

**МІНІСТЕРСТВО ВНУТРІШНІХ СПРАВ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ВНУТРІШНІХ СПРАВ  
КРЕМЕНЧУЦЬКИЙ ЛЬОТНИЙ КОЛЕДЖ**

**Циклова комісія авіаційного і радіоелектронного обладнання**

**МЕТОДИЧНІ МАТЕРІАЛИ**  
**ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ**  
навчальної дисципліни «Електричні станції та підстанції»  
обов'язкових компонент  
освітньо-професійної програми першого (бакалаврського) рівня вищої  
освіти

**Електромеханіка**

**Харків 2022**

**ЗАТВЕРДЖЕНО**

Науково-методичною радою  
Харківського національного  
університету внутрішніх справ  
Протокол від 30.01.2023 № 1

**СХВАЛЕНО**

Методичною радою  
Кременчуцького льотного коледжу  
Протокол від 19.12.2022 № 5

**ПОГОДЖЕНО**

Секцією Науково-методичної ради  
ХНУВС з технічних дисциплін  
Протокол від 27.01.2023 № 1

Розглянуто на засіданні циклової комісії авіаційного і радіоелектронного обладнання, протокол від 10.12.2022 № 8.

**Розробники:**

Викладач циклової комісії авіаційного і радіоелектронного обладнання,  
к.т.н., доцент, викладач, Шокар'єв Д.А.

**Рецензенти:**

1. Інженер з технічного обслуговування, ремонту та діагностики авіаційної техніки ТОВ «ЕЙР ТАУРУС» Калінін О.В.
2. Професор циклової комісії авіаційного і радіоелектронного обладнання, к.т.н., спеціаліст вищої категорії Гаврилюк Ю.М.

## Структура навчальної дисципліни

### Розподіл часу навчальної дисципліни за темами (заочна форма навчання)

Номер та назва навчальної теми	Кількість годин відведених на вивчення навчальної дисципліни						Вид контролю
	Всього	з них:					
		Лекції	Семінарські заняття	Практичні заняття	Лабораторні заняття	Самостійна робота	
Тема №1 Вступ. Загальна характеристика електричних систем.	12	0,5	0	0,5	0,5	10,5	
Тема №2 Сучасні типи електростанцій і підстанцій, особливості їх технологічного процесу.	12	1	0	1	0,5	9,5	
Тема №3 Синхронні генератори.	12	1	0	1	0,5	9,5	К/р на 15 хвил.
Тема №4 Силові трансформатори і автотрансформатори.	12	0,5	0	0,5	0,5	10,5	К/р на 15 хвил.
Тема №5 Схеми електричних з'єднань станцій та підстанцій.	12	0,5	0	0,5	0,5	10,5	
Тема №6 Власні потреби електростанцій та підстанцій.	12	0,5	0	0,5	0,5	10,5	К/р на 15 хвил.
Тема №7 Схеми розподільчих пристроїв електростанцій та підстанцій..	12	0,5	0	0,5	0,25	10,75	
Тема №8 Умови роботи провідників і апаратів.	12	0,5	0	0,5	0,25	10,75	К/р на 15 хвил.
Тема №9 Комутаційні електричні апарати.	12	0,5	0	0,5	0,25	10,75	К/р на 15 хвил.
Тема №10 Струмоведучі частини	12	0,5	0	0,5	0,25	10,75	
Всього за семестр № 2	120	6	0	6	4	104	екзамен

## **2 Методичні вказівки до практичних занять**

### **Тема 1. Силові трансформатори і автотрансформатори.**

**Практичне заняття за темою № 1. Вибір силових трансформаторів і автотрансформаторів в схемах підстанцій або електростанцій.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, вибір силових трансформаторів і автотрансформаторів в схемах підстанцій або електростанцій.

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Вибір силових трансформаторів
2. Вибір силових автотрансформаторів

Література, методичне та матеріально-технічне забезпечення занять:

1-3

#### **План проведення заняття.**

**I. Порядок проведення вступу до заняття** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II. Порядок проведення основної частини заняття**

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі здобувач повинен вивчити особливості побудови добових графіків навантаження районних підстанцій і річних графіків за тривалістю навантажень, вміти визначити з графіків навантаження техніко-економічні показники. Необхідно оволодіти практичними навичками техніко-економічних розрахунків щодо вибору числа і потужності силових трансформаторів, вміти вибрати силові трансформатори на районній понизительной підстанції з урахуванням їх здатності навантаження (знати особливості визначення систематичних

навантажень і аварійних перевантажень силових трансформаторів).

**Приклад 1. Вибрати число і потужність силових трансформаторів на підстанції.**

Вихідні дані та коротка характеристика проектного об'єкта.

Харчування підстанції 1 здійснюється підключенням до Двофазного повітряної лінії. напруга лінії  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ . Підключення проводиться на відстані 44 км від підстанції А. Підстанція 1 є тупиковою.

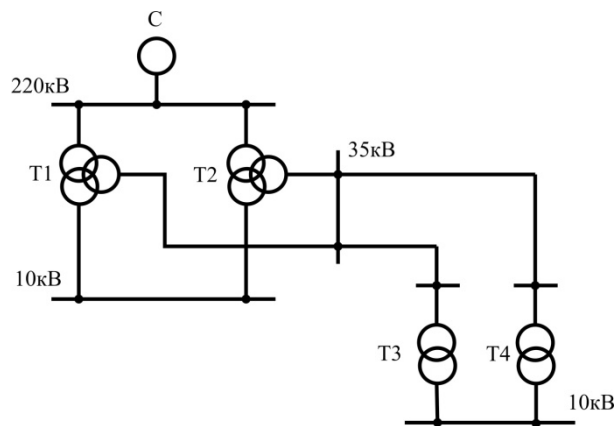


Рисунок 1 - Схема мережевого району

Виходячи з вимог надійності електропостачання споживачів, норм технологічного проектування підстанцій на районних підстанціях, що мають споживачів I і II категорії, як правило, передбачається установка двох трансформаторів.

Проектована підстанція живить споживачів I, II і III категорії, тому для надійності електропостачання споживачів приймаємо до установки два трансформатора, які для обмеження струмів КЗ в нормальному режимі працюють окремо. У разі виходу з ладу одного з трансформаторів, другий повинен забезпечити електропостачання споживачів I і II категорії на час усунення несправності.

Підстанція 1 знаходиться в помірній кліматичній зоні. Середня розрахункова температура повітря становить:

- а) в зимовий період від - 8 до -13,6 ° C;

б) в літній період від +27 до +30,2 °С.

Глибина промерзання ґрунтів 1,4 м. Територія відноситься до третього сніговому району 1 кПа і II району по ожеледі. Другий вітрової район - 0,3 кПа. Ґрунтовою основою є суглинок. Зони із забрудненою або агресивним середовищем відсутні. Живлення підстанції 1 здійснюється від підстанції А на напрузі 110 кВ.

Основними споживачами електричної енергії є: прилеглі села, теплиця, корівник, птахофабрика, елеватор. По надійності електропостачання проектується електроприймачі відносяться до I, II і III категорії. Струм відключення вимикача підстанції А дорівнює 12,9 кА.

#### Обробка графіків навантажень.

Побудуємо графік навантаження споживачів в іменованих одиницях.

Кількість енергії споживаної в рік

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i, \quad (1.1)$$

де  $P_i$  - навантаження споживачів;  $T_i$  - час використання навантаження

$$W_{\text{год}} = (4,55 + 2,9 + 4,55 + 8,7 + 9,6 + 9,0 + 7,2 + 8,3 + 9,0 + 10 + 12 + 12,7 + 12,2 + 10,7 + 7,16 + 6,0 + 4,5) \times 152 + (3,8 + 2,3 + 3,8 + 8,7 + 9,6 + 9 + 7,2 + 8,3 + 9 + 10 + 12 + 12,7 + 12,2 + 0,7 + 4,5 + 3,8) \times 213 = 48315,92 \text{ МВт} \times \text{год.}$$

Середньорічна навантаження підстанції

$$P_{\text{ср.г}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{год}}}, \quad (1.2)$$

$$P_{\text{ср.г}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{год}}} = \frac{48315,92}{8760} = 5,5 \text{ МВт.}$$

Час використання максимуму

$$T_{\text{в.м.}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}}, \quad (1.3)$$

$$T_{\text{в.м.}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{48315,8}{12,7} = 3804,4 \text{ ч.}$$

Визначаємо коефіцієнт навантаження

$$K_H = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}, \quad (1.4)$$

$$K_H = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} = \frac{5,5}{12,7} = 0,434.$$

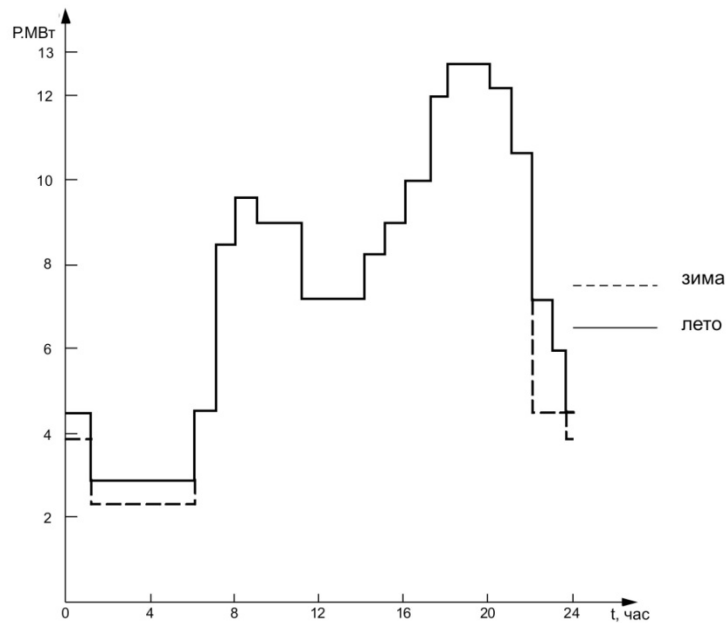


Рисунок 2 - Добовий графік навантажень

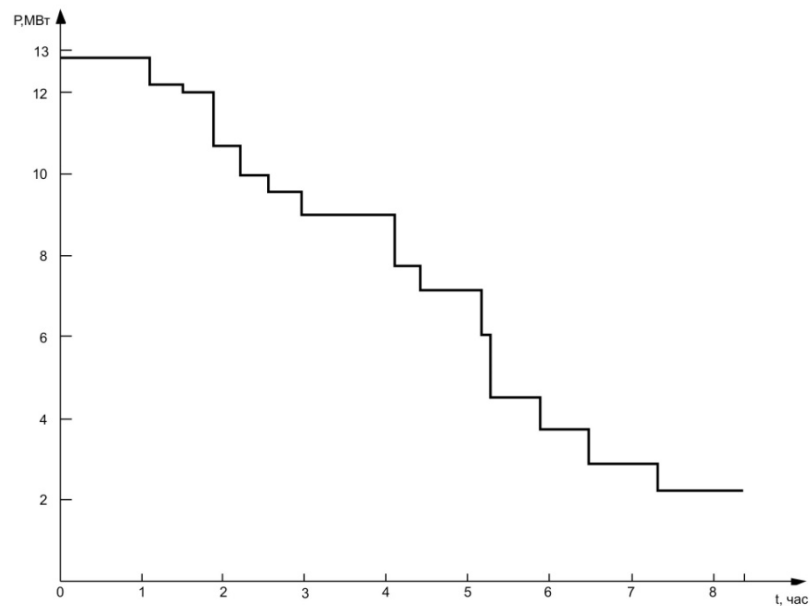


Рисунок 3 - Річний графік навантаження

Вибір числа і потужності силових трансформаторів.

Так як є споживачі I і II категорії, виходячи з забезпечення надійності

електропостачання передбачаємо установку на підстанції двох трансформаторів.

Потужність трансформаторів визначимо на підставі техніко-економічного порівняння трьох варіантів потужності. Потужність трансформатора визначаємо за формулою

$$S_{н.т.} = \frac{S_{\max} \cdot \kappa_{I,II}}{\kappa_{ав.}}, \quad (1.5)$$

де  $S_{\max}$  - максимальне навантаження підстанції;  $\kappa_{I,II}$  - коефіцієнт участі споживачів I і II категорій;  $\kappa_{ав.}$  - прийнятий коефіцієнт аварійної перевантаження,  $\kappa_{ав.} = 1,4$ , так як аварійна тривале перевантаження силових масляних трансформаторів на 40% допускається за ПУЕ протягом не більше 5 діб на час максимуму навантаження загальною тривалістю не більше 6 годин на добу.

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\phi} = \frac{12,7}{0,92} = 13,8 \text{ МВА};$$

$$S_{н.т.} = \frac{13,8 \cdot 0,56}{1,4} = 5,52 \text{ МВА}.$$

Для порівняння приймаємо такі типи трансформатори, зазначені в таблиці 1.

Таблиця 1 - Технічні параметри силових трансформаторів

Тип трансформатора	U <sub>ном</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔР <sub>к</sub> , кВт	Р <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	ΔQ <sub>х</sub> , квар
	ВН	НН					
ТДН-6300/110	115	11	10,5	44	10	1	70
ТДН-10000/110	115	11	10,5	60	14	0,7	112
ТДН-16000/110	115	11	10,5	85	19	0,7	175

Проводимо перевірку по перевантажувальній здатності трансформаторів в аварійному режимі при відключенні одного з трансформаторів.

Варіант 1

$$1,4 \cdot S_{н.т.} \geq S_{\max}$$



$$1,4 \cdot 6300 = 8820 < 13800 \text{ МВА},$$

перевірка по перевантажувальній здатності трансформатора ТДН-6300/110 показала недоцільність його установки на підстанції.

$$\text{Варіант 2 } 1,4 \cdot 10000 = 14000 > 13800 \text{ МВА},$$

$$\text{Варіант 3 } 1,4 \cdot 16000 = 22400 > 13800 \text{ МВА},$$

перевірка показала, що трансформатори ТДН-10000/110 і ТДН-16000/110 проходять по перевантажувальній здатності.

Визначаємо щорічні втрати в трансформаторах  $\Delta W_{\text{год}}$ , кВт·ч / рік

$$\Delta W_{\text{год}} = n \cdot P_{\text{хх}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.6)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів;  $\tau$  - час максимальних втрат,

$$\tau = 0,124 + \frac{T_{\text{им}}^2}{10^4} \cdot 8760 = 0,124 + \frac{3804,4^2}{10^4} \cdot 8760 = 2229,04 \text{ год.}$$

$$\Delta W_{\text{год},1} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 44 \cdot (13,8 / 10)^2 \cdot 2229,04 = 268589,64 \text{ кВт·год/ рік};$$

$$\Delta W_{\text{год},2} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 85 \cdot (13,8 / 16)^2 \cdot 2229,04 = 245673,3 \text{ кВт·год/ рік.}$$

Визначимо капітальні витрати по формулі:

$$K = n \cdot K_i \cdot K_{\text{уд}}, \quad (1.7)$$

де  $K_i$ - розрахункова вартість трифазних трансформаторів, по [4, с.333];

$K_{\text{под}}$ - коефіцієнт подорожчання,  $K_{\text{уд}} = 30$ .

$$K_2 = 2 \cdot 40 \cdot 30 = 2400 \text{ тис. Грн.};$$

$$K_3 = 2 \cdot 48 \cdot 30 = 2880 \text{ тис. Грн..}$$

Проведемо вибір економічною потужності трансформаторів з використанням інтегральних показників економічної ефективності.

До числа інтегральних показників економічної ефективності відносяться:

- інтегральний ефект або чистий дисконтований дохід (ЧДД);
- індекс прибутковості (ІП).

Інтегральний ефект (Іе) Визначається як сума поточних ефектів за весь розрахунковий період, приведена до початкового кроку, або як перевищення інтегральних результатів (доходів) над інтегральними витратами (витратами).

величина  $\mathcal{E}_{\text{инт}}$  (Чистого дисконтованого доходу) обчислюється за формулою

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t - K_D, \quad (1.8)$$

де  $R_t$  - результати, що досягаються на  $t$ -му кроці розрахунку;  $Z_t$ - витрати (без капітальних), що здійснюються на  $t$ -му кроці розрахунку;  $T$  - тривалість розрахункового періоду або горизонт розрахунку;  $\alpha_t$  - коефіцієнт дисконтування,

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (1.9)$$

де  $E$  - норма дисконту, що дорівнює прийнятній для інвестора нормі доходу на капітал;  $t$  - номер кроку розрахунку, як правило, по роках, починаючи з моменту початку здійснення проекту;  $K_D$  - сума дисконтованих капіталовкладень,

$$K_D = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t, \quad (1.10)$$

де  $K_t$  - капіталовкладення на  $t$ -му кроці.

Індекс прибутковості (ІД) являє собою відношення суми наведених ефектів до величини дисконтованих капіталовкладень

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t}{K_D}. \quad (1.11)$$

Термін окупності- мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект (ЧДД) стає невід'ємним. Іншими словами це - період (вимірюваний в роках або місяцях), після якого початкові вкладення та інші витрати покриваються сумарними результатами (доходами) його здійснення. Термін окупності знаходиться графічно, після визначення інтегральних ефектів.

Після визначення інтегральних показників економічної ефективності проекту необхідно оцінити фінансовий стан пропонованого проекту. В

якості критеріїв фінансової оцінки використовуються рентабельність виробництва і рентабельність продукції.

Рентабельність виробництва визначається:

$$P = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_{bt}}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100, (1.12)$$

де  $\Pi_{bt}$  - валовий прибуток від виробничо-господарської діяльності по роках розрахункового періоду  $T$ , тис.грн. / рік;  $\sum_{t=0}^T K_t$  - вартість виробничих фондів, тис.грн.;  $T$  - період введення об'єкта в експлуатацію.

Рентабельність продукції визначається

$$P = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_{ct}}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100, (1.13)$$

де  $\Pi_{ct}$  - чистий прибуток від виробничо-господарської діяльності  $t$ -го року, тис.грн. / рік;  $R_t$  - виручка від реалізації  $t$ -го року, тис.грн. / рік.

Внутрішня норма прибутковості (ВНД) являє собою ту норму дисконту  $E_{BH}$ , При якій величина приведених ефектів дорівнює приведеним капіталовкладенням. Іншими словами  $E_{BH}$  (ВНД) є рішенням рівняння

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - 3t)}{(1 + E_{BH})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{BH})^t}. (1.14)$$

Якщо розрахунок інтегрального ефекту (ЧДД) проекту дає відповідь на питання, чи є він ефективним чи ні при заданій нормі дисконту  $E$ , то ВНД проекту визначається в процесі розрахунку і потім порівнюється з необхідної інвестором нормою доходу на вкладений капітал. У разі, коли ВНД дорівнює або більше необхідної інвестором норми доходу на капітал, капіталовкладення в даний проект виправдано.

Результати розрахунку представлені в таблицях 2-4 і на рис. 4.

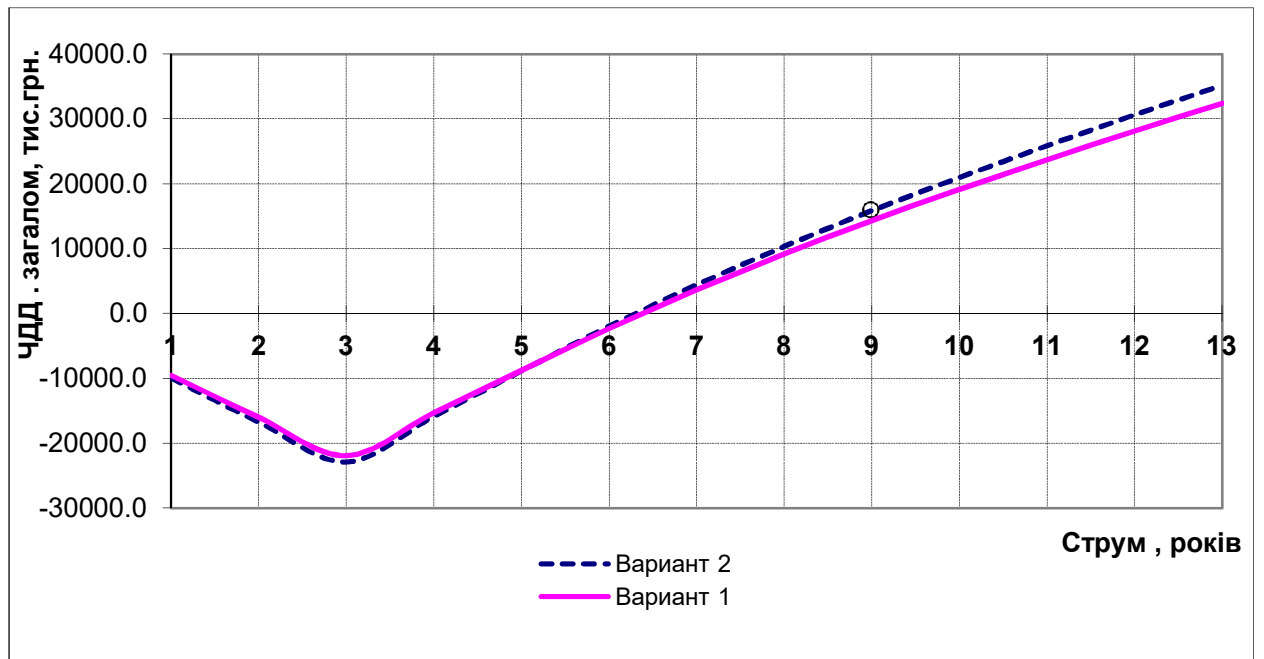


Рисунок 4 - Графічне визначення терміну окупності

Таблиця 2 - Очікувані техніко-економічні показники при установці на підстанції трансформаторів ТДН-10000/110 кВ

показники	Одиниці виміру	Величина показника по роках												
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Виручка від реалізації	тис. грн..	-	-	-	18900	20475	22050	22575	23100	23625	24150	25200	26775	28350
капіталовкладення	тис. грн..	7150,4	5362,8	5362,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на ел.ен.	грн. / кВт * год	0,7	0,75	0,825	0,9	0,975	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,2	1,275	1,35
Питома собівартість передачі і розподілу ел.ен	грн. / кВт * год	-	-	-	0,176	0,190	0,204	0,209	0,214	0,218	0,223	0,232	0,247	0,261
Витрати на втрати ел.ен. В системі	тис. грн..	-	-	-	1350	1462,5	+1575	1612,5	1650	1687,5	1 725	1800	1912,5	2025
Відрахування на сервісне обслуговування	тис. грн..	-	-	-	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56
Податки і збори	тис. грн..	-	-	-	9886,464	10763,964	11641,46	11933,964	12226,46	12518,964	12811,46	13396,46	14273,964	15151,464
Чистий дохід (без дисконтування)	тис. грн..	-7150,4	-5362,8	-5362,8	6591,0	7176,0	7761,0	7956,0	8151,0	8346,0	8541,0	8931,0	9516,0	10101,0
коефіцієнт дисконтування	-	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42
Чистий дохід з дисконтуванням (без урахування амортизації)	тис. грн..	-9517,2	-6489,0	-5899,1	6591,0	6530,1	6441,6	5967,0	5542,7	5174,5	4782,9	4554,8	4472,5	4242,4
ЧДД наростаючим підсумком	тис. грн..	-9517,2	16006,2	21905,3	-15314,3	-8784,1	-2342,5	3624,5	9167,1	14341,6	19124,6	23679,4	28151,9	32394,3
рентабельність виробництва	%	-	-	-	92,2	100,4	108,5	111,3	114,0	116,7	119,4	124,9	133,1	141,3
рентабельність продукції	%	-	-	-	34,9	35,0	35,2	35,2	35,3	35,3	35,4	35,4	35,5	35,6
Валовий прибуток	тис. грн..	-	-	-	16477,44	17939,94	19402,44	19889,94	20377,44	20864,94	21352,44	22327,44	23789,94	25252,44

Середня рентабельність виробництва - 89,37%; середня рентабельність продукції - 27,15%.

Таблиця 3 - Очікувані техніко-економічні показники при установці на підстанції трансформаторів ТДН-16000/110 кВ

показники	Одиниці виміру	Величина показника по роках													
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Виручка від реалізації	тис. грн..	-	-	-	18900	20475	22050	22575	23100	23625	24150	25200	26775	28350	
капіталовкладення	тис. грн..	7471,2	5603,4	5603,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Тариф на ел.ен.	грн. / кВт * год	0,7	0,75	0,825	0,9	0,975	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,2	1,275	1,35	
Питома собівартість передачі і розподілу ел.ен	грн. / кВт * год	-	-	-	0,169	0,183	0,196	0,201	0,206	0,210	0,215	0,224	0,237	0,251	
Витрати на втрати ел.ен. В системі	тис. грн..	-	-	-	162,027	175,52925	189,0315	193,53225	198,033	202,53375	207,0345	216,036	229,53825	243,0405	
Відрахування на сервісне обслуговування	тис. грн..	-	-	-	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	
Наалогі і збори	тис. грн..	-	-	-	10570,38	11507,274	12444,17	12756,473	13068,77	13381,072	13693,37	14317,97	15254,869	16191,768	
Чистий дохід (без дисконтування)	тис. грн..	-7471,2	-5603,4	-5603,4	7046,9	7671,5	8296,1	8504,3	8712,5	8920,7	9128,9	9545,3	10169,9	10794,5	
коефіцієнт дисконтування	-	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	
Чистий дохід з дисконтуванням (без урахування амортизації)	тис. грн..	-9944,2	-6780,1	-6163,7	7046,9	6981,1	6885,8	6378,2	5924,5	5530,8	5112,2	4868,1	4779,9	4533,7	
ЧДД наростаючим підсумком	тис. грн..	-9944,2	-16724,3	-22888,0	-15841,1	-8860,0	-1974,2	4404,0	10328,5	15859,3	20971,5	25839,6	30619,5	35153,2	
рентабельність виробництва	%	-	-	-	94,3	102,7	111,0	113,8	116,6	119,4	122,2	127,8	136,1	144,5	
рентабельність продукції	%	-	-	-	37,3	37,5	37,6	37,7	37,7	37,8	37,8	37,9	38,0	38,1	
Валовий прибуток	тис. грн..	-	-	-	17617,29	19178,791	20740,29	21260,788	21781,29	22301,786	22822,29	23863,28	25424,782	26986,28	

Середня рентабельність виробництва -91,42%, середня рентабельність продукції -29,02%.

Таблиця 4 - Техніко-економічне обґрунтування порівнюваних варіантів

найменування показника	одиниця виміру	Варіант 1	Варіант 2
напруга	кВ	110/10	110/10
потужність	МВА	10	16
$T_{\max}$	ч / рік	3804,4	3804,4
рентабельність продукції	%	27,1	29,0
рентабельність виробництва	%	89,4	91,4
ЧДД	тис. грн.	32 394,3	35 153,2
індекс прибутковості	грн. / грн.	1,5	1,5
Термін окупності	років	2,5	2,7

На підставі аналізу економічної ефективності рекомендується продовжити роботу над варіантом 1 вибору економічної потужності трансформаторів на РПП (2хТДН-10000/110). Так як він має більш високі інтегральні показники (ЧДД, ІД, Рентабельність продукції), а також більш низький термін окупності.

Показники фінансової ефективності 1-го варіанту можуть бути поліпшені в результаті впровадження заходів по економії електроенергії.

**III. Порядок проведення заключної частини заняття.** Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 2. Розрахунок струмів КЗ і вибір струмообмежуючих реакторів в схемах підстанцій.**

### **Практичне заняття за темою № 2. Розрахунок струмів КЗ і вибір струмообмежуючих реакторів в схемах підстанцій.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, Розрахунок струмів КЗ і вибір струмообмежуючих реакторів в схемах підстанцій.

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### **Навчальні питання:**

1. Розрахунок струмів КЗ
2. Вибір струмообмежуючих реакторів в схемах підстанцій.

**I. Порядок проведення вступу до заняття** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II. Основна частина заняття.**

#### **План проведення заняття.**

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі здобувач повинен вивчити методики визначення струмів КЗ для вибору і перевірки електричних апаратів, струмоведучих частин та ізоляторів в аварійному режимі. Ознайомитися з програмами розрахунку струмів КЗ на ЕОМ. Вміти визначати індуктивний опір лінійного реактора по відключає здібності вимикача.

**Приклад 2. Для заданої схеми заміщення провести розрахунок струмів КЗ. Визначити необхідність обмеження струмів КЗ.**

Розрахункова схема мережевого району представлена на малюнку 5. Складаємо однолінійну схему заміщення електропостачання району, яка представлена на рис. 6. Вибираємо розрахункові точки КЗ: К1 - на стороні вищої напруги трансформатора, К2 - на стороні нижчої напруги трансформатора. Вважаємо, що для зниження рівня струму КЗ трансформатори підстанції працюють окремо і в схему заміщення входить тільки один з них разом з підключеною до нього лінією.



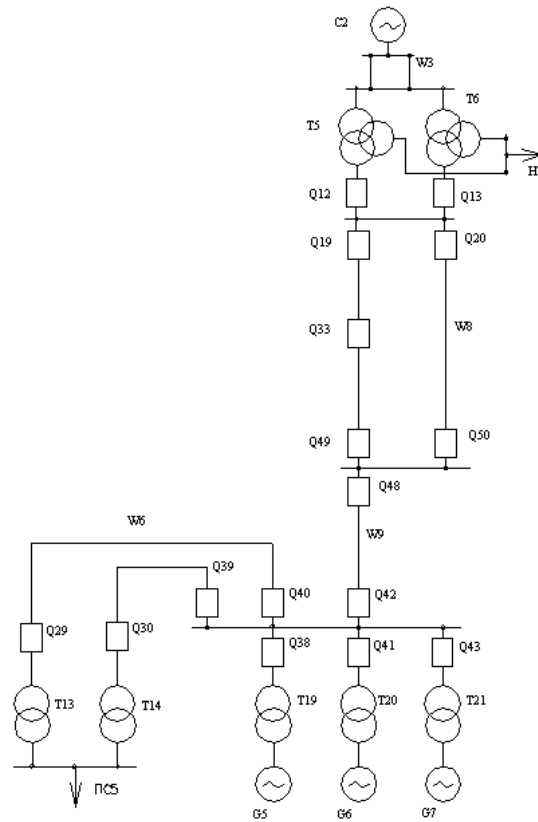


Рисунок 5 - Розрахункова схема

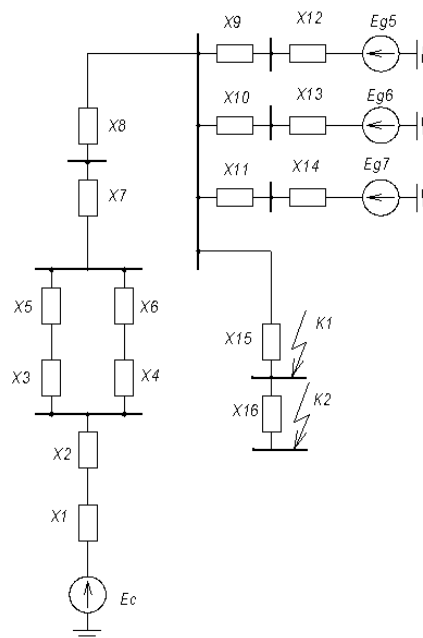


Рисунок 6 - Однолінійна схема заміщення

Проведемо розрахунок струмів КЗ на стороні вищої напруги трансформатора.

Вважаємо розрахунковий струм трифазного свержперехідного короткого замикання на стороні вищої напруги трансформатора методом розрахункових кривих. Приймаємо базисні умови:  $S_6 = 100$  МВА,  $U_6 = 115$  кВ,  $I_6 = S_6 / (\sqrt{3} * U_6) = 0,5$  кА.

Вибираємо генератори G5-G7 ТГВ-200-2У3. Сверхперехідний опір генератора у в.о. одно 0,19. Вибираємо трансформатори зв'язку Т5, Т6: АТДТН - 125000/220/110,  $U_k$  вн-сн = 11%,  $U_k$  вн-нн = 45%,  $U_k$  сн-нн = 28%; трансформатори в ланцюзі генераторів Т19-Т21: ТДЦ - 200000/110,  $U_k = 10,5\%$ ; трансформатори на підстанції ТДН - 16000/110,  $U_k = 10,5\%$ .

Для трансформаторів зв'язку Т5, Т6 розрахуємо  $U_k$  вн і  $U_k$  сн

$$U_k \text{ вн} = 0,5 * (U_k \text{ вн-сн} + U_k \text{ вн-нн} - U_k \text{ сн-нн}) = 0,5 * (11\% + 45\% - 28\%) = 14\%$$

$$U_k \text{ зн} = 0,5 * (U_k \text{ вн-сн} + U_k \text{ сн-нн} - U_k \text{ вн-нн}) = 0,5 * (11\% + 28\% - 45\%) = -3\%$$

Розраховуємо опору схеми заміщення

$$X_1 = S_6 / S_B = 100/4000 = 0,025$$

$$X_2 = 0,5 * x_0 * l * S_6 / U_{cp2} = 0,5 * 0,4 * 200 * 100/2302 = 0,0756$$

$$X_3 = X_4 = U_k \text{ вн} * S_6 / (100 * S_{H.T.}) = 14 * 100 / (100 * 125) = 0,112$$

$$X_5 = X_6 = U_k \text{ сн} * S_6 / (100 * S_{H.T.}) = -3 * 100 / (100 * 125) = -0,024$$

$$X_7 = 0,5 * x_0 * l * S_6 / U_{cp2} = 0,5 * 0,4 * 65 * 100/1152 = 0,0983$$

$$X_8 = x_0 * l * S_6 / U_{cp2} = 0,4 * 25 * 100/1152 = 0,0756$$

$$X_9 = X_{10} = X_{11} = U_k * S_6 / (100 * S_{H.T.}) = 10,5 * 100 / (100 * 200) = 0,0525$$

$$X_{12} = X_{13} = X_{14} = X_d'' * S_6 / S_{H.T.} = 0,19 * 100 / 250 = 0,076$$

$$X_{15} = x_0 * l * S_6 / U_{cp2} = 0,4 * 60 * 100/1152 = 0,181$$

$$X_{16} = U_k * S_6 / (100 * S_{H.T.}) = 10,5 * 100 / (100 * 16) = 6,562$$

$$X_{17} = X_1 + X_2 = 0,025 + 0,0756 = 0,1$$

$$X_{18} = 0,5 * (X_3 + X_5) = 0,044$$

$$X_{19} = X_7 + X_8 = 0,174$$

$$X_{20} = 1/3 * (X_9 + X_{12}) = 0,0428$$

$$X_{21} = X_{17} + X_{18} + X_{19} = 0,318$$

$$X_{22} = 1 / (1 / X_{20} + 1 / X_{21}) = 0,0377$$

$$X_{\Sigma} = X_{21} + X_{15} = 0,2192$$

$$c_1 = 1$$

$$c_2 = X_{22} / X_{20} = 0,881$$

$$c_3 = X_{22} / X_{21} = 0,118$$

$$X_{расч. \Gamma} = X_{\Sigma} * S_{\Sigma \Gamma} / (C_3 * S_6) = 13,87$$

$$X_{расч. з} = X_{\Sigma} / C_2 = 0,249.$$

Спрощена схема заміщення для точки К1 представлена на малюнку 7.

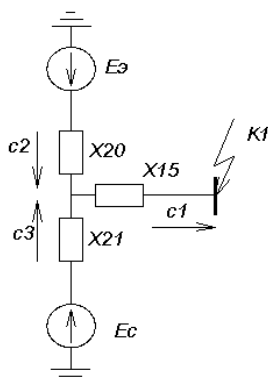


Рисунок 7 - Спрощена схема заміщення для точки К1

Так як розрахункові криві побудовані для розрахункових опорів менше або рівних трьом, вважаємо, що струм КЗ для будь-якого моменту часу однаковий і рівний

$$ІПК з * = 1 / X_{расч. з} = 1 / 0,249 = 4,02$$

$$ІПК \Gamma * = 1 / X_{расч. \Gamma} = 1 / 13,87 = 0,072$$

$$І_{н. \Gamma} = S_{\Sigma \text{ п.р.}} / (\sqrt{3} * U_6) = 3 * 250 // (\sqrt{3} * 115) = 3,765 \text{ кА}$$

$$ІПК з = ІПК з * * I_6 = 4,02 * 0,5 = 2,018 \text{ кА}$$

$$ІПК \Gamma = ІПК \Gamma * * I_{н. \Gamma} = 0,072 * 3,765 = 0,271 \text{ кА}$$

$$ІПК = ІПК з + ІПК \Gamma = 2,018 + 0,271 = 2,29 \text{ кА.}$$

Визначаємо значення аперіодичної складової струму КЗ.

Приймаємо  $T_a = 0,03 \text{ с}$ ;  $k_u = 1,7$ . Розрахунковий час КЗ  $\tau$  приймаємо 0,2

с.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * I_{п, 0} * e^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} * 2,29 * e^{-0,2 / 0,03} = 0,004 \text{ кА.}$$

Визначаємо значення ударного струму

$$i_y = \sqrt{2} * I_{п, 0} * k_y = \sqrt{2} * 2,29 * 1,7 = 5,505 \text{ кА.}$$

Проведемо розрахунок струмів КЗ на стороні нижчої напруги трансформатора.

Метод розрахунку та опору всіх елементів схеми заміщення такі ж як і в попередньому розрахунку. Приймаємо базисні умови:  $S_б = 100 \text{ МВА}$ ,  $U_б = 10,5 \text{ кВ}$ ,

$$I_б = S_б / (\sqrt{3} * U_б) = 5,5 \text{ кА.}$$

Сумарний опір відрізняється від попереднього випадку на опір  $X_{16}$  трансформатора підстанції

$$X_{\Sigma} = X_{21} + X_{15} + X_{16} = 0,875$$

$$c_1 = 1$$

$$c_2 = X_{22} / X_{20} = 0,881$$

$$c_3 = X_{22} / X_{21} = 0,118$$

$$X_{расч. \Gamma} = X_{\Sigma} * S_{\Sigma \Gamma} / (C_3 * S_б) = 55,39$$

$$X_{расч. з} = X_{\Sigma} / C_2 = 0,993.$$

Так як розрахункові криві побудовані для розрахункових опорів менше або рівних трьом, вважаємо, що струм КЗ для будь-якого моменту часу однаковий і рівний

$$ІПК з * = 1 / X_{расч. з} = 1 / 0,993 = 1,006$$

$$ІПК \Gamma * = 1 / X_{расч. \Gamma} = 1 / 55,39 = 0,018$$

$$І_{н.г.} = S_{\Sigma п.р.} / (\sqrt{3} * U_б) = 3 * 250 // (\sqrt{3} * 10,5) = 44,24 \text{ кА}$$

$$ІПК з = ІПК з * * І_б = 1,006 * 5,5 = 5,536 \text{ кА}$$

$$ІПК \Gamma = ІПК \Gamma * * І_{н.г.} = 0,018 * 44,24 = 0,744 \text{ кА}$$

$$ІПК = ІПК з + ІПК \Gamma = 5,536 + 0,744 = 6,28 \text{ кА.}$$

Спрощена схема заміщення для точки К2 представлена на рис. 8.

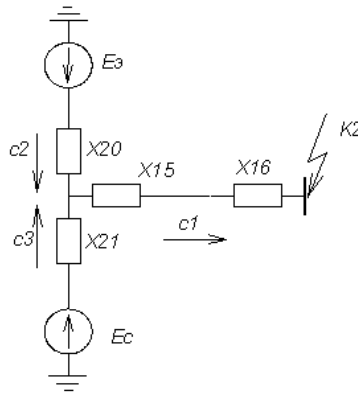


Рисунок 8 - Спрощена схема заміщення для точки К2

Визначаємо значення аперіодичної складової струму КЗ. Приймаємо  $T_a = 0,03$  с;  $k_u = 1,8$ . Розрахунковий час короткого замикання приймаємо 0,06 с.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * I_{п, 0} * e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} * 6,28 * e^{-0,06 / 0,03} = 1,202 \text{ кА}$$

Визначаємо значення ударного струму

$$i_y = \sqrt{2} * I_{п, 0} * k_u = \sqrt{2} * 6,28 * 1,8 = 15,988 \text{ кА}$$

Можна зробити висновок, що обмеження струмів КЗ не потрібно, так як вимикачі здатні відключати такі ударні струми (до 80 кА).

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

### **Тема 3. Вибір і перевірка струмоведучих частин в схемах РП підстанцій.**

#### **Практичне заняття за темою № 3. Вибір і перевірка струмоведучих частин в схемах РП підстанцій.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, вибір і перевірка струмоведучих частин в схемах РП підстанцій.

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Вибір і перевірка струмоведучих частин в схемах РП підстанцій.
2. Вибір струмообмежуючих реакторів в схемах підстанцій.

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

#### **План проведення заняття.**

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі студент повинен вміти вибрати перетин шин і струмопроводів в різних приєднаннях схеми РУ підстанції для надійної роботи їх в нормальному тривалому режимі, а також перевірити вибрані шини на термічну і електродинамічну стійкість в режимі КЗ. Вміти вибрати ізолятори для РУ всіх напруг підстанції.

**Приклад 3. Для головної схеми електричних з'єднань підстанції вибрати струмопровідні частини на всіх напружених.**

Головна схема електричних з'єднань підстанції представлена на рис. 9.

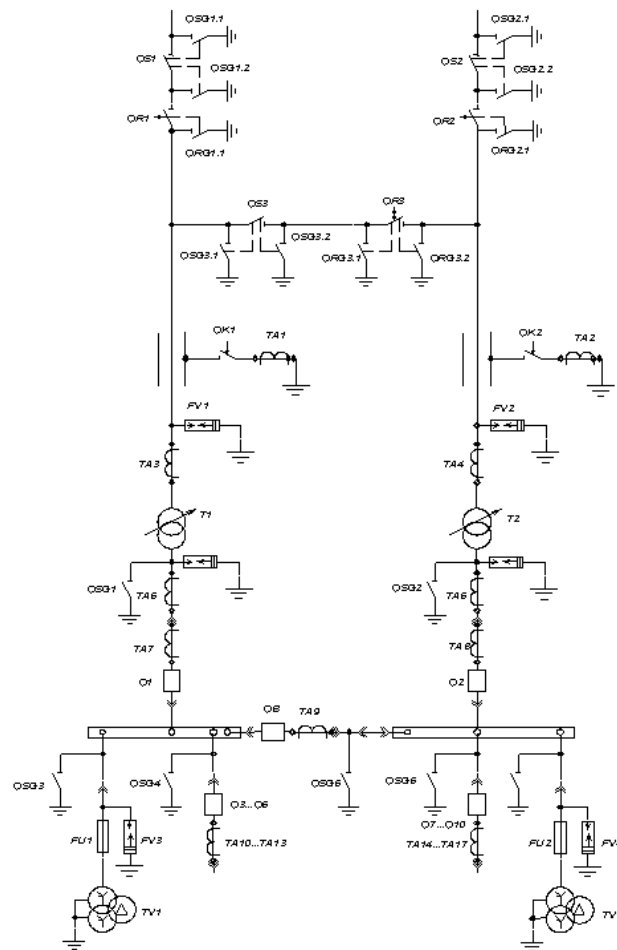


Рисунок 9 - Головна схема електричних з'єднань підстанції

Проектована підстанція є тупиковою, має мале число приєднань (8), а робочий максимальний струм на стороні вищої напруги

$I_{\text{раб, max}} = K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{н.т}} / (\sqrt{3} U_{\text{н}}) = 1.3 \cdot 16000 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 127 \text{ A} \ll 1000 \text{ A},$

то можна застосувати спрощену схему з віддільниками, короткозамикачами. Припускаючи, що підстанція буде експлуатуватися без чергового персоналу, встановлюємо автоматичну перемичку. У нормальному режимі перемичка розімкнута.

#### Вибір струмоведучих частин на боці 110 кВ.

Вибираємо шини з алюмінієвих ттрн..

Робочий струм і робочий максимальний струм на стороні 110 кВ

$$I_{\text{раб}} = S_{\text{н.т}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}) = 16000 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 98 \text{ A},$$

$$I_{\text{max}} = K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{раб}} = 1.3 \cdot 98 = 127 \text{ A}.$$

Перетин шин вибираємо по економічній щільності струму

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

де  $B_k$  - імпульс квадратичного струму КЗ;  $C$  - функція, значення якої для алюмінію  $91 \text{ А} \cdot \text{з}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$B_k = I_p, 02 \cdot (t_{отк} + T_a) = 2,292 \cdot (0,2 + 0,03) = 1,20617 \text{ КА}^2 \cdot \text{с},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1206170}}{91} = 12 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо алюмінієві тгрн.и з зовнішнім і внутрішнім діаметром рівним 16/13 мм. Допустимий струм обраних шин

$$I_{\text{доп}} = 295 \text{ А},$$

$$q_{\text{ст}} = \pi / 4 \cdot (d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) = 3,14 / 4 \cdot (16^2 - 13^2) = 70 \text{ мм}^2.$$

За умовами вибору  $I_{\text{мах}} < I_{\text{доп}}, q_{\text{ст}} > q_{\min}$  дані шини проходять.

Перевірку на термічна дія струму КЗ не робимо, тому що лінія виконана на відкритому повітрі з великим запасом по допустимому току.

На електродинамічну стійкість шини не перевіряємо зважаючи на великі відстані між фазами.

Струмопровідні частини від збірних шин до трансформатора вибираємо по економічній щільності струму  $j_{\text{ек}}$ , яку для даного приєднання приймаємо рівною  $1 \text{ А} / \text{мм}^2$

$$q_{\text{ек}} = I_{\text{раб}} / j_{\text{ек}} = 98 / 1 = 98 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо гнучкий сталюалюмінієвий дріт марки АС-95/16 з  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$ .

За умовами вибору  $I_{\text{мах}} < I_{\text{доп}} (127 \text{ А} < 330 \text{ А})$  дані шини проходять.

Перевірку на термічна дія струму КЗ не робимо, тому що лінія виконана голим проводом на відкритому повітрі.

Перевірку за умовами коронування не робимо, тому що по ПУЕ для 110 кВ цій умові задовольняють всі дроти перетином рівним або більшим  $70 \text{ мм}^2$ .



Вибір струмоведучих частин на боці 10 кВ.

Вибір струмопроводу.

Струмопровідні частини від трансформатора до збірних шин виконуємо гнучким струмопроводом. Вибираємо перетин по економічній щільності струму  $j_{ек} = 1 \text{ А / мм}^2$

$$I_{раб} = S_{н.т.} / (\sqrt{3} * U_n) = 16000 / (\sqrt{3} * 10) = 924 \text{ А},$$

$$I_{max} = K_{ав} * I_{раб} = 1,3 * 924 = 1200 \text{ А},$$

$$q_{ек} = I_{раб} / j_{ек} = 924 / 1 = 924 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два несучих дроти АС-300/39, тоді перетин алюмінієвих проводів повинно бути

$$q_a = Q_e - q_{АС} = 924 - 2 * 300 = 324 \text{ мм}^2.$$

Число струмоведучих проводів А-185

$$n = 324 / 185 = 1,75.$$

Приймаємо токопровод  $2 * \text{АС-300/39} + 2 * \text{А-185}$  діаметром  $d = 150 \text{ мм}$ .

Перевіряємо токопровод по припустимому струмі

$$I_{доп} = 2 * 610 + 2 * 500 = 2220 \text{ А} > I_{max} = 1200 \text{ А}.$$

Пучок неізолюваних проводів має велику поверхню охолодження, тому перевірка на термічну стійкість не проводиться.

Перевіряємо токопровод за умовою схлестиванія.

Сила взаємодії між фазами

$$f = 1,5 * I_n, 02 * 10^{-7} / D = 1,5 * 62802 * 10^{-7} / 3 = 1,97 \text{ Н / м}.$$

Сила тяжіння струмопроводу (з урахуванням маси кілець 1,6 кг, маси 1 м проводу АС-300/39 - 1,13 кг, дроти А-185 - 0,5 кг) визначається наступним чином

$$g = 9,8 * (2 * 1,13 + 2 * 0,5) = 32 \text{ Н / м}.$$

Беручи час дії релейного захисту (диференціальної)  $t_z = 0,1 \text{ с}$ , знаходимо

$$t_{ек} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$$\sqrt{h} / t_{ек} = \sqrt{2,5} / 0,15 = 10,5.$$

За діаграмою [18, Рисунок 4.8] для значення  $f / g = 1,97 / 32 = 0,06$  знаходимо  $b / h = 0,02$ , звідки  $b = 0,02 * 2,5 = 0,05$  м.

Допустиме відхилення фази

$$b_{\text{доп}} = (D - d - a_{\text{доп}}) / 2 = (3 - 0,15 - 0,2) / 2 = 1,32 \text{ м.}$$

Голопування не відбудеться, тому що  $b < b_{\text{доп}}$  ..

Перевіряємо гнучкий токопровід по електродинамічній взаємодії провідників однієї фази. Зусилля на кожен провід

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} * 2 * 10^{-7} * \frac{I_{\text{н.о}}^2}{d} = \frac{4-1}{4^2} * 2 * 10^{-7} * \frac{6280^2}{0,15} = 30,86 \text{ Н / м.}$$

Питома навантаження на кожен провід від взаємодії при КЗ

$$\gamma_{\text{до}} = F_{\text{ц}} / q = 30,86 / 300 = 0,103 \text{ МПа / м.}$$

Питома навантаження на фазу від власної ваги

$$\gamma_1 = 9,8 \text{ м} / q = 9,8 * 1,13 / 300 = 0,037 \text{ МПа / м.}$$

Беручи максимальне тяжіння на фазу в нормальному режимі,  $T_{\text{ф.макс}} = 100000 \text{ Н}$ , визначаємо

$$\sigma_{\text{макс}} = T_{\text{ф.макс}} / (n * q) = 100000 / (2 * 300 + 2 * 185) = 103 \text{ МПа.}$$

Визначаємо допустима відстань між розпірками всередині фази

$$l_p = k \sigma_{\text{макс}} 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{\text{макс}} 24 \beta}{(\gamma_k + k \gamma_1)(\gamma_k - k \gamma_1)}} = 1,8 * 103 * 10^3 \sqrt{\frac{0,8 * 103 * 24 * 159 * 10^{-13}}{(0,103 + 1,8 * 0,037) * (0,103 - 1,8 * 0,037)}} = 418 \text{ м.}$$

Таким чином, в струмопроводі установка внутріфазних розпірок по електродинамічній стійкості не вимагається. Встановлюємо їх через 15 м для фіксації проводів розщепленої фази.

#### Вибір збірних шин.

Вибираємо збірні шини по допустимому току. Приймаємо односмугові алюмінієві шини розміром  $80 * 8 \text{ мм}^2$  з  $I_{\text{доп}} = 1370 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 1200 \text{ А}$ .

Перевіряємо шини на термічну стійкість

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{9072670}}{91} = 33 \text{ мм}^2,$$

що менше прийнятого перерізу.

Перевіряємо шини на механічну міцність. Визначаємо проліт  $l$  за умови, що частота власних коливань буде більше 200 Гц

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{I}{q}},$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Якщо шини розташовані на ребро:

$$J = \frac{hb^2}{12} = \frac{8 \cdot 0.8^2}{12} = 5.33,$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{5.33}{8 \cdot 0.8}} = 0.5^2.$$

Таким чином, приймаємо  $l = 0.5$  м.

Якщо шини розташовані плазом:

$$J = \frac{bh^2}{12} = \frac{0.8 \cdot 8^2}{12} = 34.133,$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{34.133}{8 \cdot 0.8}} = 1.41^2.$$

Цей варіант дає економію в кількості ізоляторів, приймаємо  $l = 1.4$  м.

Найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ (приймаємо відстань між фазами  $a = 0.22$  м)

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{y(3)}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{15988^2}{0.22} = 201.24 \text{ Н / м.}$$

згинальний момент

$$M = \frac{fl^2}{10} = \frac{201.24 \cdot 1.4^2}{10} = 39.44 \text{ Н * м.}$$

момент опору

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0.8 \cdot 8^2}{6} = 8.53 \text{ см}^3.$$

Розрахункове значення механічної напруги в матеріалі шин

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{39.44}{8.53} = 4.622 \text{ МПа.}$$

Вибираємо матеріал шин - алюмінієвий сплав АДО:  $\delta_{\text{разр}} = 65$  МПа;  
 $\delta_{\text{доп}} = 40$  МПа;  $E = 7 \cdot 10^{10}$  Па. Шини механічно міцні, так як  $\delta_{\text{доп}} \geq \delta_{\text{розр}} : 4,622 \geq 65$  МПа.

Вибір кабелів на лініях, що відходять.

Вибираємо кабель на напругу 10 кВ. За економічної щільності струму  $j_{\text{ек}} = 1,2$  А / мм<sup>2</sup>, вибираємо перетин жил кабелю

$$q_{\text{ек}} = I_{\text{норм}} / j_{\text{ек}} = 150 / 1.2 = 125 \text{ мм}^2,$$

де  $I_{\text{норм}}$  - найбільший робочий струм, що протікає по кабелю в нормальному режимі,

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{max}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}\cos\phi} = \frac{15000}{2\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 135.3 \text{ А.}$$

Найближче стандартне перетин 120 мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А} > I_{\text{раб.мах}} = I_{\text{норм}} = 135,3 \text{ А}$ .

Обраний перетин 120 мм<sup>2</sup> має бути перевірено на термічну стійкість.

Вибір ізоляторів.

Вибираємо опорні стрижневі ізолятори С4-80 I УХЛ на  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ , висота 190 мм,  $F_{\text{мах}} = 4 \text{ кН}$ .

Прохідний ізолятор ПІ-10 / 1600-1250 УХЛ1 на  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ , довжина 565 мм,  $I = 1600 \text{ А}$ ,  $F_{\text{мах}} = 1250 \text{ Н}$ .

Перевіряємо опорні і прохідні ізолятори на механічну міцність.

Максимальна сила, що діє на вигин, для опорних ізоляторів

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-7} \frac{i_{y^{(3)2}}}{a} l k_h = f^{(3)} l k_h = 201.24 * 1.4 * 1 = 281.74 \text{ Н};$$

для прохідних:

$$F_{\text{расч}} = 0.5 f^{(3)} l = 0.5 * 201.24 * 1.4 = 140.87 \text{ Н}.$$

$F_{\text{мах}} > F_{\text{расч}}$  для обох типів ізоляторів, тобто ізолятори механічно міцні.

По номінальній напрузі  $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} (10 = 10 \text{ кВ})$ ;

За номінальному струму  $I_{\text{мах}} < I_{\text{ном}} (1200 < 1600 \text{ А})$ .

На стороні 110 кВ вибираємо підвісні ізолятори типу ПС-70Д в кількості 8 штук на фазу.

**III. Заключна частина заняття.** Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 4. Комутаційні електричні апарати.**

### **Практичне заняття за темою № 4. Вибір і перевірка комутаційної апаратури в схемах розподільних пристроїв (РУ) підстанцій.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, вибір і перевірка комутаційної апаратури в схемах розподільних пристроїв (РУ) підстанцій.

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Вибір і перевірка струмоведучих частин в схемах РП підстанцій.
2. Вибір струмообмежуючих реакторів в схемах підстанцій.
3. Вибір і перевірка комутаційної апаратури

#### **План проведення заняття.**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II.** Основна частина заняття.

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі здобувач повинен знати умови вибору та перевірки високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів.

#### **Приклад 4. Для головної схеми електричних з'єднань підстанції вибрати комутаційні апарати.**

Головна схема електричних з'єднань підстанції наведена на рис. 9.

#### **Вибір апаратів на стороні 110 кВ.**

Вибираємо роз'єднувачі РНДЗ.2-110 / 1000 У1 з приводом ПРН-110 У1, отделители ОДЗ-1-110 / 1000 УХЛ1 з приводом ПРО-1У1, короткозамикачі КЗ-110 УХЛ1 з приводом ПРК-1У1, автоматична перемичка з отделителя ОДЗ-2 -110/1000 УХЛ1 з приводом ПРО-1У1 і роз'єднувача РНДЗ.2-110 / 1000 У1 з приводом ПДН-1У1. Перевірку отделителей, роз'єднувачів і короткозамикачів виробляємо в табличній формі.

Таблиця 5 - Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів

Умова вибору	Розрахункові дані		каталожні дані		
	параметр	значення	РНДЗ-2-110 / 1000 У1	ОДЗ-1-110 / 1000 УХЛ1	КЗ-110 УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном}$ , В	110	110	110	110
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}$ , кА	127	1000	1000	-
$i_{пред} \geq i_y$	$i_y$ , кА	5,505	80	80	51
$I_{тер2тер} \geq b_k$	$B_k$ , КА2 * 3	1,206	3969	2977	1 200

Вибір апаратів на стороні 10 кВ.

Вибір вимикачів.

Вибираємо КРУН серії К-49 з маломасляними вимикачами ВК-10-1600-20У2 в ланцюзі трансформатора, секційний вимикач ВК-10-1600-20У2 і вимикач ВК-10-630-20У2 на відхідних фідерах. Приводи у всіх вимикачів пружинні типу ДПП.

Вибір виробляємо в табличній формі. Число відходять фідерів  $n = 8$ .

Таблиця 6 - Вибір вимикачів

Умова вибору	Розрахункові дані		каталожні дані		Розрахункові дані	
	параметр	значення	ВК-10-1600-20У2	ВК-10-630-20У2	параметр	значення
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном}$ , кВ	10	10	10	$U_{ном}$ , кВ	10
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}$ , кА	1,20089	1,6	0,63	$I_{мах}$ , кА	0,150111
$I_{отк.ном} \geq I_{п.}$	$I_{п.}$ , кА	6,28063	20	20	$I_{п.t}$ , кА	0,785079
$\sqrt{2}I_{отк.ном} (1_n / 100) (\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат})$		10,0842	+24,04163056	+24,04163056		1,260529
$\sqrt{2}I_{отк.ном} / 100 i_{а*}$	$i_{ат}$ , кА	1,20207	4,242640687	4,242640687	$i_{ат}$ , кА	0,150259
$I_{дін} \geq I_{п.о}$	$I_{п.о}$ , кА	6,28063	20	20	$I_{п.о}$ , кА	0,785079
$i_{дін} \geq i_y$	$i_y$ , кА	15,9879	52	52	$i_y$ , кА	1,998486
$I_{тер2тер} \geq b_k$	$B_{до}$ , КА2 * 3	9,07267	1600	1600	$B_k$ , КА2 * 3	0,14176

Вибір заземлювачів.

Таблиця 7 - Вибір заземлювачів

Розрахункові дані	каталожні дані	умови вибору
$U_{уст.н} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст.н}$
$i_y = 11,74$ кА	$i_{дин} = 235$ кА	$i_{дин} \geq i_y$
$B_k = 0,52 * 102$ КА*с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 8,1 * 103$ КА*с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Тип приводу для заземлювачів ПЧ-50У3.

### Вибір нелінійних обмежувачів перенапруг.

Для захисту електрообладнання від перенапруг вибираємо нелінійні обмежувачі перенапруг. На стороні 10 кВ встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг типу ОПН / TEL-10 / 10,5 УХЛ1. На стороні 110 кВ встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг типу ОПН / TEL-110/73 УХЛ1. У нейтралі силового трансформатора вибираємо нелінійний обмежувач перенапруг типу ОПН / TEL-35 / 40,5 УХЛ1. Технічні характеристики нелінійних обмежувачів перенапруг, встановлених на підстанції, наведені в таблиці 8.

Таблиця 8 - Вибір нелінійних обмежувачів перенапруг

Тип	Місце встановлення	чинне значення напруги, кВ		Номінальний разрядний ток, кА	Залишається напруга при грозовому імпульсі струмі, кА		
		номінальне	найбільше тривало допустимий робочий		5	10	20
					1	2	3
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
ОПН / TEL-10 / 10,5 УХЛ1	На стороні 10 кВ	10	10,5	10	30,7	33	36,7
ОПН / TEL-35 / 40,5 УХЛ1	У нейтралі силового трансформатора на 35 кВ	35	40,5	10	119	130	146
ОПН / TEL-110/73 УХЛ1	На стороні 110 кВ	110	73	10	214	234	262

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 5. Електрообладнання станцій і підстанцій .**

### **Практичне заняття за темою № 5. Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги в схемах РП підстанцій.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, вибір і перевірка комутаційної апаратури в схемах розподільних пристроїв (РУ) підстанцій.

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги
2. Вибір і перевірка комутаційної апаратури

#### **План проведення заняття.**

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі здобувач повинен вміти вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги, а також вміти вибрати перетину сполучних проводів вторинної ланцюга вимірювальних трансформаторів.

**I. Порядок проведення вступу до заняття** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II. Порядок проведення основної частини заняття**

#### **Приклад 5. Вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги в різних приєднаннях підстанції.**

Головна схема електричних з'єднань підстанції наведена на малюнку 9.

#### **Вибір вимірювальних трансформаторів струму.**

Перелік необхідних контрольно-вимірювальних приладів і їх параметри наведені в таблиці 9. Кількість і склад приладів приймаємо по таблиці 4.8 [3]. Так, кількість амперметрів одно: 8 на лініях, що відходять, 2 на вводах трансформаторів і 1 на міжсекційних вимикачі.



Таблиця 9 - Контрольно-вимірювальні прилади

Найменування приладу	Тип	потужність в однієї обмотки	число обмоток	cos φ	sin φ	число приладів
амперметр	Е-377	0,1 ВА	1	-	-	11
Лічильник активної енергії	I-674	3 Вт	2	0,38	0,925	10
Лічильник реактивної енергії	I-673	3 Вт	2	0,38	0,925	10
ватметр	Д-335	1,5 ВА	2	1	0	2
вольтметр	Е-335	2 ВА	1	1	0	2

Вибір апаратів виробляємо в табличній формі. Так як на стороні 10 кВ застосовано КРУН, вибираємо трансформатори струму ТЛК-10-0,5 / Р-1500 У2 для введів в трансформатор і ТЛК-10-0,5 / Р-150 У2 для ліній, що відходять.

Вторинне навантаження трансформаторів струму складається з опору приладів, опору сполучних проводів і перехідного опору контактів

$$r_2 = r_{\text{пріб}} + R_{\text{пр}} + r_{\text{к}} ..$$

Опір приладів визначаємо за виразом

$$r_{\text{пріб}} = S_{\text{пріб}} / I_{22}^2,$$

де  $S_{\text{пріб}}$  - потужність, споживана приладами;  $I_{22}$  - вторинний номінальний струм приладу.

Опір контактів приймаємо рівним 0,05 Ом. Застосовуємо кабель з алюмінієвими жилами, трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, тому

$$l_{\text{розр}} = \sqrt{3}l,$$

де  $l$  - довжина сполучних проводів від трансформатора струму до приладів, приймаємо для 10 кВ  $l = 5$  м, тому  $l_{\text{роз}} = 8,66$  м.

Тоді перетин жив  $q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$

Таблиця 10 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

прилад	Тип	Навантаження фази, ВА					
		Введення 10 кВ трансформатора			Лінії 10 кВ		
		А	В	С	А	В	С
амперметр	Е-377	0,1	-	-	0,1	-	-
Лічильник активної енергії	I-674	2,5	-	2,5	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	I-673	2,5	-	2,5	2,5	-	2,5
ватметр	Д-335	1,5	-	1,5	-	-	-
Разом		6,6		6,5	5,1		5

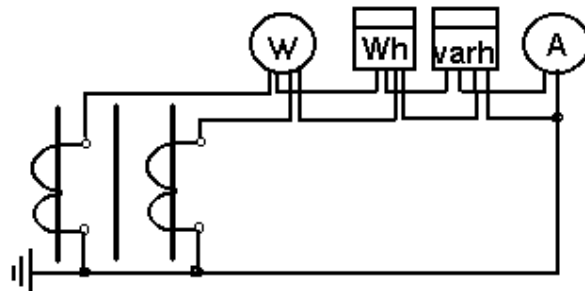


Рисунок 10 - Схема включення вимірювальних приладів на введенні 10 кВ в трансформатор

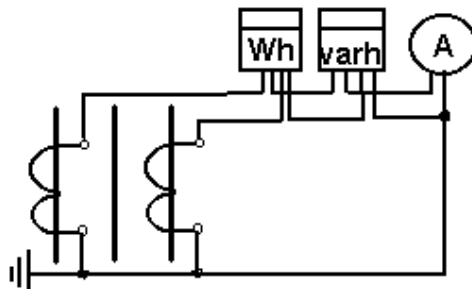


Рисунок 11 - Схема включення вимірювальних приладів на лініях 10 кВ

Для перевірки трансформаторів струму з вторинної навантаженні, користуючись схемою включення приладів (рис. 10 і 11) і каталожними даними приладів, визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора струму (таблиця 10).

Для трансформаторів струму на ввіді 10 кВ в силовий трансформатор загальний опір приладів

$$r_{\text{приб}} = 6,6 / 25 = 0,264 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір дротів

$$R_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{пріб}} - r_{\text{к.}} = 0,4 - 0,264 - 0,05 = 0,086 \text{ Ом},$$

$$q = 0,0283 \cdot 8,66 / 0,086 = 2,85 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перетином 4 мм<sup>2</sup>.

Для трансформаторів струму, встановлених на лініях, що відходять 10 кВ, загальний опір приладів

$$r_{\text{пріб}} = 5,1 / 25 = 0,204 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір дротів

$$R_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{пріб}} - r_{\text{к.}} = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом},$$

$$q = 0,0283 \cdot 8,66 / 0,146 = 1,678 \text{ мм}^2 ..$$

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перетином 2,5 мм<sup>2</sup>.

Результати вибору вимірювальних трансформаторів струму представлені в таблиці 11.

Таблиця 11 - Розрахункові та каталожні дані вимірювальних трансформаторів струму

умови вибору	Розрахункові дані			каталожні дані		
	Введення 10 кВ трансформатора		Лінії 10 кВ	Введення 10 кВ трансформатора		Лінії 10 кВ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	10	10	$U_{\text{ном}}$	10	10
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}$	1,1437034	0,14296292	$I_{\text{ном}}$	1,5	150
$I_{\text{тер}2t_{\text{тер}}} \geq b_{\text{к}}$	$b_{\text{к}}$	7,6954342	0,12024116	$I_{\text{тер}2t_{\text{тер}}}$	2976,75	400
$r_2 \geq r_{2 \text{ ном}}$	$r_2$	0,3752695	0,3752695	$r_{2 \text{ ном}}$	0,4	0,4

#### Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Так як на стороні 10 кВ застосовано КРУН, вибираємо трансформатор напруги ЗНОЛ.09-10У2,  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$  і  $S_{\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$  в класі точності 0,5.

Умови вибору  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ ,  $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$ .

Таблиця 12 - Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Місце встановлення	Найменування приладу	Тип приладу	потужність однієї обмотки	число обмоток	cos φ	sin φ	число приладів	Загальна потужність
Введення 10 кВ від трансформатора	Лічильник активної енергії	I-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	15,8
	Лічильник реактивної енергії	I-673	3 Вт	2	0,38	0,925	1	15,8
	ватметр	Д-335	1,5 ВА	2	1	0	1	3
Лінії 10 кВ	Лічильник активної енергії	I-674	3 Вт	2	0,38	0,925	8	126
	Лічильник реактивної енергії	I-673	3 Вт	2	0,38	0,925	8	126
Збірні шини	вольтметр	E-335	2 ВА	1	1	0	1	2

Вторинне навантаження трансформатора напруги (таблиця 12) першої секції

$$S_{2\Sigma} = 15,8 + 15,8 + 3 + 126 + 126 + 2 = 288,6 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Три трансформатора напруги, з'єднаних в зірку, мають потужність  $3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$ , що менше  $S_{2\Sigma}$ . Тому передбачаємо додаткове встановлення одного однофазного трансформатора НОЛ.08-10У2 потужністю  $75 \text{ В} \cdot \text{А}$ . Повна потужність всіх встановлених трансформаторів напруги  $225 + 75 = 300 \text{ В} \cdot \text{А}$ , що більше  $S_{2\Sigma}$ . Таким чином, трансформатори напруги будуть працювати в обраному класі точності 0,5.

Вибір трансформатора напруги другої секції проводиться аналогічно.

Вибираємо перетин проводів по допустимій втраті напруги  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,5\%$

$$q_{\text{пр}} = S_{2\Sigma} \cdot L_{\text{расч}} / (U_2 \cdot j \cdot \Delta U_{\text{доп}}) = 288,6 \cdot 8,66 / (10000 \cdot 32 \cdot 0,005) = 1,56 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з перетином жив  $2,5 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

Вибір запобіжників в ланцюзі трансформатора напруги.

Вибираємо запобіжники, розташовані між збірними шинами нижчого напруги 10 кВ і трансформатором напруги, типу ПКТ 101-10-2-31,5УЗ

$$U_{\text{ном}, 1} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном.}} = 2 \text{ А}; I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА},$$

$$S_{\text{пред.ТН}} = 630 \text{ В} \cdot \text{А},$$

$$I_{\text{раб,мах}} = \frac{3 \cdot S_{\text{пред.ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном},1}} = \frac{3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0,109 < I_{\text{ном}} = 2 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 < I_{\text{Л,0}} = 4,491 \text{ кА}.$$

Вибираємо запобіжники, розташовані між контрольно-вимірювальними приладами і трансформатором напруги, типу ПН-2

$$U_{\text{ном}, 2} = 100 \text{ В}; I_{\text{ном.пл.вст.}} = 31,5 \text{ А}; I_{\text{пред.откл}} = 100 \text{ кА},$$

$$I_{\text{раб,мах}} = \frac{3 \cdot S_{\text{пред.ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном},2}} = \frac{3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 100} = 10,9 < I_{\text{ном}} = 31,5 \text{ А}.$$

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 6. Вибір параметрів заземлювального пристрою підстанції.**

### **Практичне заняття за темою № 6. Вибір параметрів заземлювального пристрою підстанції.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, вибір параметрів заземлювального пристрою підстанції.

Кількість годин - 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Вибір параметрів заземлювального пристрою підстанції.

#### **План проведення заняття.**

**I. Порядок проведення вступу до заняття** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II. Порядок проведення основної частини заняття**

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі студент повинен вміти визначати конструктивні параметри заземлювального пристрою підстанції по заданих електричних характеристик.

#### **Приклад 6. Розрахувати заземлюючих пристроїв підстанції.**

Заземлювальні пристрої являють собою електричні пристрої, призначені для створення надійних і володіють невеликим опором заземлення певних частин електричних машин, електричних апаратів, струмопроводів і блискавковідводів з метою забезпечення прийнятих режимів роботи електроустановок, захисту їх працівників від ураження електричним струмом, виконання грозозахисту і захисту від перенапруг. Відповідно, розрізняють робоче, захисне і грозозащитне. Подвесные заземлення.

Зазвичай для виконання всіх трьох типів заземлення електроустановки використовують одне заземлюючих пристроїв. Воно складається з заземлювача, безпосередньо стикається з землею, і системи провідників, що з'єднують заземлюються елементи з заземлювачем. Розрізняють природні і

штучні заземлювачі.

Заземлюючих пристроїв для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, з'єднувальних смуг, смуг, прокладених уздовж рядів устаткування, і вирівнюють смуг, прокладених в поперечному напрямку і створюють заземлювальну сітку зі змінним кроком. Відстань між смугами повинна бути не більше 30 м.

Визначаємо площу заземлювального пристрою підстанції. Від огорожі підстанції відступаємо 2 м (рисунки 12)

$$S_{з,у} = (a - 4) \cdot (b - 4), \quad (6.1)$$

$$S_{з,у} = (51 - 4) \cdot (39 - 4) = 47 \cdot 35 = 1645 \text{ м}^2.$$

Зробимо розрахунок заземлювального пристрою підстанції площею  $1645 \text{ м}^2$ ;  $\rho_1 = 1,25 \cdot 110 = 137,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  (з урахуванням промерзання);  $h_I = 2 \text{ м}$ ;  $\rho_2 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $t = 0,7 \text{ м}$ ;  $l_B = 5 \text{ м}$ ;  $t_{p.з} = 0,1 \text{ с}$ ;  $t_{отк.в} = 0,08 \text{ с}$ .

Природних заземлювачів немає. Струм, який стікає з заземлювачів підстанції при однофазному КЗ, приймаємо рівним

$$I_p = 0,5 \cdot I_{н.о}^{(3)} = 0,6 \cdot 6,28 = 3,14 \text{ кА}.$$

Довжина вертикальних заземлювачів (за планом підстанції)  $L_r = 770 \text{ м}$ .

для  $\tau_B = 0,1 + 0,08 = 0,183$  знаходимо гранично допустима напруга  $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ .

коефіцієнт дотику

$$k_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_r}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (6.2)$$

де  $M = 0,7$  при  $\rho_1/\rho_2 = 137,5/40 = 3,43$ ;

$$\beta = 1000 / (1000 + 1,5 \cdot \rho_{вс}) = 1000 / (1000 + 1,5 \cdot 137,5) = 0,829,$$

$$k_n = \frac{0,7 \cdot 0,829}{\left(\frac{5 \cdot 770}{5\sqrt{1645}}\right)^{0,45}} = 0,154.$$

Потенціал на заземлювача

$$U_z = U_{пр.доп} / k_n, \quad (6.3)$$

$U_z = 400 / 0,154 = 2592 \text{ В}$ , що в межах норми (менше 10 кВ).

Опір заземлювального пристрою

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (6.4)$$

$$R_3 = 2592 / 3140 = 0,826 \text{ Ом.}$$

Дійсний план заземлюючого пристрою перетворимо в розрахункову модель зі стороною  $\sqrt{S} = \sqrt{1645} = 40,5 \text{ м.}$

Число осередків по стороні квадрата

$$m = \frac{L_{\varphi}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{770}{2 \cdot 40,5} - 1 = 8,5.$$

приймаємо  $m = 9$ .

Довжина смуг в розрахунковій моделі:

$$L'_r = 2\sqrt{S}(m + 1), \quad (6.5)$$

$$L'_r = 2 \cdot 40,5 \cdot (9 + 1) = 811 \text{ м.}$$

Довжина сторін осередки  $b = 40,5/9 = 4,5 \text{ м.}$

Число вертикальних заземлювачів:

$$n_n = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{11,8}, \quad (6.6)$$

$$n_n = \frac{40,5 \cdot 4}{5} = 32,447.$$

Приймаємо  $n_n = 32$ .

Загальна довжина вертикальних заземлювачів

$$L_g = l_g \cdot n_n = 5 \cdot 32 = 160 \text{ м.}$$

Ескізи заземлювального пристрою підстанції наведені на малюнку 12.

Відносна глибина:

$$\frac{l_{d+t}}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,7}{40,5} = 0,14 > 0,1,$$

тоді

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{d+t}}{\sqrt{S}}, \quad (6.7)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5+0,7}{40,5} = 0,35.$$

За табличними даними для  $\rho_1/\rho_2 = 3,34$ ;  $a/l_g = 1$

$$\frac{h_1-t}{l_g} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26.$$

Визначаємо  $\rho_3/\rho_2 = 1,22$ , тоді  $\rho_3 = 1,22 \cdot 40 = 48,8 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$



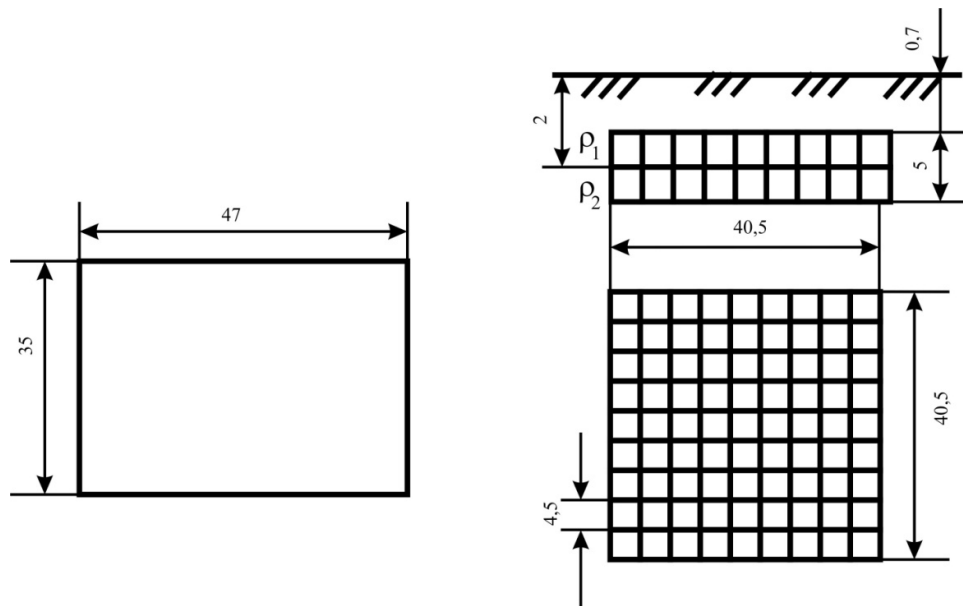


Рисунок 12 – Ескізи заземлювального пристрою підстанції

Загальний опір складного заземлювача

$$R_z = A \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_2}{L_r + L_g}, \quad (6.8)$$

$$R_z = 0,353 \cdot \frac{48,8}{40,5} + \frac{48,8}{811+160} = 0,471 \text{ Ом},$$

що менше допустимого  $R_{z,\text{доп}} = 0,826 \text{ Ом}$ .

напруга дотику

$$U_{\text{пр}} = k_n \cdot I_z \cdot R_z = 0,154 \cdot 3140 \cdot 0,471 = 228 \text{ В},$$

що менше допустимого 400 В.

Визначимо найбільший допустимий струм, який стікає з заземлювачів підстанції при однофазному КЗ

$$I_{z,\text{max}} = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{k_n R_z}, \quad (6.9)$$

$$I_{z,\text{max}} = \frac{400}{0,154 \cdot 0,471} = 5501 \text{ А}.$$

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 7. Вибір засобів блискавкозахисту підстанції.**

### **Практичне заняття за темою № 7. Розрахувати блискавкозахист підстанції.**

Навчальна мета заняття : Відпрацювання практичних навиків, розрахувати блискавкозахист підстанції.

Кількість годин - 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Вибір параметрів заземлювального пристрою підстанції.
2. Вибір параметрів заземлювального пристрою підстанції.

Література, методичне та матеріально-технічне забезпечення занять: 1-3

#### **План проведення заняття.**

**I. Порядок проведення вступу до заняття** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II. Порядок проведення основної частини заняття**

#### **Практичне заняття №7.**

При проведенні практичних занять і виконання практичних розрахунків по цій темі здобувач повинен вміти виконувати розрахунки і побудову зон захисту блискавковідводів, визначати число і взаємне розташування блискавковідводів на території підстанції і конструкції їх заземлювачів.

#### **Приклад 7. Розрахувати блискавкозахист підстанції.**

приймаємо  $h_x = 6,3$  м (за планом підстанції). Встановлюємо громовідводи стрижневого типу по кутах території підстанції на відстані 3 м від огорожі. Тоді розрахункові відстані між громовідводи

$$L_1 = 51 - 2 \cdot 3 = 45\text{М};$$

$$L_2 = 39 - 2 \cdot 3 = 33\text{М};$$

$$L_3 = \sqrt{45^2 + 33^2} = 45\text{М}.$$

Висота блискавковідводу  $h = 18$  м.

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot 18 = 19,152 \text{ м};$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x/0,85) = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot (18 - 6,3/0,85) = 11,266 \text{ м};$$

$$h_o = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м}.$$

Зона захисту визначається як зона захисту попарно взятих сусідніх блискавковідводів. Умовою захищеності об'єктів висотою  $h_x$  є виконання нерівності  $r_{cx} > 0$  для всіх попарно взятих блискавковідводів

$$h_{c1} = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (45 - 18) = 10,56 \text{ м};$$

$$h_{c2} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (33 - 18) = 12,67 \text{ м};$$

$$h_{c3} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (55,8 - 18) = 8,67 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = r_o(h_{c1} - h_x)/h_{c1} = 19,152 \cdot (10,56 - 6,3) = 7,73 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = 19,152 \cdot (12,67 - 6,3) = 9,63 \text{ м};$$

$$r_{cx3} = 19,152 \cdot (8,67 - 6,3) = 5,23 \text{ м}.$$

Для всіх  $r_{cx} > 0$ . Радіус дії блискавковідводів дозволяє захистити підстанцію від прямих ударів блискавки.

Ескіз блискавкозахисту підстанції представлений на малюнку 13.

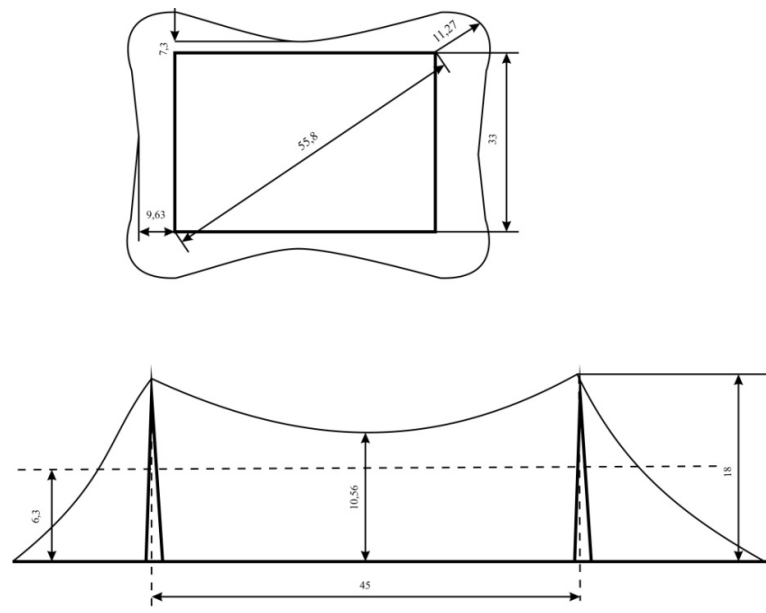


Рисунок 13 - Ескіз блискавкозахисту підстанції

Для захисту об'єктів на проектованій підстанції від занесення високих потенціалів приєднуємо всі металеві комунікації і оболонки кабелів (в місці

введення їх в об'єкт) до заземлювача захисту від вторинних впливів блискавки. Заземлювальні пристрої блискавковідводів видалені на відстань 4 м від заземлюючого контуру підстанції.

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

### **3. Рекомендована література (основна, допоміжна), інформаційні ресурси в Інтернеті**

#### **Основна література:**

1. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. – К. : НАУ, 2018. – 312 с.

2. Костишин, В. С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. / В. С. Костишин, М. Й. Федорів, Я. В. Бацала. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.

3. Бардик Є. І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання: навч. посібник / Є. І. Бардик, М. П. Лукаш – К.: НТУУ «КПІ», 2016 – 220 с.

#### **Допоміжна література:**

1. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2014. – 152 с.

2. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2015.

3. Шестеренко, В. Є. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. — Київ, 2015. — 424 с.

#### **Інформаційні ресурси в Інтернеті**

1. Офіційний сайт Міністерство енергетики України <http://mpe.kmu.gov.ua/>

2. Сервер Верховної Ради України. – Режим доступу : [www.rada.gov.ua](http://www.rada.gov.ua)