лініях 35 кВ:

$$I_{\text{роб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n / 2} = \frac{40000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3} = 109,97 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номТ}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n / 2} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3} = 153,96 \text{ А}.$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роб}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{109,975}{1} = 109,97 \text{ мм}^2.$$

Вибирається дріт марки АС-120/19

$$q_{\text{ст}} = 120 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 390 \text{ А};$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 19500^2 \cdot (0,02 + 0,06) = 30420000 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 19,5 \text{ кА}$;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,06$,

$$t_{\text{відк}} = 0,02 \text{ с}.$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{30420000}}{91} = 60,61 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$;

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 120 \text{ мм}^2 \geq 60,61 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

За правилами улаштування електроустановок перевірку на корону для повітряної лінії на 35 кВ допускається не проводити.

Вибираються гнучкі шин на вищій напрузі $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{робВН}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{ек}}} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 210,97 \text{ мм}^2.$$

Вибирається дріт АС 240/56

$$q = 240 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 610 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номТ}} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n / 2} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 286,96 \text{ А}.$$

$$I_{\text{роб max}} = 286,966 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 610 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 2950^2 \cdot (0,03 + 0,06) = 783225 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 2,95 \text{ кА}$;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,06$,

$$t_{\text{відк}} = 0,03 \text{ с.}$$

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{783225}}{91} = 9,7 \text{ мм}^2,$$

де C – постійна, для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$;

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 240 \text{ мм}^2 \geq 9,7 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

Проводиться перевірка на корону.

При напругах 35 кВ і вище обраний переріз перевіряють на коронування за умовою

$$E \leq 0,9 \cdot E_0, = 13,1 \leq 0,9 \cdot 31,63 = 13,1 \text{ кВ/см} \leq 0,9 \cdot 28,47 \text{ кВ/см},$$

де E – напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого дроту з лінійною напругою $U = 110$ кВ, середньгеометричною відстанню між проводами фаз $D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 4 = 504$ мм і радіусом проводу $r_0 = 1,12$ мм

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,12 \cdot \lg \frac{504}{1,12}} = 13,1 \text{ кВ/см};$$

E_0 – максимальне значення початкової критичної напруженості електричного поля при значенні коефіцієнту, що враховує шорсткість поверхні дроту для багатодротяних проводів $m = 0,82$,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{\frac{1,12}{2}}} \right) = 31,63 \text{ кВ/см}.$$

Умова перевірки на корону виконується.

Вибираються жорсткі шин на вищій напрузі підстанції, що проектується, на стороні вищої напруги вибираємо ошиновку не тільки гнучкими струмопроводами, а й алюмінієвими трубами при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ

$$I_{\text{роб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А}.$$

Вибираються шини:

$$d/D = 27/30; I_{\text{доп}} = 500 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб max CH}} = 146,96 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 500 \text{ А}.$$

Розраховується тепловий імпульс B_k

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{\text{розр}} + T_a) = 2950^2 \cdot (0,03 + 0,06) = 783225 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – початковий надперехідний струм короткого замикання, $I'' = 2,95$ кА;

$t_{\text{відк}}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, визначається за постійною часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання $T_a = 0,06$, $t_{\text{відк}} = 0,03$ с.

Перевірка на термічну стійкість може бути проведена шляхом визначення максимального допустимого термічностійкого перерізу

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{\sqrt{783225}}{91} = 9,7 \text{ мм}^2.$$

Повинна виконуватись умова

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\min} = 134,2 \text{ мм}^2 \geq 9,7 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується,}$$

де

$$q_{\text{ст}} = \frac{\pi \cdot (30^2 - 27^2)}{4} = 134,2 \text{ мм}^2.$$

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість проводиться механічний розрахунок шин. Найбільше питоме зусилля, що діє на середню фазу при трифазному короткого замикання становить

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{7160^2}{2} \cdot 10^{-7} = 4,44 \text{ Н/м},$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, $i_y^{(3)} = 7,16$ А;

a – відстань між сусідніми фазами, $a = 2$ м.

Напруга у матеріалі односмугової шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{23,68}{0,911} = 26 \text{ МПа},$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами вздовж шинної конструкції, відстань l беруть з типових конструкцій розподільних пристроїв $l = 8$ м;

M – момент опору шини щодо вісі, перпендикулярної до дії зусилля

$$M = \frac{f \cdot l^2}{12} = \frac{4,44 \cdot 8^2}{12} = 23,68 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

W – момент опору шини з круглим перерізом

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = \frac{\pi \cdot (3^4 - 2,7^4)}{32 \cdot 3} = 0,911 \text{ см}^3.$$

Таким чином при $\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа повинна виконуватись умова

$$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{розр}} = 40 \text{ МПа} > 26 \text{ МПа} - \text{умова виконується.}$$

3.2. Вибір ізоляторів

Вибираються опорні ізолятори на нижній напрузі.

Вибираємо ізолятори стрижневі, внутрішньої установки ІО-10-20,00УЗ з $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{розр}} = 20$ кН, $H_{\text{із}} = 134$ мм

$$F_{\text{доп}} = k_{\text{зап}} \cdot F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 20 = 12 \text{ кН,}$$

де $k_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу міцності для одиночних опорних ізоляторів, $k_{\text{зап}} = 0,6$.

Визначимо розрахункове руйнівне навантаження на вигин

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot 39100^2 \cdot \frac{0,75}{0,22} \cdot 1,43 \cdot 10^{-7} = 1290,85 \text{ Н,}$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини,

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} = \frac{H_{\text{із}} + h/2 + b}{H_{\text{із}}} = \frac{134 + 100/2 + 8}{134} = 1,43.$$

Перевірка за умовою руйнівного навантаження

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}} = 1290,85 \text{ Н} < 12000 \text{ Н} - \text{умова виконується.}$$

Вибираються прохідні ізолятори зовнішньо-внутрішньої установки ІП-10/2000-1250УХЛ1 $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{розр}} = 12,5$ кН, $I_{\text{ном}} = 2$ кА:

$$I_{\text{робтахНН}} = 1616,6 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$$

Визначимо розрахункове руйнівне навантаження на вигин

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot 39100^2 \cdot \frac{0,75}{0,22} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 451,3 \text{ Н,}$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини, $k_h = 0,5$.

Перевірка за умовою руйнівного навантаження

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}} = 451,3 \text{ Н} < 7500 \text{ Н} - \text{умова виконується.}$$

Вибір опорних ізоляторів для відкритого шинного мосту

Вибираємо ізолятори стрижневі, зовнішньої установки С10-80 І УХЛ, Т1 з $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{розр}} = 10$ кН, $H_{\text{із}} = 190$ мм

$$F_{\text{доп}} = k_{\text{зап}} \cdot F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН,}$$

де $k_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу міцності для одиночних опорних ізоляторів, $k_{\text{зап}} = 0,6$.

Визначимо розрахункове руйнівне навантаження на вигин

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot 39100^2 \cdot \frac{0,75}{0,22} \cdot 1,37 \cdot 10^{-7} = 1236,7 \text{ Н},$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини,

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} = \frac{H_{\text{із}} + h/2 + b}{H_{\text{із}}} = \frac{190 + 120/2 + 10}{190} = 1,37.$$

Перевірка за умовою руйнівного навантаження

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}} = 1236,7 \text{ Н} < 6000 \text{ Н} – \text{умова виконується.}$$

Вибираються опорні ізолятори на середній напрузі.

Вибираємо ізолятори стрижневі, зовнішньої установки С4-200 І УХЛ, Т1 з

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}, F_{\text{розр}} = 4 \text{ кН}$$

$$F_{\text{доп}} = k_{\text{зап}} \cdot F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ кН},$$

де $k_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу міцності для одиночних опорних ізоляторів, $k_{\text{зап}} = 0,6$.

Визначимо розрахункове руйнівне навантаження на вигин

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot 44300^2 \cdot \frac{3}{0,44} \cdot 10^{-7} = 2317,5 \text{ Н}.$$

Перевірка за умовою руйнівного навантаження

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}} = 2317,5 \text{ Н} < 2400 \text{ Н} – \text{умова виконується.}$$

Вибираються підвісні ізолятори. Вибираємо ізолятори лінійні підвісні стрижневі полімерні ЛК 70/35-ІІ, ИП-10/2000-1250УХЛ1 $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$, $H_{\text{із}} = 400 \text{ мм}$, $H_{\text{будів}} = 600 \text{ мм}$.

Вибираються підвісні ізолятори на вищій напрузі. Вибираємо ізолятори лінійні підвісні стрижневі полімерні ЛК 70/35-ІІ з $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $F_{\text{розр}} = 4 \text{ кН}$

$$F_{\text{доп}} = k_{\text{зап}} \cdot F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ кН},$$

де $k_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу міцності для одиночних опорних ізоляторів, $k_{\text{зап}} = 0,6$.

Визначимо розрахункове руйнівне навантаження на вигин

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot 7160^2 \cdot \frac{8}{2} \cdot 10^{-7} = 35,5 \text{ Н}.$$

Перевірка за умовою руйнівного навантаження

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}} = 35,5 \text{ Н} < 2400 \text{ Н} – \text{умова виконується.}$$

Вибираються прохідні ізолятори. Вибираємо лінійні введення ГМЛБ-90-110/1000У1 з $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 1 \text{ кА}$

$$I_{\text{робmaxВН}} = 146,96 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}.$$

Вибираються підвісні ізолятори. Вибираємо ізолятори лінійні підвісні стрижневі полімерні ЛК 120/110-II $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $H_{\text{із}} = 1840 \text{ мм}$, $H_{\text{будів}} = 2154 \text{ мм}$.

3.3. Вибір високовольтних вимикачів і роз'єднувачів

На проектованій підстанції на напрузі 10 і 35 кВ приймаємо до установки вакуумні вимикачі, так як вони мають такі переваги:

- простота конструкції;
- високий ступінь надійності, висока зносостійкість;
- малі розміри;
- пожежо- та вибухобезпека, відсутність шуму при операціях;
- відсутність забруднення навколишнього середовища;
- малі експлуатаційні витрати.

На напрузі 110 кВ приймаємо до встановлення елегазові вимикачі, так вони мають наступні переваги:

- пожежо- та вибухобезпека;
- висока відключаюча здатність, швидкість дії;
- малий знос дугогасних контактів;
- придатність для внутрішніх та зовнішніх установок;
- елегаз дозволяє підвищити навантаження струмопровідних частин та зменшити їх масу за рахунок своїх охолоджуючих властивостей.

Вибираються високовольтні вимикачі на нижчій напрузі.

Вибираємо вакуумні вимикачі ВБЭК-10-31,5/2000 УХЛ2 з електромагнітним приводом, каталожні дані якого заносимо до табл.і 6.1.

Перевірка вимикачів:

- за номінальною напругою $U_{\text{номвим}} = 10 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 10 \text{ кВ}$;
- за номінальним струмом $I_{\text{робmaxНН}} = 1616,6 \text{ А} \leq I_{\text{номвим}} = 2000 \text{ А}$;

- за конструкцією і родом установки – вкатного виконання;
- перевірка за вимикаючою спроможністю:

відключення симетричного струму короткого замикання при

$$I_{\text{номвим}} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{\text{нт}} = 15,2 \text{ кА};$$

відключення повного струму короткого замикання

$$\begin{aligned} \sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}}(1 + \beta_{\text{ном}}) &\geq \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 31,5(1 + 0,024) > \sqrt{2} \cdot 15,2 + 1,05 = 45,61 \text{ кА} > 22,5 \text{ кА}; \end{aligned}$$

де $\beta_{\text{ном}}$ – додатковий відносний вміст аперіодичного струму в струмі відключення,

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{a,\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвик}}} = \frac{1,05}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,024;$$

- перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)} = 80 \text{ кА} \geq 39,1 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{n,0} = 15,2 \text{ кА};$$

- перевірка на термічну стійкість

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m \geq B_k;$$

$$31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 15,2^2 \cdot (0,07 + 0,05) = 27,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 3.1 Вибір високовольтних вимикачів на нижній напрузі

Розрахункові дані	Каталожні дані ВБЭК-10-31,5/2000 УХЛ2	Умови вибора
$U_{\text{номуст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номвим}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номвим}} \geq U_{\text{номуст}}$
$I_{\text{робтахНН}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{номвим}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{робтахНН}} \leq I_{\text{номвим}}$
$I_{\text{нт}} = 15,2 \text{ кА}$	$I_{\text{номвим}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{номвим}} \geq I_{\text{нт}}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 22,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} \cdot (1 + \beta) = 45,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} \cdot (1 + \beta) \geq \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 39,1 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$
$I_{n,0} = 15,2 \text{ кА}$	$I_{\text{прскв}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{прскв}} \geq I_{n,0}$
$B_k = 27,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

Електромагнітний привід входить у комплект. Струм споживання електромагнітом включення 45 А, відключення – 1,5 А. Номінальна напруга приводу 220 В. Струм постійний.

Вибираються високовольтні вимикачі на середній напрузі. Вибираємо вакуумні вимикачі ВБЕТ-35ІІІ-25/630 УХЛ2 з електромагнітним приводом, каталожні дані якого заносимо до табл. 6.2.

Перевірка вимикачів:

Перевірка вимикачів:

- за номінальною напругою $U_{\text{номвим}} = 35 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 35 \text{ кВ}$;
- за номінальним струмом $I_{\text{робмахСН}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{номвим}} = 630 \text{ А}$;
- за конструкцією і родом установки – викатного виконання з вбудованими трансформаторами;

- перевірка за вимикаючою спроможністю:

відключення симетричного струму короткого замикання при

$$I_{\text{номвим}} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{нт}} = 19,5 \text{ кА};$$

відключення повного струму короткого замикання

$$\begin{aligned} \sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}}(1 + \beta_{\text{ном}}) &\geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{n},\tau} + i_{\text{a},\tau} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 25(1 + 0,038) > \sqrt{2} \cdot 19,5 + 1,34 = 36,7 \text{ кА} > 28,9 \text{ кА}; \end{aligned}$$

де $\beta_{\text{ном}}$ – додатковий відносний вміст аперіодичного струму в струмі відключення,

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\text{a},\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвик}}} = \frac{1,34}{\sqrt{2} \cdot 25} = 0,038;$$

- перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)} = 63 \text{ кА} \geq 44,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{n},0} = 19,5 \text{ кА};$$

- перевірка на термічну стійкість

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m \geq B_k;$$

$$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 19,5^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 30,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Електромагнітний привід входить у комплект. Струм споживання електромагнітом включення 80 А, відключення – 2,5 А. Номінальна напруга приводу 220 В. Струм постійний.

Таблиця 3.2 Вибір високовольтних вимикачів на середній напрузі

Розрахункові дані	Каталожні дані ВБЭТ-35-25/630 УХЛ2	Умови вибора
$U_{\text{номуст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номвим}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номвим}} \geq U_{\text{номуст}}$
$I_{\text{робтахНН}} = 461,9 \text{ А}$	$I_{\text{номвим}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{робтахСН}} \leq I_{\text{номвим}}$
$I_{\text{нт}} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{номвим}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{номвим}} \geq I_{\text{нт}}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 28,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} \cdot (1 + \beta) = 36,7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} \cdot (1 + \beta) \geq \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 44 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$
$I_{n,0} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{прскв}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{прскв}} \geq I_{n,0}$
$B_k = 30,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

Вибираються високовольтні вимикачі на середній напрузі. Вибираємо вакуумні вимикачі ВГУ-110П-50/3150 У1 з електромагнітним приводом, каталожні дані якого заносимо до табл. 3.3.

Перевірка вимикачів:

- за номінальною напругою $U_{\text{номвим}} = 110 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 110 \text{ кВ}$;
- за номінальним струмом $I_{\text{робтахВН}} = 146,96 \text{ А} \leq I_{\text{номвим}} = 3150 \text{ А}$;
- перевірка за вимикаючою спроможністю:

відключення симетричного струму короткого замикання при

$$I_{\text{номвим}} = 50 \text{ кА} \geq I_{\text{нт}} = 4,571 \text{ кА};$$

відключення повного струму короткого замикання

$$\begin{aligned} \sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} (1 + \beta_{\text{ном}}) &\geq \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 50 (1 + 0,008) > \sqrt{2} \cdot 2,95 + 0,56 = 71,27 \text{ кА} > 4,7 \text{ кА}; \end{aligned}$$

де $\beta_{\text{ном}}$ – додатковий відносний вміст аперіодичного струму в струмі відключення,

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{a,\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}}} = \frac{0,56}{\sqrt{2} \cdot 50} = 0,008;$$

- перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)} = 127 \text{ кА} \geq 7,16 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА} \geq I_{n,0} = 2,95 \text{ кА};$$

- перевірка на термічну стійкість

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m \geq B_k;$$

$$50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,95^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 0,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Електромагнітний привід входить у комплект. Номінальна напруга приводу 220 В. Струм постійний.

Таблиця 3.3 Вибір високовольтних вимикачів на високій напрузі

Розрахункові дані	Каталожні дані ВГУ-110П-50/3150 У1	Умови вибора
$U_{\text{номуст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{номвим}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{номвим}} \geq U_{\text{номуст}}$
$I_{\text{робтахНН}} = 146,96 \text{ А}$	$I_{\text{номвим}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{робтахВН}} \leq I_{\text{номвим}}$
$I_{\text{нт}} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{\text{номвим}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{номвим}} \geq I_{\text{нт}}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 4,7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} \cdot (1 + \beta) = 71,27 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{номвим}} \cdot (1 + \beta) \geq \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 7,16 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} = 127 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$
$I_{n,0} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{\text{прскв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{прскв}} \geq I_{n,0}$
$B_k = 0,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

Вибираються роз'єднувачі на 35 кВ для зовнішньої установки РНДЗ 1(2)-35/1000 У1 $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$, головні і заземлюючі ножі $I_{\text{прскв}} = 63 \text{ кА}$, головні ножі $I_{\text{тст}} / t_m = 25/4 \text{ кА/с}$, заземлюючі ножі $I_{\text{тст}} / t_m = 25/1 \text{ кА/с}$, привід ПР У1.

Перевірка вимикачів:

- за номінальною напругою $U_{\text{номр}} = 35 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 35 \text{ кВ}$;
- за номінальним струмом $I_{\text{робтахСН}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{номр}} = 1000 \text{ А}$;
- зовнішня установка, двоколонкові з одним (двома) заземлюючими ножами;
- перевірка за вимикаючою спроможністю:
роз'єднання струму

$$I_{\text{динст}} = 63 \text{ кА} \geq I_{n,0} = 19,5 \text{ кА};$$

головні ножі

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

заземлюючі ножі

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = 30,42 < I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m.$$

Електромагнітний привід входить у комплект. Номінальна напруга приводу 220 В. Струм постійний.

Каталожні та розрахункові дані роз'єднувача заносимо до табл. 3.4.

Таблиця 3.4 Вибір високовольтних роз'єднувачі на середній напрузі

Розрахункові дані	Каталожні дані РНДЗ 1(2)-35/1000 У1	Умови вибора
$U_{\text{номуст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номр}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номр}} \geq U_{\text{номуст}}$
$I_{\text{робтахСН}} = 461,9 \text{ А}$	$I_{\text{номр}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{робтахСН}} \leq I_{\text{номр}}$
$I_{n,0} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{динст}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{динст}} \geq I_{n,0}$
$B_k = 30,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Головні ножі $I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ Заземлюючі ножі $I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

Вибираються роз'єднувачі на 110 кВ для зовнішньої установки РНДЗ 1(2)-110/1000 У1 $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, головні і заземлюючі ножі $I_{\text{прскв}} = 100 \text{ кА}$, головні ножі $I_{\text{тст}} / t_m = 40/3 \text{ кА/с}$, заземлюючі ножі $I_{\text{тст}} / t_m = 40/1 \text{ кА/с}$, привід ПР У1.

Перевірка вимикачів:

- за номінальною напругою $U_{\text{номр}} = 110 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 110 \text{ кВ}$;
- за номінальним струмом $I_{\text{робтахВН}} = 146,96 \text{ А} \leq I_{\text{номр}} = 1000 \text{ А}$;
- зовнішня установка, двоколонкові з одним (двома) заземлюючими ножами;

- перевірка за вимикаючою спроможністю:

роз'єднання струму

$$I_{\text{динст}} = 100 \text{ кА} \geq I_{n,0} = 2,95 \text{ кА};$$

головні ножі

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА};$$

заземлюючі ножі

$$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА};$$

$$B_k = 0,78 < I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m.$$

Електромагнітний привід входить у комплект. Номінальна напруга приводу 220 В. Струм постійний.

Каталожні та розрахункові дані роз'єднувача заносимо до табл. 3.5.

Таблиця 3.5 Вибір високовольтних роз'єднувачі на вищій напрузі

Розрахункові дані	Каталожні дані РНДЗ 1(2)-110/1000 У1	Умови вибора
$U_{\text{номуст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{номр}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{номр}} \geq U_{\text{номуст}}$
$I_{\text{робтахСН}} = 146,96 \text{ А}$	$I_{\text{номр}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{робтахВН}} \leq I_{\text{номр}}$
$I_{n,0} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{\text{динст}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{динст}} \geq I_{n,0}$
$B_k = 0,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Головні ножі $I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ Заземлюючі ножі $I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тст}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

3.4. Вибір трансформаторів струму і трансформаторів напруги

Вибираються трансформатори струму, які вбудованих у силові трансформатори.

Вибираємо трансформатор типу ТВТ 10-І-5000/5 із параметрами $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{номВ1}} = 5000 \text{ А}$, $I_{\text{номВ2}} = 5 \text{ А}$

$$I_{\text{робтахНН}} = 1616,6 \text{ А} \leq I_{\text{номВ1}} = 5000 \text{ А}.$$

Вибираємо трансформатор типу ТВТ 35-І-600/5 із параметрами $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$, $I_{\text{номВ1}} = 600 \text{ А}$, $I_{\text{номВ2}} = 5 \text{ А}$

$$I_{\text{робтахНН}} = 461,9 \text{ А} \leq I_{\text{номВ1}} = 600 \text{ А}.$$

Вибираємо трансформатор типу ТВТ 10-І-5000/5 із параметрами $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $I_{\text{номВ1}} = 200 \text{ А}$, $I_{\text{номВ2}} = 1 \text{ А}$

$$I_{\text{робтахНН}} = 141,96 \text{ А} \leq I_{\text{номВ1}} = 2000 \text{ А}.$$

Вибір трансформатора струму, розташованого на розподільчому пристрої вищої напруги. Вибираємо трансформатор типу ТФЗМ-110Б-III-У1 з параметрами $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $I_{\text{номБ1}} = 300 \text{ А}$, $I_{\text{номБ2}} = 1 \text{ А}$.

Перевірка обраного трансформатора:

- за номінальною напругою $U_{\text{номТ}} = 110 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 110 \text{ кВ}$;
- за струмом навантаження $I_{\text{робmaxВН}} = 146,96 \text{ А} \leq I_{\text{номБ1}} = 300 \text{ А}$;
- за вторинним струмом – напруга установки 110 кВ, отже вибирається трансформатор струму з $I_{\text{номБ2}} = 1 \text{ А}$;
- за конструкцією – з обмотками ланкового типу, масло наповнений.

За класом точності та вторинного навантаження: клас точності трансформатора струму повинен бути на ступінь вищим, ніж клас точності приєднаних вимірювальних приладів. Прилади зведено до табл. 3.6.

Таблиця 3.6 Прилади підключені до джерела трансформатора струму, що вбудовані в ТФЗМ-110Б-III У1

Назва приладу	Тип	Потужність S , що споживається обмоткою, ВА	Клас точності
Амперметр	Э 335	0,5	1

За вторинним навантаженням

$$Z_{2\text{н}} \geq Z_2,$$

де $Z_{2\text{н}}$ – номінальний опір навантаження трансформатора струму в потрібному класі точності, $Z_{2\text{н}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Повний опір всіх приладів, послідовно включених у вторинний ланцюг трансформаторів струму Z_2 ,

$$Z_2 = \sum r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} + r_{\text{др}} = 0,5 + 0,05 + r_{\text{пров}} = Z_{2\text{н}},$$

де $\sum r_{\text{пр}}$ – сумарний активний опір послідовно з'єднаних котушок приладів та реле,

$$\sum r_{\text{пр}} = S_{\text{пр}} / I_{\text{номБ2}}^2 = 0,5 / 1^2 = 0,5 \text{ Ом};$$

$r_{\text{к}}$ – опір контактних перекидачів усіх контактів, при кількості підключених приладів менше трьох $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$;

$r_{\text{др}}$ – опір дроту.

Опір дроту

$$r_{\text{др}} = Z_{2\text{н}} - \sum r_{\text{пр}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,5 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом}.$$

Визначення перерізу з'єднувальних проводів вторинного ланцюга трансформатора струму

$$q_{\text{др min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{др}}} = \frac{0,0175 \cdot 200}{0,65} = 5,38 \text{ мм}^2,$$

де ρ – питомий опір міді, оскільки у вторинних ланцюгах на підстанціях 110 кВ і вище застосовуються мідні дроти, $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$,

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина дроту при дійсному значенні довжини $l_{\text{д}} = 100 \text{ м}$ і коефіцієнту взаємодії трансформаторів, для одного трансформатора струму $k_{\text{т}} = 2$,

$$l_{\text{розр}} = k_{\text{т}} \cdot l_{\text{д}} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ м}.$$

Приймається мінімальний переріз дроту 6 мм^2 .

Перевірка на електродинамічну стійкість

$$I_{\text{ел}} = 25 > i_{\text{у}}^{(3)} = 7,16 \text{ кА}.$$

Перевірка на термічну стійкість

$$B_{\text{к}} = 0,78 \text{ кА} < I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_{\text{м}} = 9,8^2 \cdot 3 = 288,12 \text{ кА}.$$

Вибираються трансформатори струму, які розташовані на вводах 35 кВ, на лініях 35 кВ, що відходять, і секційних трансформаторах струму на 35 кВ.

Вбудовані в вимикачі ВБЭТ-35ІІІ-25/630 УХЛ2 трансформатори струму ТВ-35-ІІ-600/5, з класом точності 1. Перевірку трансформаторів струму не проводимо, лише вибираємо прилади, які підключені до вторинного ланцюга з класом точності нижче, ніж у вбудованих трансформаторах струму.

Прилади, підключені до вторинного ланцюга, зведено до табл. 3.7.

Таблиця 3.7 Прилади підключені до джерела трансформатора струму, що вбудовані в ВБЭТ-35ІІІ-25/630 УХЛ2

Назва приладу	Тип	Потужність S , що споживається обмоткою, ВА	Клас точності
Амперметр	Э 350	0,5	1,5
Ватметр	Э-350	0,5	1,5
Лічильник активний	СА3-И670	2,5	2,0
Лічильник реактивний	СР4-И689	2,5	1,5

Вибір трансформатора струму, розташованого на вводах 10 кВ. Вибираємо трансформатор типу ТШЛК-10 з параметрами $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $I_{\text{номБ1}} = 2000$ А, $I_{\text{номБ2}} = 5$ А, клас точності 2, $Z_{2\text{н}} = 0,8$ Ом.

Перевірка обраного трансформатора:

- за номінальною напругою $U_{\text{номТ}} = 10$ кВ, $U_{\text{номуст}} = 10$ кВ;
- за струмом навантаження $I_{\text{робmaxНН}} = 1616,6$ А $\leq I_{\text{номБ1}} = 2000$ А;
- за вторинним струмом – напруга установки 10 кВ, отже вибирається трансформатор струму з $I_{\text{номБ2}} = 5$ А;
- за конструкцією – шинний, для комплексного розподільного устрою, з литою ізоляцією.

За класом точності та вторинного навантаження: клас точності трансформатора струму повинен бути на ступінь вищим, ніж клас точності приєднаних вимірювальних приладів. Прилади зведено до табл. 3.8.

Таблиця 3.8 Прилади підключені до джерела трансформатора струму, що вбудовані в ТШЛК-10

Назва приладу	Тип	Потужність S , що споживається обмоткою, ВА	Клас точності
Амперметр	Э 335	0,5	1
Лічильник активний	СА3-И670	2,5	1,0
Лічильник реактивний	СР4-И689	2,5	1,5

За вторинним навантаженням

$$Z_{2\text{н}} \geq Z_2,$$

де $Z_{2\text{н}}$ – номінальний опір навантаження трансформатора струму в потрібному класі точності, $Z_{2\text{н}} = 0,8$ Ом.

Повний опір всіх приладів, послідовно включених у вторинний ланцюг трансформаторів струму Z_2 ,

$$Z_2 = \sum r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} + r_{\text{др}} = 0,5 + 0,05 + r_{\text{пров}} = Z_{2\text{н}},$$

де $\sum r_{\text{пр}}$ – сумарний активний опір послідовно з'єднаних котушок приладів та реле,

$$\sum r_{\text{пр}} = \sum S_{\text{пр}} / I_{\text{номБ2}}^2 = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом};$$

r_k – опір контактних перекидачів усіх контактів, при кількості підключених приладів менше трьох $r_k = 0,05$ Ом;

$r_{др}$ – опір дроту.

Опір дроту

$$r_{др} = Z_{2н} - \sum r_{пр} - r_k = 0,8 - 0,22 - 0,05 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Визначення перерізу з'єднувальних проводів вторинного ланцюга трансформатора струму

$$q_{др \min} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{r_{др}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,53} = 0,46 \text{ мм}^2,$$

де ρ – питомий опір алюмінію, оскільки у вторинних ланцюгах на підстанціях 110 кВ і нижче застосовуються алюмінієві дроти, $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м,

$l_{розр}$ – розрахункова довжина дроту при дійсному значенні довжини $l_d = 5$ м і коефіцієнту взаємодії трансформаторів, для двох трансформаторів струму $k_t = 3^{0,5}$,

$$l_{розр} = k_t \cdot l_d = 3^{0,5} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.}$$

Приймається мінімальний переріз дроту 2,5 мм², оскільки згідно з Правилами устрою електроустановок за умовою механічної міцності перетин алюмінієвих проводів має бути не меншим 2,5 мм².

Перевірка на електродинамічну стійкість не виконується, так як електродинамічна стійкість визначається стійкістю шин.

Перевірка на термічну стійкість

$$B_k = 27,73 \text{ кА} < k^2 \cdot I_{т.ст}^2 \cdot t_m = 2^2 \cdot 35^2 \cdot 3 = 14700 \text{ кА.}$$

Вибираються трансформатори струму, які розташовані поряд із секційними вимикачами на збірних шинах нижчої напруги.

Вибираємо трансформатор типу ТШЛК-10 з параметрами $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{номБ1} = 2000$ А, $I_{номБ2} = 5$ А, клас точності 2, $Z_{2н} = 0,8$ Ом.

Перевірка обраного трансформатора:

- за номінальною напругою $U_{номТ} = 10$ кВ, $U_{номуст} = 10$ кВ;
- за струмом навантаження $I_{роб\max HH} = 1616,6 \text{ А} \leq I_{номБ1} = 2000 \text{ А};$

- за вторинним струмом – напруга установки 10 кВ, отже вибирається трансформатор струму з $I_{\text{номв2}} = 5 \text{ А}$;
- за конструкцією – шинний, для комплексного розподільчого устрою, з литою ізоляцією.

За класом точності та вторинного навантаження: клас точності трансформатора струму повинен бути на ступінь вищим, ніж клас точності приєднаних вимірювальних приладів. Прилади, підключені до вторинного ланцюга, зведено до табл. 3.9.

Таблиця 3.9 Прилади підключені до джерела трансформатора струму, що вбудовані в ТШЛК-10

Назва приладу	Тип	Потужність S , що споживається обмоткою, ВА	Клас точності
Амперметр	Э 350	0,5	1,5

За вторинним навантаженням

$$Z_{2н} \geq Z_2,$$

де $Z_{2н}$ – номінальний опір навантаження трансформатора струму в потрібному класі точності, $Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$.

Повний опір всіх приладів, послідовно включених у вторинний ланцюг трансформаторів струму Z_2 ,

$$Z_2 = \sum r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} + r_{\text{др}} = 0,5 + 0,05 + r_{\text{пров}} = Z_{2н},$$

де $\sum r_{\text{пр}}$ – сумарний активний опір послідовно з'єднаних котушок приладів та реле,

$$\sum r_{\text{пр}} = \sum S_{\text{пр}} / I_{\text{номв2}}^2 = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом};$$

$r_{\text{к}}$ – опір контактних перекидів усіх контактів, при кількості підключених приладів менше трьох $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$;

$r_{\text{др}}$ – опір дроту.

Опір дроту

$$r_{\text{др}} = Z_{2н} - \sum r_{\text{пр}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом}.$$

Визначення перерізу з'єднувальних проводів вторинного ланцюга трансформатора струму

$$q_{\text{др min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{др}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,73} = 0,388 \text{ мм}^2,$$

де ρ – питомий опір алюмінію, оскільки у вторинних ланцюгах на підстанціях 110 кВ і нище застосовуються алюмінієві дроти, $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$,

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина дроту при дійсному значенні довжини $l_{\text{д}} = 5 \text{ м}$ і коефіцієнту взаємодії трансформаторів, для одного трансформатора струму $k_t = 2$,

$$l_{\text{розр}} = k_t \cdot l_{\text{д}} = 2 \cdot 5 = 10 \text{ м}.$$

Приймається мінімальний переріз дроту $2,5 \text{ мм}^2$, оскільки згідно з Правилами устрою електроустановок за умовою механічної міцності перетин алюмінієвих проводів має бути не меншим $2,5 \text{ мм}^2$.

Перевірка на електродинамічну стійкість не виконується, так як електродинамічна стійкість визначається стійкістю шин.

Перевірка на термічну стійкість

$$B_k = 27,73 \text{ кА} < k^2 \cdot I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m = 2^2 \cdot 35^2 \cdot 3 = 14700 \text{ кА}.$$

Вибираються трансформатори струму, які розташовані лініях, що відходять.

Вибираємо трансформатор типу ТЛК-10 з параметрами $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{номВ1}} = 300 \text{ А}$, $I_{\text{номВ2}} = 5 \text{ А}$, клас точності 0,5, $Z_{2\text{н}} = 0,4 \text{ Ом}$.

Перевірка обраного трансформатора:

- за номінальною напругою $U_{\text{номТ}} = 10 \text{ кВ}$, $U_{\text{номуст}} = 10 \text{ кВ}$;
- за струмом навантаження $I_{\text{робmaxНН}} = 269,4 \text{ А} \leq I_{\text{номВ1}} = 300 \text{ А}$;
- за вторинним струмом – напруга установки 10 кВ, отже вибирається трансформатор струму з $I_{\text{номВ2}} = 5 \text{ А}$;
- за конструкцією – шинний, для комплексного розподільчого устрою, з литою ізоляцією.

За класом точності та вторинного навантаження: клас точності трансформатора струму повинен бути на ступінь вищим, ніж клас точності приєднаних вимірювальних приладів. Прилади, підключені до вторинного ланцюга, зведено до табл. 3.10.

Таблиця 3.10 Прилади підключені до джерела трансформатора струму, що вбудовані в ТЛК-10

Назва приладу	Тип	Потужність S , що споживається обмоткою, ВА	Клас точності
Амперметр	Э 350	0,5	1
Лічильник активний	СА3-И670	2,5	1,0
Лічильник реактивний	СР4-И689	2,5	1,5

За вторинним навантаженням

$$Z_{2н} \geq Z_2,$$

де $Z_{2н}$ – номінальний опір навантаження трансформатора струму в потрібному класі точності, $Z_{2н} = 0,4$ Ом.

Повний опір всіх приладів, послідовно включених у вторинний ланцюг трансформаторів струму Z_2 ,

$$Z_2 = \sum r_{пр} + r_k + r_{др} = 0,5 + 0,05 + r_{пров} = Z_{2н},$$

де $\sum r_{пр}$ – сумарний активний опір послідовно з'єднаних котушок приладів та реле,

$$\sum r_{пр} = \sum S_{пр} / I_{номв2}^2 = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом};$$

r_k – опір контактних переключів усіх контактів, при кількості підключених приладів менше трьох $r_k = 0,05$ Ом;

$r_{др}$ – опір дроту.

Опір дроту

$$r_{др} = Z_{2н} - \sum r_{пр} - r_k = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}.$$

Визначення перерізу з'єднувальних проводів вторинного ланцюга трансформатора струму

$$q_{др \min} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{r_{др}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,13} = 1,88 \text{ мм}^2,$$

де ρ – питомий опір алюмінію, оскільки у вторинних ланцюгах на підстанціях 110 кВ і нижче застосовуються алюмінієві дроти, $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$,

$l_{розр}$ – розрахункова довжина дроту при дійсному значенні довжини $l_d = 5$ м і коефіцієнту взаємодії трансформаторів, для двох трансформаторів струму $k_t = 3^{0,5}$,

$$l_{розр} = k_t \cdot l_d = 3^{0,5} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}.$$

Приймається мінімальний переріз дроту $2,5 \text{ мм}^2$, оскільки згідно з Правилами устрою електроустановок за умовою механічної міцності перетин алюмінієвих проводів має бути не меншим $2,5 \text{ мм}^2$.

Перевірка на електродинамічну стійкість

$$I_{\text{ел}} = 81 > i_y^{(3)} = 39,1 \text{ кА}.$$

Перевірка на термічну стійкість

$$B_k = 27,73 \text{ кА} < k^2 \cdot I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}.$$

Вибираються трансформатори напруги на стороні 10 кВ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів: на стороні 10 кВ застосовано комплектний розподільний устрій зовнішньої установки, тому вибираємо трансформатор напруги НТМІ-10-66 У3, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$, клас точності 1. Розрахунок вторинного навантаження наведено у табл. 3.11.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum P_{\text{пр}})^2 + (\sum Q_{\text{пр}})^2} = \sqrt{131^2 + 316,402^2} = 342,45 > S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}.$$

Так як $S_{2\Sigma} > S_{2\text{н}}$, то встановлюємо другий трансформатор напруги типу НТМІ-10-66У3 та частину приладів підключаємо до нього.

Для спрощення розрахунків при проектуванні можна приймати переріз проводів за умовою механічної міцності $2,5 \text{ мм}^2$ для алюмінієвих жил, тому для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ.

Вибираються трансформатори напруги за стороні 35 кВ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів: на стороні 35 кВ вибираємо трансформатор напруги ЗНОМ-35-65У1, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$, клас точності 0,5. Розрахунок вторинного навантаження наведено у табл. 3.12.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum P_{\text{пр}})^2 + (\sum Q_{\text{пр}})^2} = 80,54 \text{ ВА} > S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}.$$

Три трансформатора напруги з'єднаних у зірку, мають потужність

$$3 \cdot S_{2\text{н}} = 2 \cdot 150 \text{ ВА} > S_{2\Sigma} = 80,54 \text{ ВА}.$$

Для спрощення розрахунків при проектуванні можна приймати переріз проводів за умовою механічної міцності $2,5 \text{ мм}^2$ для алюмінієвих жил, тому для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ.

Таблиця 3.11 Вторинне навантаження трансформатора напруги НТМІ-10-66У3

Прилад	Тип	S однієї обмотки, ВА	Число обмоток	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	Число приладів	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э335	2	1	0	1	1	2	-
Введення 10 кВ від силового трансформатора								
Частотомір	Э362	1	1	0	1	1	1	-
Лічильник активний	СА3-И681	2 Вт	2	0,925	0,38	1	4	9,737
Лічильник реактивний	СР4-И689	3 Вт	2	0,925	0,38	1	6	14,605
Лінії, що відходять								
Лічильник активний	СА3-И681	2 Вт	2	0,925	0,38	12	48	116,8
Лічильник реактивний	СР4-И689	3 Вт	2	0,925	0,38	12	72	175,26

Таблиця 3.12 Вторинне навантаження трансформатора напруги НТМІ-10-66У3

Прилад	Тип	S однієї обмотки, ВА	Число обмоток	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	Число приладів	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э335	2	1	0	1	1	2	-
Введення 10 кВ від силового трансформатора								
Ватметр	Д335	1,5	2	0	1	1	3	-
Частотомір	Э362	1	1	0	1	1	1	-
Лічильник активний	СА3-И681	2 Вт	2	0,925	0,38	1	4	9,737
Лічильник реактивний	СР4-И689	3 Вт	2	0,925	0,38	1	6	14,605
Лінії, що відходять								
Лічильник активний	СА3-И681	2 Вт	2	0,925	0,38	6	20	48,68
Лічильник реактивний	СР4-И689	3 Вт	2	0,925	0,38	6	60	204,47

Висновки до розділу 3

1. Обрані перерізи шин, шинового моста, кабелів і дротів ліній електропередач для живлення споживачів за допустимими струмами в нормальних і аварійних режимах з перевірками на коронування, термічну і електродинамічну стійкість.

2. Обрано за стандартною методикою ізолятори для низької напруги – стрижневі і прохідні, для середньої напруги – стрижневі і підвісні, для високої напруги – прохідні, стрижневі і підвісні, а для шинового мосту – стрижневі.

3. Обрано елегазові вимикачі на напрузі 110 кВ і вакуумні вимикачі – на інших рівнях напруг за критеріями напруга, номінальний струм, вимикаюча здатність, електродинамічна і термічна стійкості.

4. Обрано роз'єднувачі на середній і вищій рівнях напруг за критеріями напруга, номінальний струм, вимикаюча спроможність.

5. Проаналізовано методики обрання трансформаторів струму. Обрана і застосована методика, що використовує наступну інформацію: за номінальною напругою, за струмом навантаження, за вторинним струмом, за конструкцією, за класом точності, струм короткого замикання в місці включення трансформатора.

РОЗДІЛ 4. ДОДАТКОВІ ПИТАННЯ РОЗРОБКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

4.1. Вибір запобіжників і обмежувачів перенапруги

Вибираються запобіжники на напругу 10 кВ. Виберемо запобіжники, розташовані між збірними шинами нижчої напруги та трансформатором напруги типу ПКТ 101-10-2-31,5УЗ з параметрами $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $I_{\text{ном}} = 2$ А, $I_{\text{номвим}} = 31,5$ А.

Перевіряється умова при значення $S_{\text{запНН}} = 630$ ВА

$$I_{\text{робmaxНН}} = \frac{3 \cdot S_{\text{запНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0,109 < I_{\text{ном}} = 2 \text{ А};$$

$$I_{n,0} = 4491 \text{ А} > I_{\text{номвим}} = 31,5 \text{ А}$$

Виберемо запобіжники, розташовані між контрольно-вимірювальними приладами та трансформатором напруги типу ПН2 $U_{\text{ном}} = 100$ кВ, $I_{\text{номвим}} = 31,5$ А, $I_{\text{вим}} = 100$ кА.

Перевіряється умова при значення $S_{\text{запНН}} = 630$ ВА

$$I_{\text{робmaxНН}} = \frac{3 \cdot S_{\text{запНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 100} = 10,9 < I_{\text{ном}} = 31,5 \text{ А}.$$

Вибираються запобіжники на напругу 35 кВ. Виберемо запобіжники, розташовані між збірними шинами нижчої напруги та трансформатором напруги типу ПКТ 101-35-2-8УЗ з параметрами $U_{\text{ном}} = 35$ кВ, $I_{\text{ном}} = 2$ А, $I_{\text{номвим}} = 8$ А.

Перевіряється умова при значення $S_{\text{запНН}} = 1200$ ВА

$$I_{\text{робmaxНН}} = \frac{3 \cdot S_{\text{запНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 1200}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0,059 < I_{\text{ном}} = 2 \text{ А};$$

$$I_{n,0} = 2115 \text{ А} > I_{\text{номвим}} = 8 \text{ А}$$

Виберемо запобіжники, розташовані між контрольно-вимірювальними приладами та трансформатором напруги типу ПН2 $U_{\text{ном}} = 100$ кВ, $I_{\text{номвим}} = 31,5$ А, $I_{\text{вим}} = 100$ кА.

Перевіряється умова при значення $S_{\text{запНН}} = 630$ ВА

$$I_{\text{робmaxНН}} = \frac{3 \cdot S_{\text{запНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 1200}{\sqrt{3} \cdot 100} = 20,65 < I_{\text{ном}} = 31,5 \text{ А}.$$

Вибираються обмежувачі перенапруги в розподільчому устрої нижньої напруги. Вибираємо ОПН-РС 10/12,7. Характеристика обраного обмежувача перенапруги наведена у табл. 4.1.

Вибір обмежувачів перенапруги в розподільчому устрої середньої напруги. Вибираємо ОПН/TEL 35/40,5. Характеристика обраного обмежувача перенапруги наведена у табл. 4.1.

Вибір обмежувачів перенапруги в розподільчому устрої вищої напруги. Вибираємо ОПН-У 110/102. Характеристика обраного обмежувача перенапруги наведена у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 Характеристики обраних обмежувачів перенапруги

Найменування параметру	Обмежувачі перенапруги /TEL		
	10/11,5	35/40,5	110/156
Клас напруги мережі, кВ	10	35	110
Найбільше тривало допустима робоча напруга, $U_{нд}$, кВ	11,5	40,5	156
Номинальний розрядний струм 8/20 мкс, В, не більше:	5	10	10
- при комутаційному імпульсі струму			
125 А, 30/60 мкс	25,4	93	356
250 А, 30/60 мкс	26,9	98	376
500 А, 30/60 мкс	27,6	101	384
- при грозовому імпульсі струму			
5000 А, 8/20 мкс	32,8	119	460
10000 А, 8/20 мкс	35,8	130	500
20000 А, 8/20 мкс	40,1	146	560
- при крутому імпульсі струму			
10000 А, 1/10 мкс	-	153	590
Ємнісний струм провідності, I_c , мА, не більш			
амплітуда	0,9	0,9	0,9
діюче значення	0,7	0,7	0,7
Питома енергія обмежувача перенапруги, кДж/кВ $U_{нд}$, не менше:	5,5	5,5	5,5
Максимальна амплітуда імпульсу тока 4/10 мкс, кА	100	100	100
Вибухобезпечний струм при короткому замиканні, $I_{кз}$, кА	30	30	30
Максимальне згинаюче зусилля, Н	-	580	640

4.2. Вибір релейного захисту

Для збірних шин 10 та 35 кВ комплектного розподільчого устрою застосуємо дуговий захист та швидкодіючий диференціальний струмовий захист у двофазному дворелейному виконанні. Для збірних шин поза комплектним розподільчим устроєм використовуватимемо максимальний струмовий захист, встановлений на лінії живлення секції шин безпосередньо на вимикачі введення в розподільчий пристрій.

Для кабельних ліній 10 кВ та лінії 35 кВ від багатозафазних замикань застосуємо спрямований струмовий захист нульової послідовності. Від однофазних замикань з дією на сигнал застосуємо струмовий захист нульової послідовності, що реагує на перші гармоніки струму або суму всіх гармонік.

Для збірних шин 110 кВ від міжфазних та однофазних коротких замикань застосуємо диференційний захист шин. Для відключення пошкоджень, що супроводжуються відмовою вимикача, передбачимо спеціальний пристрій резервування при відмові вимикачів (УРВ), що вимикає вимикачі інших електричних ланцюгів, що продовжують жити короткі замикання.

Для захисту від замикань усередині бака маслорозповнених трансформаторів або автотрансформаторів, що супроводжуються виділенням газу, а також від зниження рівня масла в баках застосовується газовий захист, що регулює утворення газів, що супроводжують пошкодження всередині кожуха трансформатора, у відсіку регулювання напруги трансформаторів. Установка газового захисту обов'язкова для всіх трансформаторів, номінальна потужність яких більше 6,3 МВА.

Для захисту трансформатора від пошкоджень на виводах і внутрішніх пошкоджень застосовуємо диференціальний захист. Трансформатори струму для цього захисту – вбудовані у силовий трансформатор типу ТВТ.

В якості захисту від зовнішніх багатозафазних коротких замикань будемо використовувати струмові захисти шин розподільчих пристроїв нижчої та середньої напруги, підключених до відповідних висновків трансформатора і

максимальний струмовий захист із пуском напруги, що встановлюється на стороні вищої напруги. Встановлюємо також максимальний струмовий захист від струмів перевантаження з дією на сигнал з витримкою часу.

При автоматизації підстанції передбачимо таке обладнання:

- автоматичне включення резервного живлення та обладнання (АВР);
- автоматичне повторне включення (АПВ) на фідерах, що відходять.

Призначення АВР полягає в тому, щоб при аваріях, коли з тих чи інших причин зникає напруга на одній системі (секції) збірних шин, розпізнати аварійну ситуацію, що склалася, і без втручання персоналу автоматично відновити електропостачання споживачів від резервного джерела живлення.

Розглянемо схему та принцип дії АВР вимикача (рис. 4.1).

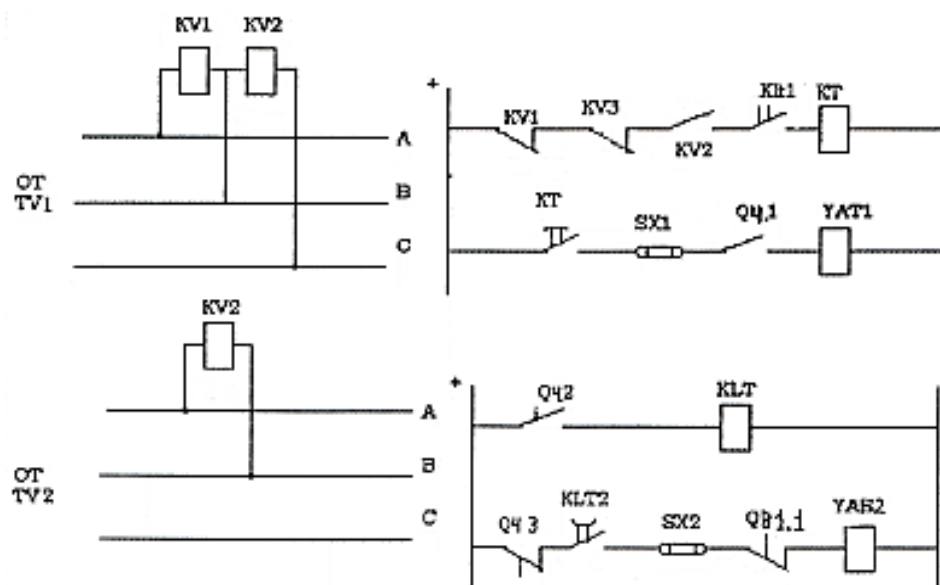


Рис. 4.1. Схема автоматичного включення резервного живлення та обладнання вимикачів з електромагнітними приводами

Пусковий орган УАВР містить мінімальні реле напруги KV1, KV3 та максимальне реле напруги KV2. Витримку часу створює реле часу KT. Однократність дії забезпечується проміжним реле KLT, що має при поверненні витримку часу. У нормальному режимі вимикач Q4 увімкнено, а вимикач QB1 вимкнено. На шинах і введеннях від Т1 до секції шин А1 є напруга. Контакти мінімальних реле напруги KV1 та KV3 розімкнені, а контакт максимального реле напруги KV2 замкнутий. Допоміжні контакти Q4.1 і Q4.2 вимикача Q4 замкнуті, а допоміжний контакт Q4.3 розімкнуто. При цьому реле KLT знаходиться у

збудженому стані та його контакти KLT.1 та KLT.2 замкнуті. Допоміжний контакт QB1.1 вимикача QB1 замкнутий; ланцюг електромагніту включення YAC2 підготовлено.

Пристрій автоматичного включення резервного живлення діє в такий спосіб. При зникненні напруги на шинах підстанції спрацьовують реле KV1 і KV3, їх контакти ланцюга реле часу КТ замикаються. Якщо на вводах є напруга, то реле KV2 перебуває у стані після спрацьовування, його контакт замкнутий. Реле часу КТ приходить у дію і після закінчення часу замикає контакт в ланцюзі електромагніту відключення YAT1, вимикач Q4 відключається, при цьому його допоміжні контакти Q4.1 і Q4.2 розмикаються, а Q4.3 в ланцюзі електромагніту вмикання YAC2 замикається, роблячи включення вимикача QB1. Якщо включення відбувається на пошкоджені шини, захист вимикача (на схемі не показано) з прискоренням після дії УАВР відключає його. Повторного включення не буде, оскільки до цього часу реле KLT розмикає свої контакти KLT.1 і KLT.2.

Значна частина відключень обладнання релейного захисту викликається порушенням ізоляції високої напруги, які самоусуваються під час зняття напруги. На повітряних лініях, наприклад, вони виникають при перекритті ізоляції під час грози, схльостуванні проводів при сильному вітрі тощо. Після короткочасного відключення лінії її ізоляція зазвичай відновлюється і при повторному включенні лінії дією автоматичного повторного включення на фідерах, що відходять, вона залишається у роботі.

Розглянемо принцип роботи та схему дворазового автоматичного повторного включення ліній, обладнаних вимикачами з електромагнітними приводами, із застосуванням реле типу РПВ-258 (рис. 4.2). Цей пристрій застосовують для ліній з одно-двостороннім живленням на підстанціях, що працюють на оперативному постійному струмі. У схемі автоматичного повторного включення дворазової дії для здійснення першого циклу використовують прослизаючий контакт реле часу 1В, а другого поперечний контакт 1В. Після спрацьовування реле 1В замикається його ковзаючий контакт 1В і конденсатор 1С розряджається на паралельну обмотку реле 1П і обмотку

допоміжного реле 1У, викликаючи їх короткочасне спрацьовування. При неуспішному АПВ першому циклі захист знову спрацьовує, і реле часу 1В подається напруга. проковзує контакт 1В замикається, але реле 1П не спрацьовує, т.к. конденсатор 1С не встигає розрядитись. При замиканні замикаючого контакту 1В, що має витримку часу при замиканні, конденсатор 2С розряджається, спрацьовують реле 1П і 2У і вимикається так само, як і в першому циклі.

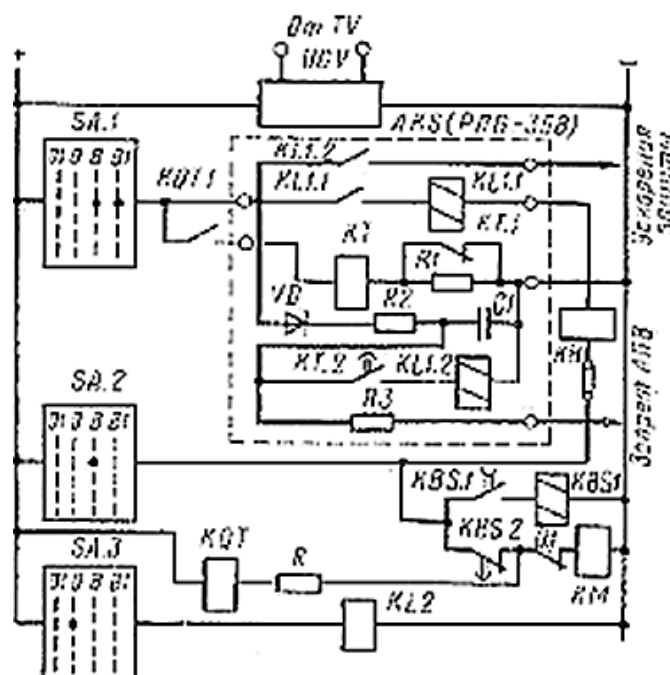


Рис. 4.2. Схема автоматичного повторного включення живлення на випрямленому оперативному струмі

Неуспішна дія пристроїв автоматичного повторного включення живлення призводить до нового пуску реле РПВ-258, проте при замиканні контактів, що замикають, 1В реле 1П не спрацьовує, так як конденсатори не встигли зарядитись. Реле 4П та РПВ-258 залишаються у включеному стані до відключення схеми ключем управління. Контакт 4П включений на мінус для запобігання заряду конденсатора 1С і неправильного третього відключення вимикача при поверненні реле часу у вихідний стан, що відбувається після відключення схеми ключем управління.

Для обмеження швидкості заряду конденсаторів 1С і С2 призначені відповідно резистори R2 і R3. Розряд конденсаторів 1С та 2С за наявності заборони АПВ відбувається відповідно через резистори R4 та R5.

Контроль за дотриманням встановленого режиму роботи підстанції, якості електроенергії, що отримується та відпускається, та стану ізоляції здійснюється за допомогою показувальних та реєструючих вимірювальних приладів та лічильників.

Вибрані контрольно-вимірювальні прилади наведені у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 Вибрані контрольно-вимірювальні прилади

Прилади	Тип	Число приладів
Розподільний устрій 35 кВ		
Амперметр	Э 335	2
Ватметр	Д-335	2
Лічильник активний	СА3-И681	2
Лічильник реактивний	СР4-И689	2
Введення від силових трансформаторів до збірних шин нижчої напруги		
Амперметр	Э 335	2
Частотометр	Э362	2
Лічильник активний	СА3-И681	2
Лічильник реактивний	СР4-И689	2
На секційних трансформаторах струму 10 кВ		
Амперметр	Э 335	1
На лініях 10 кВ, що відходять		
Амперметр	Э 335	12
Лічильник активний	СА3-И681	12
Лічильник реактивний	СР4-И689	12
На збірних шинах 10 кВ		
Вольтметр	Э 335	1
На збірних шинах 35 кВ		
Вольтметр	Э 335	1
Розподільний устрій 110 кВ		
Амперметр	Э 335	1
На лініях 35 кВ, що відходять		
Амперметр	Э 335	6
Лічильник активний	СА3-И681	6
Лічильник реактивний	СР4-И689	6

Сукупність джерел живлення, кабельних ліній, шин живлення перемикаючих пристроїв та інших елементів оперативних кіл складає систему оперативного струму даної установки. На проектуваній підстанції застосуємо випрямлений оперативний струм, оскільки ми вибрали вимикачі, які мають потужні електромагнітні приводи і складні швидкодіючі захисти.

Для проектуваної підстанції застосуємо блоки живлення:

- БПН-1002 – для живлення ланцюгів сигналізації та блокування, що зменшує розгалуженість ланцюгів оперативного струму та забезпечує можливість видачі всієї потужності стабілізованих блоків для спрацьовування захисту та відключення вимикачів;

- блок живлення стабілізований типу БПНС-2, який забезпечує надійне живлення при віддалених трифазних та будь-яких несиметричних КЗ, спільно з струмовими типу БПТ-1002 – для живлення ланцюгів захисту, автоматики та керування.

- блоки живлення БП-11 та БП-101 використовуватимемо для живлення релейного захисту та автоматики.

Заживлюємо ланцюга включення вимикачів з електромагнітними приводами від трансформаторів власних потреб через спеціальні потужні пристрої випрямлення КВУ-66/2, що розміщуються в комплектних шафах КРУН.

4.3. Вибір трансформаторів власних потреб підстанції

На підстанціях 35...110 кВ схема та апаратура власних потреб повинні забезпечити роботу підстанції як у нормальному, так і в аварійному режимах за відсутності обслуговуючого персоналу.

Основними споживачами власних потреб є:

- пристрої регулювання напруги силових трансформаторів;
- двигуни вентиляторів дутьового охолодження;
- випрямні пристрої;
- блоки живлення;
- нагрівальні елементи для підігріву лічильників, приводів у комплектних розподільних устроях зовнішньої установки, короткозамикачів та відокремлювачів;

- освітлення території підстанції, шаф комплектних розподільних устроїв зовнішньої установки.

Для визначення потужності трансформаторів власних потреб складається відомість очікуваних навантажень з урахуванням забезпечення всіх споживачів СП при виході з експлуатації одного з трансформатора власних потреб.

Витрата на власні потреби для проектоvanій підстанції наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 Витрата на власні потреби для проектоvanої підстанції

Електроприймачі	Встановлена потужність приймача, кВт	Кількість приймачів	Сумарна потужність
Електродвигуни обдуву трансформатора	8	2	16
Підігрів вимикачів на 35 кВ	1,15	9	10,35
Обігрів шаф релейної апаратури	0,5	2	1
Обігрів приводів роз'єднувачів	0,6	26	15,6
Обігрів шаф комплектних розподільних устроїв зовнішньої установки	0,6	12	7,2
Зовнішнє освітлення	4,5	-	4,5
Оперативні ланцюги	1,8	-	1,8
Підігрів вимикачів на 110 кВ	1,75	3	5,25

Повна потужність трансформаторів власних потреб $STCH$

$$S_{TCH} = \Sigma P \cdot K_c / \cos \varphi = 61,17 \cdot 0,7 / 0,8 = 53,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

де ΣP – сумарна активна потужність, $\Sigma P = 61,17$ кВт;

K_c – коефіцієнт трансформатора власних потреб, $K_c = 0,7$.

Вибираємо потужність трансформатора власних потреб ТМ-63/10 63 кВ·А. Трансформатор власних потреб приєднують до виводів силового трансформатора 10 кВ. Схема електричних з'єднань власних потреб передбачає одночасну роботу обох трансформаторів власних потреб на секційовані роз'єднувачем основні шини 220 В.

Для нормальної роботи споживачів слід підтримувати певний рівень напруги на шинах підстанції. Передбачаються способи регулювання напруги, одним із яких є зміна коефіцієнта трансформації. Зміна коефіцієнта трансформації між обмотками вищої та нижчої напруг дозволяє підтримувати на шинах нижньої

напругу, близьку до номінальної, коли первинна або вторинна напруга відхиляється з тих чи інших причин від номінальної.

Обмотки трансформаторів мають додаткові відгалуження, за допомогою яких можна змінювати коефіцієнт трансформації. Перемикання відгалужень може відбуватися без збудження та під навантаженням.

На проектуваній підстанції обрані трансформатори забезпечені пристроєм РПН (регулювання напруги під навантаженням), яке дозволяє регулювати напругу на трансформаторі, що працює безпосередньо під навантаженням.

Регулювальні щаблі виконуються за сторони вищої напруги, так як менший за значенням струм дозволяє забезпечити перемикаючий пристрій. На рис. 4.3 представлено перемикаючий пристрій (для однієї фази).

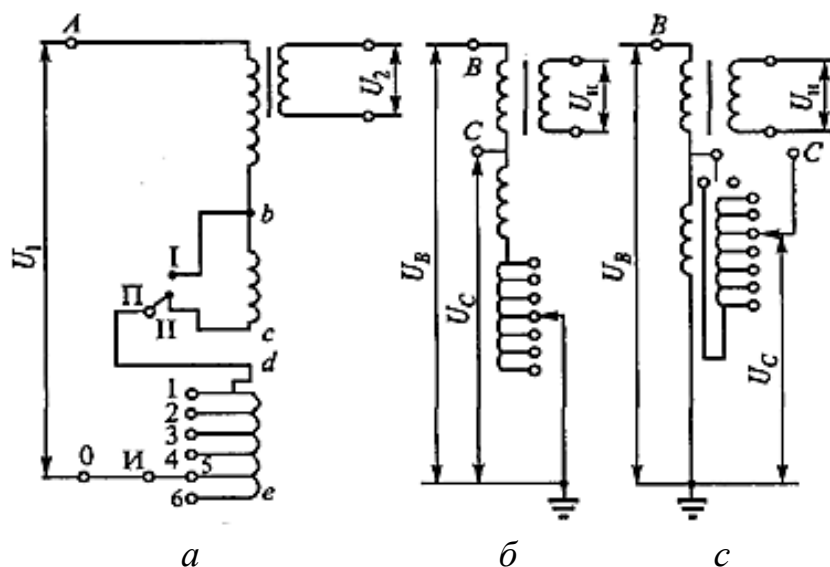


Рис. 4.3. Устрій регулювання напруги під навантаженням трансформаторів:
 ab – основна обмотка; bc – ступінь грубого регулювання; de – ступені плавного регулювання; П – перемикач; І – вибирач.

Для розширення діапазону регулювання без збільшення числа відгалужень застосовують щаблі грубого та тонкого регулювання. Найбільший коефіцієнт трансформації виходить, якщо перемикач П знаходиться у положенні II, а вибирач І – на відгалуженні 6.

Перехід з одного відгалуження регулювальної обмотки на інше здійснюється так, щоб не розривати струм навантаження і не замикати накоротко витки цієї обмотки. На рис. 4.4 представлена схема перемикаючого пристрою з резисторами та регулювальна частина обмотки de .

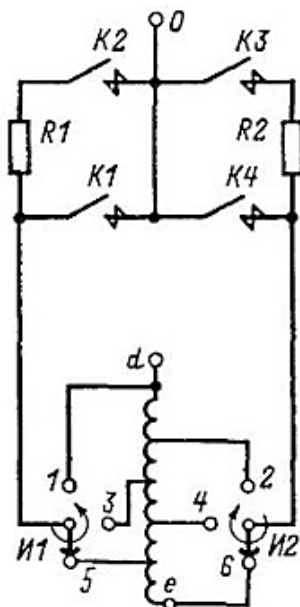


Рис. 4.4. Схема перемикачів пристрою регулювання напруги під навантаженням із струмообмежувальними опорами

4.4. Вибір конструкції розподільчих пристроїв

Розподільчі устрої на 110 кВ і 35 кВ підстанції виконуються відкритого типу. Вони виконуються із збірного залізобетону. Ошинівка розподільчого устрою – гнучка, зі сталевалюмінієвих дротів та труб. З'єднання виводів 6...10 кВ трансформаторів з комплектним розподільним пристроєм зовнішньої установки (шинний міст) виконуються жорсткими струмопроводами.

Усі апарати за вищої напруги підстанції розташовуються на низьких підставах у горизонтальній площині. Короткозамикачі, відокремлювачі, роз'єднувачі, трансформатори напруги монтують на спеціальних опорних конструкціях (стілцях).

Фундаменти під силові трансформатори, несучі конструкції (портали, опори) та опорні конструкції апаратів споруджуються на відмітках 250 мм вище за рівень планування. Фундаменти виконуються у вигляді залізобетонних підніжників.

Фундамент під силовий трансформатор має розміри, що відповідають трансформатору (на один рівень потужності більш спроектованого).

Шини на 10 кВ – тверді алюмінієві прямокутного перерізу, односмугові.

Розподільчий устрій на 10 кВ виконуються з комплектних шаф зовнішньої установки заводського виготовлення з осередками типу КВВ-02-10-31,5-У3. Технічні дані комплектної шафи зовнішньої установки наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 Технічні дані комплектного розподільчого устрою зовнішньої установки

Найменування параметру	Значення
Номинальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга (лінійна), кВ	12
Номинальний струм головних кіл шаф комплектного розподільчого устрою, А	630
Стійкість до струмів короткого замикання головних ланцюгів, крім ланцюгів, що підключаються безпосередньо до висновків трансформаторів напруги, розрядників, конденсаторів, кА	51
Електродинамічна термічна стійкість протягом 3 с, кА	31,5
Ефективне значення періодичної складової, кА	31,5
Ширина шафи, мм	900
Глибина шафи, мм	1664
Висота, мм	2380

Контроль за дотриманням встановленого режиму роботи підстанції, якості електроенергії, що отримується та відпускається, та стану ізоляції здійснюється за допомогою показувальних та реєструючих вимірювальних приладів та лічильників. Вибрані контрольно-вимірювальні прилади наведені в табл. 4.5.

Вид оперативного струму визначається типами вибраних вимикачів (приводів), а також схемами релейного захисту та автоматики. Для проектованої підстанції застосуємо випрямлений оперативний струм, т.к. обрані вимикачі, які забезпечені потужними електромагнітними приводами та складними швидкодіючими захистами.

Для проектованої підстанції застосуємо блоки живлення БПТ-1002 та БПН-1002, так як вони видають значні потужності (вихідна потужність до 1200 Вт, напруга 110 кВ).

Блоки живлення БП-11 та БП-101 використовуються для живлення релейного захисту та автоматики.

Живлення ланцюга включення вимикачів з електромагнітними приводами від трансформатора власних потреб через спеціальні потужні пристрої випрямлення КВУ-66/2, що розміщуються в комплектних шафах комплектного розподільчого устрою зовнішньої установки.

Таблиця 4.5 Вибрані контрольно-вимірювальні прилади

Прилади	Тип	Число приладів
Розподільний устрій 110 кВ		
Амперметр	Э 335	4
Розподільний устрій 35 кВ		
Амперметр	Э 335	3
Ватметр	Д335	3
Лічильник активний	СА3-И681	3
Лічильник реактивний	СР4-И689	3
Вольтметр	Э 335	3
Частотометр	Э362	3
На лініях 35 кВ, що відходять		
Амперметр	Э 335	6
Лічильник активний	СА3-И681	6
Лічильник реактивний	СР4-И689	6
Розподільний устрій 10 кВ		
Амперметр	Э 335	3
Лічильник активний	СА3-И681	3
Лічильник реактивний	СР4-И689	3
Вольтметр	Э 335	2
Частотометр	Э362	2
На лініях 10 кВ, що відходять		
Амперметр	Э 335	12
Лічильник активний	СА3-И681	12
Лічильник реактивний	СР4-И689	12

Висновки до розділу 4

1. Обрана уся необхідна контрольно-вимірювальна апаратура, запобіжники, обмежувачі перенапруги. Розроблено конструкцію розподільчих пристроїв високої і середньої напруги, а також обрано комплектні розподільчі пристрої низької напруги.

2. Обрано наступні пристрої захисту на високій напрузі: диференційний, максимальний струмовий із пуском напруги. Пристрої захисту на середній напрузі: максимальний струмовий захист, дуговий, диференціальний струмовий,

спрямований струмовий нульової послідовності, максимальний струмовий струмів перевантаження. Пристрої захисту на низькій напрузі: максимальний струмовий захист, дуговий, диференціальний струмовий, спрямований струмовий нульової послідовності, максимальний струмовий від струмів перевантаження. Для захисту трансформатора обрано – диференціальний і газовий.

3. Обрано трансформатора власних потреб марки ТМ-63/10, який підключається до виводів силового трансформатора 10 кВ.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Загальні положення

Для забезпечення надійної, безпечної, технічно-справної та раціональної експлуатації електроустановок, а саме розподільних установок та трансформаторних підстанцій необхідно дотримуватись наступних основних вимог.

Приміщення розподільних установок споживача, що мають обладнання, яке перебуває під напругою або на яке може бути подана напруга, та приміщення сторонніх організацій, які прилягають до цих приміщень, повинні бути ізольованими від останніх і мати окремий вихід, який замикається.

Кабельні канали й наземні кабельні лотки внутрішніх і зовнішніх розподільчих устроїв повинні бути закриті негорючими плитами з межею вогнестійкості відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок. Місця виходу кабелів з кабельних каналів, з поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом. Для запобігання потраплянню у приміщення розподільчих устроїв тварин і птахів усі отвори і прорізи в зовнішніх стінах закривають сітками або ущільнюють.

Покриття підлоги приміщень підстанцій повинно бути таким, щоб виключалась можливість утворення цементного пилу. Щитові розподільчих устроїв та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі тони. Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води. Маслоприймачі, гравійна підсипка, дренажі та масловідводи необхідно утримувати в справному стані. Гравійна підсипка в разі забруднення або замаслення повинна бути промита або замінена.

Струмівідні частини пускорегулювальних апаратів та апаратів захисту повинні бути захищені від випадкового торкання. У спеціальних приміщеннях (електромашинних, щитових тощо) допускається відкрите встановлення апаратів без захисних кожухів. Відстань від струмівідних частин зовнішніх розподільчих устроїв до дерев, високого чагарнику має відповідати Правилам охорони електричних мереж.

Електрообладнання розподільчих устроїв усіх видів і напруг повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань, перенапруг та перевантажень. За температурою роз'ємних з'єднань шин у розподільчих устроїв повинен бути організований контроль відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство.

Рівень масла в масляних вимикачах, вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопоказчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря. У герметичних вводах контроль значень тиску масла проводять за показами манометрів. Масло негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинно бути захищеним від зволоження та окислення. На всіх ключах, кнопках і ручках керування повинні бути написи, що вказують на операцію, для якої вони призначені («Увімкнути», «Вимкнути», «Зменшити», «Збільшити»).

Вимикачі та їх приводи повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень. На вимикачах з умонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огороженням (стілкою), допускається встановлення одного показчика — на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішніх контактах яких чітко вказують на увімкнене положення, наявність показчика на вимикачі та вмонтованому або не відгородженому стійкою приводі є необов'язковою.

Оперативні працівники повинні мати запас плавких каліброваних вставок. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні відповідати типу запобіжників. Справність резервних елементів розподільчих устроїв (трансформаторів, вимикачів, шин тощо) необхідно регулярно перевіряти увімкненням під напругу в строки, встановлені виробничими інструкціями. Обладнання розподільчих устроїв необхідно періодично очищувати від пилу та бруду.

Розподільчі устрої на напругу 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які унеможливають помилкові операції роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викотними візками комплектних розподільчих устроїв і заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані. На робочому місці оперативного працівника має бути повний перелік блокувальних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування блокувальних пристроїв проводиться працівниками служб РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої.

На щоглових трансформаторних підстанціях, пунктах перемикання та інших пристроях, що не мають огорожі, приводи роз'єднувачів і шафи щитків низької напруги повинні бути замкнені на замок. Стаціонарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути заблоковані з роз'єднувачами та замкнені на замок.

Для встановлення заземлення в розподільчих устроїв на напругу 1 кВ і вище необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, у яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компонування або конструкції, заземлення здійснюється переносними заземлювачами. На дверях і внутрішніх стінках камер зовнішніх розподільчих устроїв, електрообладнанні внутрішніх розподільчих устроїв, лицьових і внутрішніх частинах комплектних розподільчих устроїв зовнішньої та внутрішньої установки, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути нанесені написи, що вказують на призначення приєднань та їх диспетчерське найменування.

На дверях розподільчих устроїв, комплектних розподільчих устроїв, збірок та щитів повинні бути вивішені чи нанесені попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка. З внутрішньої сторони збірок, щитів повинні бути вивішені однолінійні схеми електричних з'єднань.

Двері зовнішніх розподільчих устроїв, внутрішніх розподільчих устроїв, комплектних розподільчих устроїв, зовнішніх та внутрішніх збірок повинні бути закриті на замок. Ключі від приміщень повинні зберігатись у оперативних працівників або у працівників зі складу керівників і спеціалістів.

У розподільчих устроях повинні зберігатися однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, захисні засоби, первинні засоби пожежогасіння, а також протигази, респіратори і засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків. Зберігання сторонніх речей та запасних частин в приміщеннях розподільчих устроїв забороняється. Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів — заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20 °С нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря.

У повітряних вимикачах необхідно періодично перевіряти роботу вентиляції внутрішніх порожнин (для вимикачів, що мають показчики). Періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій підприємств-виробників.

Перевірку дугогасильних камер вимикачів навантаги, установлення ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгорання нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в строк, установлений особою, відповідальною за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаги, згідно з вимогами підприємства-виробника.

Зливання води з баків масляних вимикачів необхідно здійснювати два рази на рік — весною з настанням плюсових температур і восени перед настанням мінусових температур.

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в журналі дефектів і неполадок обладнання, і, крім того, про несправності повинна бути повідомлена особа, відповідальна за електрогосподарство. Виявлені несправності необхідно усунути в найкоротший строк.

Під час огляду розподільчих устроїв особливу увагу необхідно звернути на:

- стан приміщення – справність дверей і вікон, відсутність протікання покрівлі та міжповерхового перекриття, наявність та справність замків;

- справність опалення, вентиляції та освітлення;
- справність заземлення;
- наявність засобів захисту;
- рівень і значення температури масла та відсутність його протікання в апаратах;
- стан контактів, рубильників щита низької напруги; цілісність пломб на лічильниках;
- стан ізоляції (запиленість, наявність тріщин, слідів розрядів тощо);
- роботу системи сигналізації; тиск повітря в баках повітряних вимикачів;
- відсутність витоків повітря;
- справність і правильність показів показчиків положення вимикачів;
- наявність вентиляції полюсів повітряних вимикачів;
- відсутність течі масла з конденсаторів ємнісних подільників напруги повітряних вимикачів; дію пристроїв електропідігрівання в холодну пору року;
- щільність закриття шаф керування;
- можливість вільного доступу до комутаційних апаратів тощо.

Капітальний ремонт обладнання розподільчих устроїв необхідно проводити в такі строки:

- масляних вимикачів – один раз на шість-вісім років з контролем характеристик вимикачів з приводами у міжремонтний період;
- вимикачів навантаги, роз'єднувачів і заземлювальних ножів – один раз на чотири- вісім років залежно від конструктивних особливостей;
- повітряних вимикачів – один раз на чотири- шість років;
- відокремлювачів і короткозамикачів з відкритим ножом та їх приводів – один раз на два- три роки;
- компресорів – після напрацювання відповідної кількості годин згідно з інструкцією підприємства-виробника;
- комплектних розподільчих устроїв – один раз на десять-дванадцять років;
- електричних і вакуумних вимикачів – згідно з вимогами підприємства-виробника;
- струмопроводів – один раз на вісім років.

Перший капітальний ремонт установленого обладнання повинен бути проведений у терміни, що вказані в технічній документації підприємства-виробника.

Періодичність капітальних ремонтів може бути змінена на основі проведеного технічного опосвідчення стану електроустановок згідно з вимогами глави 5 розділу IV «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів», виходячи з досвіду експлуатації, за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство. Поточні ремонти обладнання розподільчих устроїв, а також їх випробування необхідно проводити за необхідності в терміни, установлені особою, відповідальною за електрогосподарство. Позачергові ремонти виконуються у разі відмови обладнання, а також після вичерпання комутаційного чи механічного ресурсів.

Під час експлуатації електричного електрообладнання необхідно дотримуватися інструкцій підприємств-виробників як щодо обслуговування самого обладнання, так і до приміщень, в яких експлуатується чи проводиться ремонт електричного обладнання.

5.2. Заземлення підстанції

Заземлювальні пристрої являють собою електричні пристрої, призначені для створення надійних і маючих невеликий опір заземлень певних частин електричних машин, електричних апаратів, струмопроводів та блискавковододів з метою забезпечення прийнятих режимів роботи електроустановок, захисту їх персоналу від ураження електричним струмом, виконання грозозахисту та захисту від перенапруг. Відповідно, розрізняють робочі, захисні та грозозахисні заземлення.

Зазвичай виконання всіх трьох типів заземлення електроустановки використовують один заземлюючий пристрій. Він складається із заземлювача, що безпосередньо стикається із землею, і системи провідників, що з'єднують заземлювані елементи із заземлювачем. Розрізняють природні та штучні заземлювачі.

Заземлювальний пристрій для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, сполучних смуг, смуг, прокладених уздовж рядів обладнання, і смуг, що прокладені у поперечному напрямку і які створюють заземлюючу сітку зі змінним кроком. Відстань між смугами має бути не більше 30 м.

Визначаємо площу заземлювального пристрою $S_{\text{зу}}$ підстанції. Від огорожі підстанції відступаємо 2 м

$$S_{\text{зу}} = (a - 4) \cdot (b - 4) = (80 - 4) \cdot (52 - 4) = 3648 \text{ м}^2.$$

Проводиться розрахунок заземлюючого устрою підстанції площею 3686 м²:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом} \cdot \text{м}; h_1 = 1,5 \text{ м}; \rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}; t = 0,7 \text{ м}; l_{\text{в}} = 5 \text{ м}; t_{\text{рз}} = 0,1 \text{ с}; t_{\text{відв}} = 0,08 \text{ с}.$$

Природних заземлювачів немає.

Розрахунковий струм приймаємо рівним

$$I_{\text{р}} = 0,5 \cdot I_{\text{n},0}^{(3)} = 0,5 \cdot 9,3 = 4,65 \text{ кА}.$$

Довжина горизонтальних заземлювачів (згідно з ескізом заземлювального пристрою підстанції на рис. 5.1) $L_{\text{г}} = 1708 \text{ м}$.

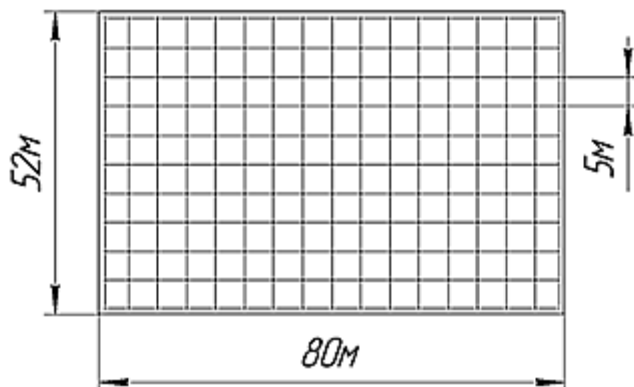


Рис. 5.1. Ескіз заземлюючого устрою підстанції

Для $\tau = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$ знаходимо гранично допустиму напругу

$$U_{\text{гродоп}} = 343,75 \text{ В}.$$

Коефіцієнт дотику

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,53 \cdot 0,72}{\left(\frac{5 \cdot 1708}{5 \cdot \sqrt{3648}} \right)^{0,45}} = 0,08,$$

де M – коефіцієнт при $\rho_1 / \rho_2 = 250 / 200 = 1,25$, $M = 0,53$;

β – коефіцієнт,

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{\text{вс}}} = 0,72 ,$$

Потенціал на заземлювачі

$$U_3 = U_{\text{грдоп}} / k_n = 343,75 / 0,08 = 4296,875 \text{ В.}$$

що у межах норми $4296,875 \text{ В} < 10 \text{ кВ}$.

Опір заземлювального пристрою

$$R_{\text{здоп}} = U_3 / I_3 = 4296,875 / 4650 = 0,924 \text{ Ом.}$$

Дійсний план заземлювального пристрою перетворимо на розрахункову модель зі стороною

$$S_{\text{зу}}^{0,5} = 3648^{0,5} = 60,4 \text{ м.}$$

Число осередків по стороні квадрата

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1708}{2 \cdot 60,4} - 1 = 13,14.$$

Приймаємо $m = 13$.

Довжина смуг у розрахунковій моделі

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3648} \cdot (13 + 1) = 1691,2 \text{ м.}$$

Довжина сторін комірки

$$b = 1691,2 / 13 = 130 \text{ м.}$$

Число вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_{\text{в}}} = \frac{60,4 \cdot 4}{5} = 48,32 .$$

Приймаємо $n_{\text{в}} = 49$.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} = 5 \cdot 49 = 245 \text{ м.}$$

Відносна глибина

$$\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3648}} = 0,094 < 0,1,$$

тоді
$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3648}} = 0,367 .$$

За табличними даними для $\rho_1 / \rho_2 = 1,25$, $a / l_B = 1$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{1,5 - 0,7}{5} = 0,16,$$

Визначаємо, тоді $\rho_3 / \rho_2 = 1,1$, тоді

$$\rho_3 = 1,1 \cdot \rho_2 = 1,1 \cdot 200 = 220 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Загальний опір складного заземлювача

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L'_\Gamma + L_B} = 0,367 \cdot \frac{220}{60,4} + \frac{220}{1708 + 245} = 1,45 \text{ Ом},$$

що більше допустимого $R_{\text{здоп}} = 0,924 \text{ Ом}$.

Напруга дотику

$$U_{\text{дот}} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,08 \cdot 4650 \cdot 1,45 = 539,4 \text{ В} > U_{\text{грдоп}} = 343,75 \text{ В}.$$

Приймемо підсипку гравію (товщиною 0,2 м) робочих місць. Питомий опір верхнього шару (гравію) у разі буде $\rho_{\text{вс}} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тоді

$$k_n = \frac{0,53 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 1708}{5\sqrt{3468}} \right)^{0,45}} = 0,02,$$

де β – коефіцієнт,

$$\beta = 1000 / (1000 + 1,5 \cdot \rho_{\text{вс}}) = 1000 / (1000 + 1,5 \cdot 3000) = 0,18.$$

Підсипка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, оскільки глибина закладення заземлювачів (2 м) більша за товщину шару гравію, тому співвідношення ρ_1 / ρ_2 і M залишаються незмінними. Тоді

$$U_3 = U_{\text{грдоп}} / k_n = 343,75 / 0,02 = 17187,5 \text{ В};$$

$$R_{\text{здоп}} = U_3 / I_3 = 17187,5 / 4650 = 3,7 \text{ Ом}.$$

Таким чином, $R_3 < R_{\text{здоп}} = 1,45 \text{ Ом} < 3,7 \text{ Ом}$.

Напруга дотику

$$U_{\text{дот}} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,02 \cdot 4650 \cdot 1,45 = 134,85 \text{ В} < U_{\text{грдоп}} = 343,75 \text{ В}$$

З розрахунку видно, що підсипання гравієм на території підстанції є ефективним рішенням для проектування заземлення.

Визначимо найбільший допустимий струм, що стікає із заземлювачів підстанції при однофазному короткому замиканні

$$I_{з.маx} = \frac{U_{пр.доп}}{k_n R_3} = \frac{343,75}{0,02 \cdot 1,45} = 11853,4 \text{ А.}$$

5.3. Блискавкозахист підстанції

Приймається $h_x = 6,4$ м (за планом підстанції). Встановлюємо блискавковідводи стрижневого типу по кутах території підстанції на відстані 3 м від огорожі. Тоді розрахункові відстані між блискавковідводами:

$$L_1 = 80 - 2 \cdot 3 = 74 \text{ м;}$$

$$L_2 = 52 - 2 \cdot 3 = 46 \text{ м;}$$

$$L_3 = \sqrt{74^2 + 46^2} = 87,13 \text{ м.}$$

Висота блискавкозахисту приймається $h = 25$ м.

Тоді

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м;}$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 6,4 / 0,85) = 18,34 \text{ м;}$$

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м.}$$

Зона захисту визначається як зона захисту попарно взятих сусідніх блискавковідводів. Умовою захищеності об'єктів заввишки h_x є виконання нерівності $r_{cx} > 0$ для всіх попарно взятих блискавковідводів:

$$r_{cx1} = \frac{r_0 \cdot (h_{c1} - h_x)}{h_{c1}} = \frac{30 \cdot (12,55 - 6,4)}{12,55} = 14,7 \text{ м;}$$

$$r_{c21} = \frac{r_0 \cdot (h_{c2} - h_x)}{h_{c2}} = \frac{30 \cdot (17,52 - 6,4)}{17,52} = 19,04 \text{ м;}$$

$$r_{c23} = \frac{r_0 \cdot (h_{c3} - h_x)}{h_{c3}} = \frac{21,2 \cdot (10,22 - 6,4)}{10,22} = 11,21 \text{ м,}$$

де

$$\begin{aligned} h_{c1} &= h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_1 - h) = \\ &= 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (74 - 25) = 12,55 \text{ м;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_{c2} &= h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_2 - h) = \\ &= 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (46 - 25) = 17,52 \text{ м;} \end{aligned}$$

$$h_{c3} = (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_3 - h) =$$

$$= 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (87,13 - 25) = 10,22 \text{ м.}$$

Для всіх $r_{cx} > 0$. Радіус дії блискавковідводів дозволяє захистити підстанцію від прямих ударів блискавки.

Передбачається встановлення чотирьох одиночних стрижневих блискавковідводів. Стандартною зоною захисту одиночного стрижневого блискавковідводу заввишки h є круговий конус заввишки $h_0 < h$, вершина якого збігається з вертикальною віссю блискавковідведення (рис. 5.2). Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса лише на рівні землі r_0 . Розрахунок зони захисту кожного із блискавковідводів представлений у табл. 5.1.

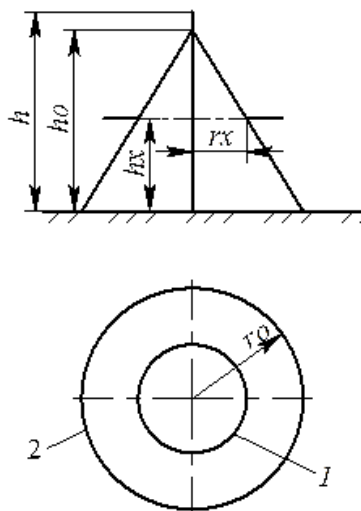


Рис. 5.2. Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу:
1 – границя зони захисту на рівні h_x ; 2 – границя зони захисту на рівні землі.

Таблиця 5.1

Висота блискавкозахисту h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
25	$0,85 \cdot h = 21,25$	$1,2 \cdot h = 30$

Висновки до розділу 5

1. Розроблено заземлення, яке виконує функції робочого, захисного та грозозахисного заземлення, з напругою дотика 343,75 В.

2. Застосування гравію ефективно, так як не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою за правильної глибини закладення заземлювачів і зменшує напругу дотику.

3. Обрано чотири стрижневі блискавковідводи висотою 25 м з радіусом захисного конуса кожного 30 м.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі магістра поставлена і вирішена комплексна задача оптимізації електрообладнання вузлової підстанції, зокрема оптимальної комплектації силовими трансформаторами. В цілому по роботі можна зробити наступні висновки:

1. Здійснено проект районної вузлової підстанції, що безперебійно постачає електроенергію споживачам I та II категорії, а також задовольняє нормам сучасного проектування.

2. Вибір сучасного обладнання дозволив підвищити надійність та актуальність об'єкта проектування.

3. Обрано комплектацію підстанції двома трансформаторами марки ТДТН-40000 і трансформатором власних потреб марки ТМ-63/10.

4. Запропоновано дворівневий спосіб оптимального обрання трансформаторів, який складається з стандартної оцінки за потужністю та загального групового критерію окупності.

5. Показано спосіб згортки наступних критеріїв: капіталовкладення, виручки від реалізації електроенергії, що проходить, втрат потужності, обслуговування, податки і збори- до одного інтегрального критерію окупності, який може бути загальною доповнений іншими простими критеріями. Всі ці вказані критерії за допомогою масштабних коефіцієнтів переводяться у грошовий еквівалент.

6. Показано, що критерій окупності більш точніший інструмент для здійснення оптимізації ніж традиційний критерій, який складається з вартості обладнання і компенсації активних і реактивних втрат потужності, а також експлуатаційних затрат.

7. Відповідно до завдання розроблена головна схема електричних з'єднань підстанції на основі аналізу існуючих прототипів.

ЛІТЕРАТУРА

1. ДСТУ EN 50160. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення [Текст]. – К.: Держстандарт України, 2014. – 45 с.
2. ДСТУ 7237:2011. Система стандартів безпеки праці. Електробезпека [Текст]. – К.: Держстандарт України, 2011. – 10 с.
3. ДСТУ ІЕС 60909. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму [Текст]. – К.: Держстандарт України, 2009. – 36 с.
4. Правила улаштування електроустановок [Текст]. – К.: Міненерговугілля, 2017. – 617 с.
5. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН – В.2.5-23:2010 [Текст] – К.: Мінрегіонбуд України, 2010. – 165 с.
6. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд. ДБН В.2.5-27: 2006 [Текст]. – К.: Мінбуд України, 2006. – 172 с.
7. Природне і штучне освітлення. ДБН В.2.5-28:2018 [Текст] – К.: Мінрегіон України, 2018. – 133 с.
8. Рожкова Л.Д. Електроустаткування станцій та підстанцій [Текст] / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулін. – М.: Енергоатомвидав, 2009. – 648 с.
9. Неклепаєв Б.Н. Електрична частина електростанцій та підстанцій [Текст] / Б.М. Неклепаєв. – М.: Енергоатомвидав, 2010. – 640 с.
10. Неклепаєв Б.Н. Електрична частина електростанцій та підстанцій: Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування [Текст] / Б. Н. Неклепаєв, І.П. Крючків. – М.: Енергоатомвидав, 2009. – 608 с.
11. Довідник з проектування електропостачання / за ред. Барібіна Ю.Г. – М.: Енергоатомвидав, 2010. – 576 с.
12. Козлов В.А. Довідник із проектування систем енергопостачання міст [Текст]/В.А. Козлов, Н.І. Белік. – Л.: Енергія, 1986. – 256 с.
13. Неклепаєв Б.Н. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електричного обладнання [Текст] / Б.Н. Неклепаєв, І.П. Крючков. – М.:ACADEMIA, 2006. – 410 с.

14. Довідник з електропостачання та електрообладнання: у 2 т. Т. 1. Електропостачання [Текст] / За заг. ред. А.А. Федорова. – М.: Енергоатомвидав, 1986. – 568 с.
15. Довідник з електропостачання та електрообладнання: у 2 т. Т. 2. Електрообладнання [Текст] / За заг. ред. А.А. Федорова. – М.: Енергоатомвидав, 1987. – 592 с.
16. Столбов Ю.А. Перехідні процеси в електроенергетичних системах [Текст] / Ю.А. Столбов. – Челябінськ, ЮУрГУ, 2000. – 251 с.
17. Кожевніков А.А. Економіка та управління в енергетиці [Текст] / А.А. Кожевніков. – М.: Академия, 2003. – 450 с.
18. Андрєєв В.А. Релейний захист та автоматика систем електропостачання [Текст] / В.А. Андрєєв. – М.: Высшая школа, 2009. – 496 с.
19. Шабад М. А. Розрахунки релейного захисту та автоматики розподільчих мереж [Текст]/М.А. Шабад. – СПб.: ПЕІПК, 2003. – 350 с.
20. Довідник з проектування електроенергетичних систем [Текст] / За ред. С.С. Рокотяна та І.М. Шапіро. – М.: Енергоатомвидав, 1985. – 608 с.
21. Цигельман І.Є. Електропостачання цивільних будівель та комунальних підприємств [Текст] / І.Є. Цигельман. – М.: Вища школа, 1988. – 319 с.
22. Шведов Г.В. Економічні режими електричних мереж [Текст] / Г.В. Шведов. – М.: МЕІ, 2007. – 319 с.
23. Електротехнічний довідник: 4 т. Т.3. Виробництво, передача та розподілення електричної енергії [Текст] / За заг. ред. професорів МЕІ В.Г. Герасимова та ін. Т. 3, кн. 1. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2009. – 964 с.
24. Макаров Є.Ф. Обслуговування та ремонт електрообладнання електростанцій та мереж [Текст] / Є.Ф. Макаров. – М.: Видавничий центр «Академія», 2003. – 448 с.
25. Алієв І.І. Довідник з електротехніки та електрообладнання [Текст] / І.І. Алієв. – М.: Вища школа, 2000. – 255 с.
26. Ідельчик В.І. Електричні системи та мережі [Текст] / В.І. Ідельчик. – М.: Енергоатомвидав, 1988. – 592 с.