

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 20 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
тема «Розрахунок параметрів та вибір обладнання електричної мережі
напругою 110 кВ»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТз-61с

Бдюхін Ю.О.

Керівник

к.т.н., доцент
Волохін В.В.

Сумський державний університет

Факультет Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
« ___ » _____ 20 р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Бдюхіна Юрія Олександровича

1. Тема роботи «Розрахунок параметрів та вибір обладнання електричної мережі напругою 110 кВ»
затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи 5.06. 2020 р.
3. Вихідні дані до роботи схема електричних з'єднань мережі, потужність і категорія споживачів мережі, добові графіки навантажень _____
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)
 - розрахунок електричної мережі;
 - розрахунок електричної частини підстанції;
 - розрахунок перехідних процесів;
 - розрахунок релейного захисту;
 - індивідуальне завдання.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)
 - схема мережі;
 - електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок електричної мережі	25.04.- 30.04.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	01.05.- 07.05.2020	
3	Розрахунок перехідних процесів	08.05.- 18.05.2020	
4	Розрахунок релейного захисту	19.05.- 24.05.2020	
5	Індивідуальне завдання	25.05.- 30.05.2020	

Студент -дипломник

Керівник роботи

РЕФЕРАТ

с. 68, рис. 16, табл. 15, кресл. 2

Бібліографічний опис: Бдюхін Ю.О. Розрахунок параметрів та вибір обладнання електричної мережі напругою 110 кВ [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Ю.О. Бдюхін; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020. – 68 с.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, схема електричних з'єднань, перехідні процеси, релейний захист;

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, схема электрических соединений, переходные процессы, релейная защита;

electrical network, substation, power transformer, electrical circuit of electrical connections, transients, relay protection.

Короткий огляд – В роботі досліджено режими роботи електричної мережі 110 кВ, включно з параметрами схеми заміщення ліній й трансформаторів та навантаженнями вузлів мережі. Проведено вибір потужності силових трансформаторів, схеми електричних з'єднань підстанцій, високовольтних апаратів та ошиновки розподільних пристроїв, електровимірювальних трансформаторів струму й напруги. Розраховано струми короткого замикання та обрано релейний захист. Також в кваліфікаційній роботі висвітлені питання організації і порядку виконання оперативних перемикачів в електроустановках.

ЗМІСТ

Вступ	3
1 Розрахунок електричної мережі.....	5
1.1 Вихідні параметри для виконання розрахунку.....	5
1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення.....	6
1.3 Розрахунок схеми заміщення мережі.....	10
2 Розрахунок електричної частини підстанції	23
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	23
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанцій.....	25
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	27
2.4 Вибір високовольтних апаратів РП електричних мереж.....	28
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму й напруги	33
2.6. Вибір ошиновки РП.....	38
3 Розрахунок електромагнітних перехідних процесів	40
4 Розрахунок релейного захисту	48
4.1 Розрахунок струмів КЗ.....	48
4.2 Розрахунок МСЗ шин НН трансформатора.....	49
4.3 Захист трансформатора від КЗ.....	51
4.4 Визначення числа витків обмотки реле ДЗТ-11.....	54
4.5 Захист від ушкоджень усередині трансформатора.....	56
5. Організація і порядок виконання оперативних перемикань в електроустановках.....	57
Висновки	66
Список літератури	67

					ДП 5.6.141.593 ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Бдюхін</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Волохін</i>					2	68
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ гр. ЕТз-61с</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединський</i>						

Розрахунок параметрів та
вибір обладнання електричної
мережі напругою 110 кВ

ВСТУП

Національна енергетика, на сьогоднішній момент, є однією з пріоритетних галузей, від подальшого розвитку залежить існування України в глобалізованому світі. Враховуючи, що Україна є членом Європейського Енергетичного Співтовариства та підписала угоду про асоціацію з Європейським Союзом (ЄС). Влада бере на себе зобов'язання проводити інтеграцію, не виключенням є і галузь енергетики. Суть процесу є те, що реформи енергетичного сектору повинні сприяти інтеграції його в енергетичний простір ЄС і одночасно створювати підґрунтя для реформування всього господарського комплексу України, підвищення рівня життя людей до європейських стандартів.

Основною метою роботи є формування навичок в області розрахунків й аналізу режимів електричних систем і мереж, перехідних процесів в електричних мережах, вибору потужності силових трансформаторів, схем з'єднань, основного встаткування й ошиновки, захисту трансформаторів.

У процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів. Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії й трансформаторів. Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів);

- скласти розрахункову схему заміщення мережі й визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат у колі намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями);

- уважаючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконати розрахунок режиму розімкнутої мережі. Визначити напруги у вузлах мережі, втрати напруги й втрати потужності на ділянках мережі. Перевірити допустимість режиму за рівнями напруг і за нагріванням проводів;

- виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу). Визначити напруги у вузлах мережі, втрати напруги й

									Лист
									3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів;

- визначити сумарну потужність споживчої підстанції. Вибрати число й потужність силових трансформаторів на підстанції із вказівкою їхніх параметрів;

- за номінальними параметрами (з урахуванням дії струмів КЗ) зробити вибір вимикачів у розподільних пристроях (РП) всіх напруг підстанції. Дати короткий опис обраних вимикачів;

- виконати розрахунок електромагнітних перехідних процесів та релейного захисту трансформатора, а також вжити заходів з енергозбереження.

					<i>ДП 5.6.141.593 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні параметри для виконання розрахунку

Схема мережі має вигляд, як показано на рис. 1.1. Напряга живлення підтримується 121 кВ. Споживачі S1, S2, S3 – I категорія, S4 – II категорія надійності електропостачання.

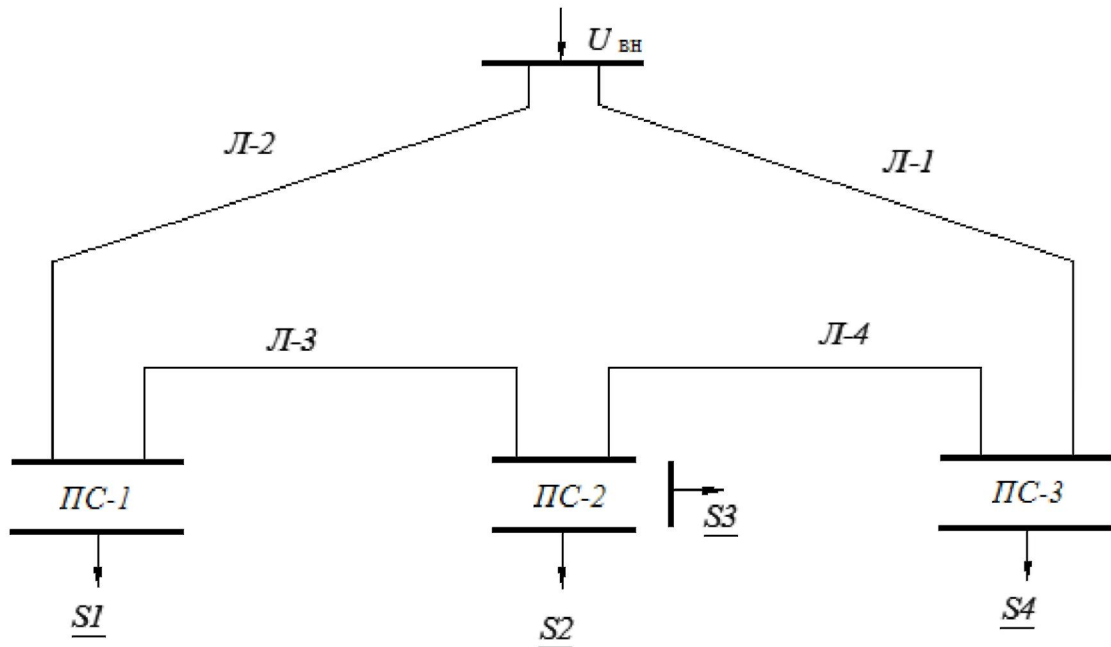


Рис 1.1 Вихідна схема мережі

Марка проводів:

Довжина ПЛ.

Л-1	АС-185	50 км.
Л-2	АС-185	40 км.
Л-3	АС-150	30 км.
Л-4	АС-150	30 км.

Потужності навантажень:

S-1	25+j10 (МВА)
S-2	15+j10 (МВА)
S-3	20+j10 (МВА)
S-4	10+j5 (МВА)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ДП 5.6.141.593 ПЗ

Лист

5

1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Для початку розрахуємо параметри схем заміщення ліній.

Параметри лінії Л-1 (АС-185/29).

Питомі активний (R_0) та реактивний (X_0) опори, а також ємнісну провідність лінії (b_0) знаходимо за каталожним даними [2]:

$$R_0=0,162 \text{ Ом/км,}$$

$$X_0=0,413 \text{ Ом/км,}$$

$$b_0=2,75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Довжина лінії $l_1=50$ км,

Тоді:

Активний опір лінії знаходиться по формулі:

$$R_{Л1}= R_0 \cdot l_1=0,162 \cdot 50=8,1 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі:

$$X_{Л1}=X_0 \cdot l_1=0,413 \cdot 50=20,7 \text{ Ом.}$$

Зарядна потужність знаходиться по формулі:

$$Q_{Л1}=U^2 \cdot b_0 \cdot l_{1/2}=110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 50/2=0,8 \text{ МВАр.}$$

Аналогічно проводимо розрахунок активного й реактивного опорів, а також зарядної потужності для інших ліній.

Для лінії Л-2 (АС-185/29):

$$R_0=0,162 \text{ Ом/км,} \quad X_0=0,413 \text{ Ом/км,} \quad b_0=2,75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

$$R_{Л2}= R_0 \cdot l_2=0,162 \cdot 40=6,5 \text{ Ом.}$$

$$X_{Л2}=X_0 \cdot l_2=0,413 \cdot 40=16,5 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л2}=U^2 \cdot b_0 \cdot l_{2/2}=110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 40/2=0,7 \text{ МВАр.}$$

Для лінії Л-3 (АС-150/24):

$$R_0=0,198 \text{ Ом/км,} \quad X_0=0,42 \text{ Ом/км,} \quad b_0=2,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

$$R_{Л3}= R_0 \cdot l_3=0,198 \cdot 30=5,9 \text{ Ом.}$$

$$X_{Л3}=X_0 \cdot l_3=0,42 \cdot 30=12,6 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л3}=U^2 \cdot b_0 \cdot l_{3/2}=110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 30/2=0,5 \text{ МВАр.}$$

Для лінії Л-4 (АС-150/24):

$$R_0=0,198 \text{ Ом/км,} \quad X_0=0,42 \text{ Ом/км,} \quad b_0=2,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_{Л} = R_0 \cdot I_4 = 0,198 \cdot 30 = 5,9 \text{ Ом.}$$

$$X_{Л} = X_0 \cdot I_4 = 0,42 \cdot 30 = 12,6 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л4} = U^2 \cdot b_0 \cdot I_{4/2} = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 30 / 2 = 0,5 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів:

Оскільки в електричній мережі споживачі I та II категорії, то згідно ПУЕ на усіх підстанціях встановлюємо по 2 трансформатори. Виходячи з величини потужності та напруги живлення споживачів, на підстанціях обрано такі трансформатори.

Підстанція ПС-1:

Тип –ТДНЖ-25000/110

$S_{НОМ} = 25 \text{ МВА.}$

$U_{НОМ}$, по обмотках:

ВН-121 кВ, НН-38,5 кВ.

$U_K = 10,5\%.$

$\Delta P_K = 170 \text{ кВт} = 0,17 \text{ МВт.}$

$\Delta P_X = 34 \text{ кВт} = 0,034 \text{ МВт.}$

$I_X = 0,55\%.$

Розраховуємо параметри схеми заміщення даного трансформатора.

Активний опір обумовлений втратами активної потужності у всіх обмотках трансформатора й знаходиться з досліду К.З. по формулі:

$$R'_{Т1} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{170 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{25000^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Зі знайдених напруг К.З. у кожній обмотці можна знайти реактивний опір трансформатора:

$$X'_{Т1} = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 25000} = 32 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досліду Х.Х. по формулі:

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta Q'_{XT1} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{0,55 \cdot 25000}{100} = 0,22 \text{ МВАр.}$$

Так як у вихідній схемі в мережу включені два паралельно працюючих однотипних трансформатори, то для спрощення розрахункової схеми можливі спрощення:

Опір двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R_{T1} = 0,5 * R'_{T1} = 0,5 * 1,2 = 0,6 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = 0,5 * X'_{T1} = 0,5 * 32 = 16 \text{ Ом.}$$

Втрати потужності Х.Х. першого трансформатора можна записати:

$$\Delta S_{XT1} = 2\Delta P'_{XT1} + j2\Delta Q'_{XT1} = 0,08 + j0,44 \text{ МВА.}$$

Аналогічно розраховуємо параметри інших трансформаторів:

Підстанція ПС-2:

Тип – ТДТН-40000/110/35/10

$$S_{НОМ} = 40 \text{ МВА.}$$

$U_{НОМ}$, по обмотках:

ВН-110 кВ, СН-35 кВ, НН-11 кВ.

U_K , по обмотках:

ВС-10,5%, ВН-17,5%, СН-6,5%.

$$\Delta P_K = 200 \text{ кВт} = 0,2 \text{ МВт.}$$

$$\Delta P_X = 39 \text{ кВт} = 0,039 \text{ МВт.}$$

$$I_X = 0,6\%.$$

$$R'_{\text{общ2}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{200 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 1,6 \text{ Ом.}$$

$$R'_{T2B} = R'_{T2C} = R'_{T2H} = 0,5 * R'_{\text{общ2}} = 0,5 * 1,6 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Де R'_{TB} – активний опір обмотки вищої напруги трансформатора, R'_{TC} – активний опір обмотки середньої напруги трансформатора, R'_{TH} – активний опір обмотки нижчої напруги трансформатора.

$$U_{KB2} = 0,5(U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 21,5 \%$$

$$U_{KC2} = 0,5(U_{KB-C} - U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$U_{KH2}=0,5(-U_{KB-C}+U_{KB-H}+U_{KC-H})=0,5(-10,5+17,5+6,5)=13,5 \%$$

За напругою К.З. у кожній обмотці трансформатора можна знайти реактивний опір:

$$X'_{T2Y}=\frac{U_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{21,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 64 \text{ Ом.}$$

$$X'_{T2C}=0.$$

$$X'_{T2H}=\frac{U_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{13,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 40 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досліду Х.Х. по формулі:

$$\Delta Q'_{XT2}=\frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} \frac{0,6 \cdot 40000}{100} = 0,24 \text{ МВАр.}$$

Так як у вихідній схемі в мережу включені два паралельно працюючих однотипних трансформатори, то для спрощення розрахункової схеми можливі спрощення:

Опір двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R_{T2B}=R_{T2C}=R_{T2H}=0,5 \cdot R'_{TB2}=0,5 \cdot 0,8=0,4 \text{ Ом.}$$

$$X_{T2B}=0,5 \cdot X'_{TB2}=0,5 \cdot 64=32 \text{ Ом.}$$

$$X_{T2C}=0,5 \cdot X'_{TC2}=0.$$

$$X_{T2H}=0,5 \cdot X'_{TH2}=0,5 \cdot 40=20 \text{ Ом.}$$

Втрати потужності Х.Х. трансформатора можна записати:

$$\Delta S_{XT2}=2\Delta P'_{XT2}+j2\Delta Q'_{XT2}=0,08+j0,48 \text{ МВА.}$$

Підстанція ПС-3:

Тип: ТДН-10000/110/35

$S_{НОМ}= 10 \text{ МВА.}$

$U_{НОМ}$, по обмотках:

ВН-121 кВ, НН-38,5 кВ.

$U_K=10,5\%.$

$\Delta P_K=70 \text{ кВт} = 0,7 \text{ МВт.}$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta P_X = 14 \text{ кВт} = 0,014 \text{ МВт.}$$

$$I_X = 0,7\%$$

Розраховуємо параметри трансформатора Т-3:

$$R'_{T3} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{70 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{10000^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

$$X'_{T3} = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 10000} = 32 \text{ Ом.}$$

$$\Delta Q'_{XT3} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{0,7 \cdot 10000}{100} = 0,22 \text{ МВАр.}$$

Параметри схеми заміщення паралельно включених трансформаторів:

$$R_{T3} = 0,5 \cdot R'_{T3} = 0,5 \cdot 1,2 = 0,6 \text{ Ом.}$$

$$X_{T3} = 0,5 \cdot X'_{T3} = 0,5 \cdot 32 = 16 \text{ Ом.}$$

$$\Delta S_{XT3} = 2\Delta P'_{XT3} + j2\Delta Q'_{XT3} = 0,03 + j0,44 \text{ МВА.}$$

1.3 Розрахунок схеми заміщення мережі.

Схему заміщення мережі зображено на рис.1.2.

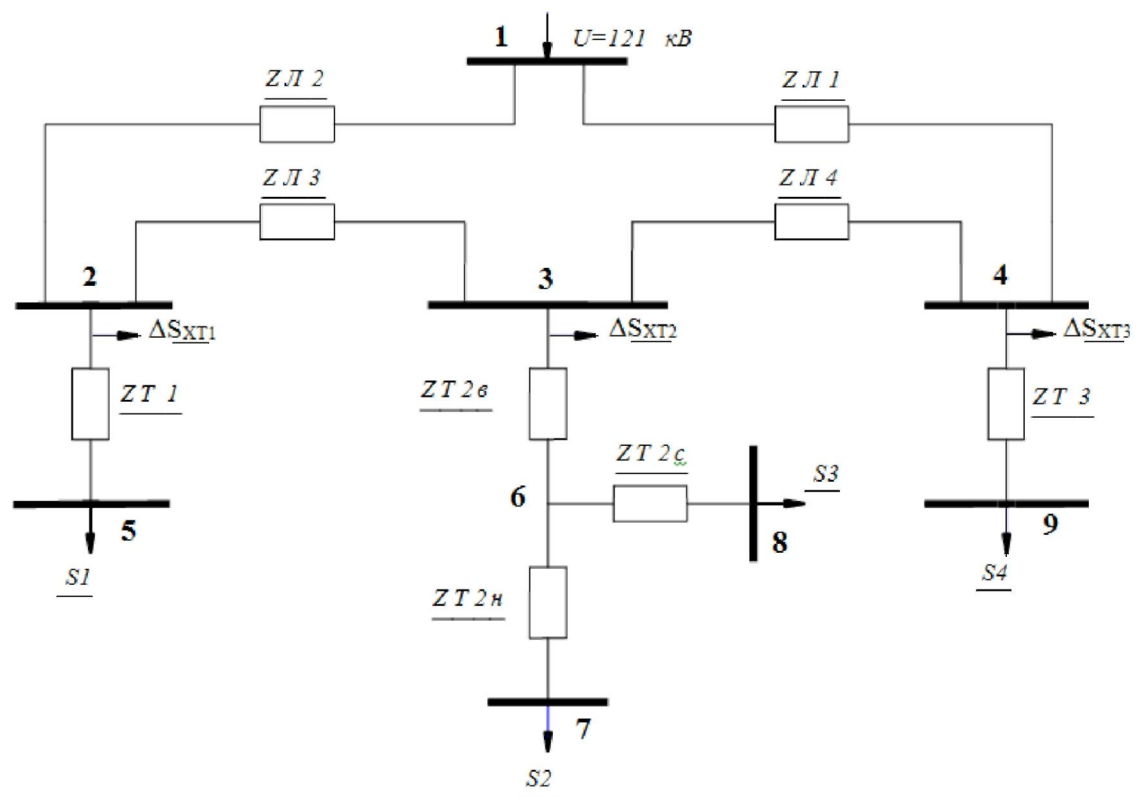


Рис 1.2 Схема заміщення

При розрахунку перетоків потужностей ідемо за напрямком від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході мережі, розрахованої відповідно до схеми заміщення.

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5:

$$S_{25} = S_1 + \Delta S_{T1} + \Delta S_{XT1}.$$

$$\Delta S_{T1} = Z_{T1} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,6 + j16) \left(\frac{25^2 + 10^2}{110^2} \right) = 0,04 + j0,96 \text{ МВА.}$$

$$S_{25} = 25 + j10 + 0,04 + j0,96 + 0,08 + j0,44 = 25,12 + j11,4 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність на початку ділянки 4-9:

$$S_{49} = S_4 + \Delta S_{T3} + \Delta S_{XT3}$$

$$\Delta S_{T3} = Z_{T3} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,6 + j16) \left(\frac{10^2 + 5^2}{110^2} \right) = 0,01 + j0,17 \text{ МВА.}$$

$$S_{49} = 10 + j5 + 0,01 + j0,17 + 0,08 + j0,44 = 10,09 + j5,61 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність на початку ділянки 6-7:

$$S_{67} = S_2 + \Delta S_{T2H}$$

$$\Delta S_{T2H} = Z_{T2H} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,4 + j20) \left(\frac{15^2 + 10^2}{110^2} \right) = 0,01 + j0,54 \text{ МВА.}$$

$$S_{67} = 15 + j10 + 0,01 + j0,54 = 15,01 + j10,54 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність на початку ділянки 6-8:

$$S_{68} = S_3 + \Delta S_{T2C}$$

$$\Delta S_{T2C} = Z_{T2C} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,4) \left(\frac{20^2 + 10^2}{110^2} \right) = 0,02 \text{ МВА.}$$

$$S_{68} = 20 + j10 + 0,02 = 20,02 + j10 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність на кінці ділянки 3-6:

$$S'_{36} = S_{67} + \Delta S_{68} = 15,01 + j10,54 + 20,02 + j10 = 35,03 + j20,54 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність на початку ділянки 3-6:

$$S_{36} = S'_{36} + \Delta S_{T2B} + \Delta S_{XT2}$$

$$\Delta S_{T2B} = Z_{T2B} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,4 + j32) \left(\frac{35,03^2 + 20,54^2}{110^2} \right) = 0,05 + j4,36 \text{ МВА.}$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$S_{36} = 35,03 + j20,54 + 0,05 + j4,36 + 0,08 + j0,48 = 35,16 + j25,38 \text{ МВА.}$$

1.3.1 Розрахунок потужностей і напруг аварійного режиму роботи мережі

В якості аварійного режиму розглянемо роботу мережі при відключеній лінії Л-1. Розрахунок проводиться згідно рис 1.3.

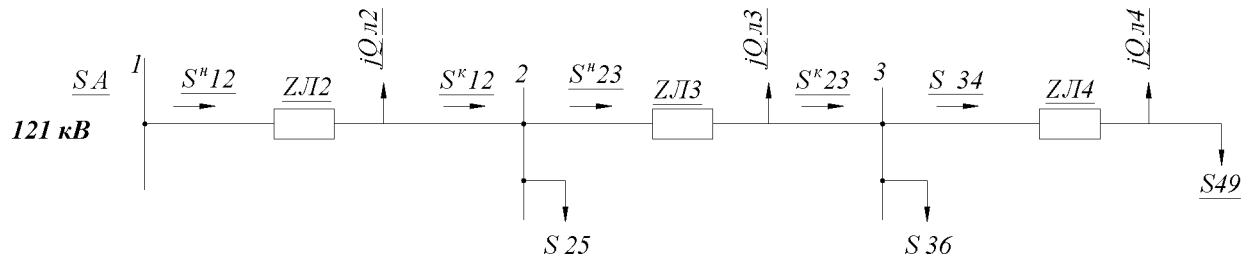


Рис 1.3 Схема заміщення розімкнутої мережі

Розраховуємо потужність S_{34} :

$$S_{34} = S_{49} + \Delta S_{Л14} - jQ_{Л14}$$

$$\Delta S_{Л14} = Z_{Л14} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{10,09^2 + 5,61^2}{110^2} \right) = 0,06 + j0,14 \text{ МВА.}$$

$$S_{34} = 10,09 + j5,61 + 0,06 + j0,14 - j0,5 = 10,15 + j5,25 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність S_{23}^K :

$$S_{23}^K = S_{34} + S_{36} = 10,15 + j5,25 + 35,16 + j25,38 = 45,31 + j30,63 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність S_{23}^H :

$$S_{23}^H = S_{23}^{Д0} + \Delta S_{Л13} - jQ_{Л13}$$

$$\Delta S_{Л13} = Z_{Л13} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{45,31^2 + 30,63^2}{110^2} \right) = 1,46 + j3,11 \text{ МВА.}$$

$$S_{23}^H = 45,31 + j30,63 + 1,46 + j3,11 - j0,5 = 46,77 + j33,24 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність S_{12}^K :

$$S_{12}^K = S_{23}^H + S_{25} = 46,77 + j33,24 + 25,12 + j11,4 = 71,89 + j44,64 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність S_{12}^H :

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{Л12} - jQ_{Л12}$$

$$\Delta S_{Л2} = Z_{Л2} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (6,5 + j16,5) \left(\frac{71,89^2 + 44,64^2}{110^2} \right) = 3,85 + j9,76 \text{ МВА.}$$

$$S_{12}^H = 71,89 + j44,64 + 3,85 + j9,76 - j0,7 = 75,73 + j53,7 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо потужність S_A :

$$S_A = S_{12}^H = 75,73 + j53,7 \text{ МВА.}$$

Знаходимо напругу у вузлах мережі, використовуючи напругу на шинах джерела живлення й знайдені на попередньому етапі потужності на початку кожної ділянки мережі як вихідні дані.

Визначаємо напругу U_2 :

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{Л2} + Q_{12}^H \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H \cdot X_{Л2} - Q_{12}^H \cdot R_{Л2}}{U_1} =$$

$$= 121 - \frac{75,73 \cdot 6,5 + 53,7 \cdot 16,5}{121} - j \frac{75,73 \cdot 16,5 - 53,7 \cdot 6,5}{121} = 109,61 - j7,44 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_2| = 109,86 \text{ кВ.}$$

Розрахунок напруг на інших шинах мережі виконується аналогічно.

Визначаємо напругу шини 3:

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{Л3} + Q_{23}^H \cdot X_{Л3}}{U_2} - j \frac{P_{23}^H \cdot X_{Л3} - Q_{23}^H \cdot R_{Л3}}{U_2} =$$

$$= 109,86 - \frac{46,77 \cdot 5,9 + 33,24 \cdot 12,6}{109,86} - j \frac{46,77 \cdot 12,6 - 33,24 \cdot 5,9}{109,86} =$$

$$= 103,54 - j3,58 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_3| = 103,6 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 4:

$$U_4 = U_3 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{Л4} + Q_{23}^H \cdot X_{Л4}}{U_3} - j \frac{P_{23}^H \cdot X_{Л4} - Q_{23}^H \cdot R_{Л4}}{U_3} =$$

$$= 103,6 - \frac{10,15 \cdot 5,9 + 5,25 \cdot 12,6}{103,6} - j \frac{10,15 \cdot 12,6 - 5,25 \cdot 5,9}{103,6} =$$

$$=102,38-j0,94\text{кВ}$$

Модуль напруги:

$$|U_4|=102,4\text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 5:

$$U_5' = U_2 \cdot \frac{P_{25} \cdot R_{T1} + Q_{25} \cdot X_{T1}}{U_2} - j \frac{P_{25} \cdot X_{T1} - Q_{25} \cdot R_{T1}}{U_2} =$$

$$=109,86 \cdot \frac{25,12 \cdot 0,6 + 11,4 \cdot 16}{109,86} - j \frac{25,12 \cdot 16 - 11,4 \cdot 0,6}{109,86} =$$

$$=108,06-j3,6\text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_5'|=108,12\text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{СН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_5 = U_5' / n_{ВН} = 108,12 / 3,14 = 34,43\text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 7:

$$U_7' = U_3 \cdot \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2H}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2H})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2H}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2H})}{U_3} =$$

$$=103,6 \cdot \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 52}{103,6} - j \frac{35,16 \cdot 52 - 25,78 \cdot 0,8}{103,6} =$$

$$=97,39-j17,45\text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_7'|=99,06\text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{СН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{10} = 11.$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Використовуючи коефіцієнт трансформації приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_7 = U_7' / n_{ВН} = 99,06 / 11 = 9,01 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 8:

$$U_8' = U_3 \cdot \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C})}{U_3} =$$

$$= 103,6 \cdot \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 32}{103,6} - j \frac{35,13 \cdot 32 - 25,78 \cdot 0,8}{103,6} =$$

$$= 97,39 - j10,66 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_8'| = 98,96 \text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{сн_ном}}{U_{нн_ном}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_8 = U_8' / n_{ВН} = 98,96 / 3,14 = 31,6 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 9:

$$U_9' = U_4 \cdot \frac{P_{49} \cdot R_{T3} + Q_{49} \cdot X_{T3}}{U_4} - j \frac{P_{49} \cdot X_{T3} - Q_{49} \cdot R_{T3}}{U_4} =$$

$$= 102,4 \cdot \frac{10,09 \cdot 0,6 + 5,61 \cdot 16}{102,4} - j \frac{10,09 \cdot 16 - 5,61 \cdot 0,6}{102,4} =$$

$$= 101,46 - j1,54 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_5'| = 101,5 \text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{сн_ном}}{U_{нн_ном}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_5 = U_5' / n_{ВН} = 101,5 / 3,14 = 32,32 \text{ кВ.}$$

1.3.2 Розрахунок потужностей і напруг нормального режиму замкнутої мережі ($S=S_{max}$)

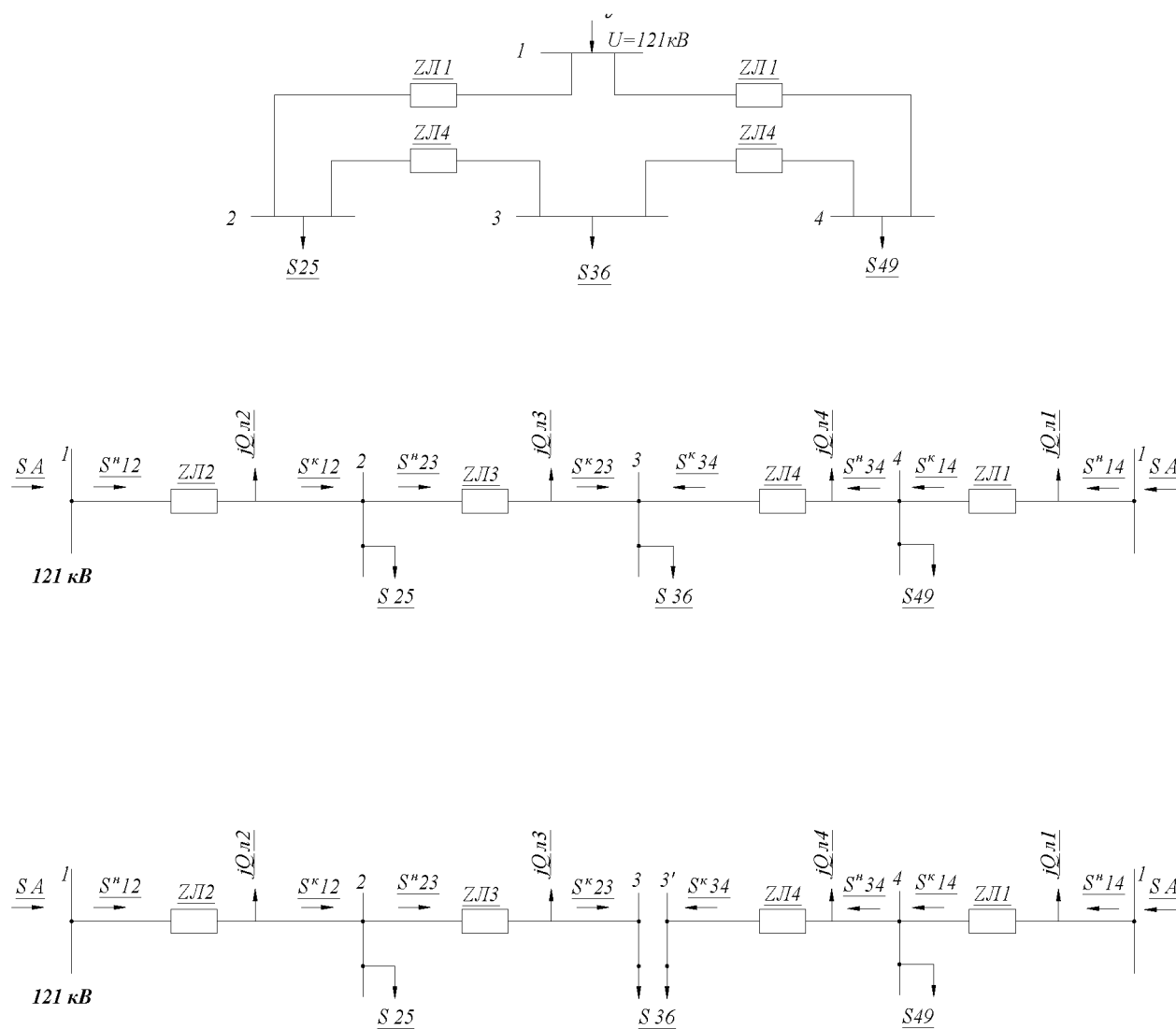


Рис 1.4 Схема заміщення замкнутої мережі в нормальному режимі

Розрахунок нормального режиму замкнутої мережі виконується так само, як мережі із двостороннім живленням при однакових напругах джерел живлення. Розрахункову схему кільцевої мережі, умовно розрізаємо по шині джерела живлення.

Розраховуємо потужності на ділянках мережі із двостороннім живленням, для цього визначаємо потужність на головних ділянках:

$$S_{12} = \frac{S_{25}(Z_{Л3} + Z_{Л4} + Z_{Л1}) + S_{36}(Z_{Л4} + Z_{Л1}) + S_{49}(Z_{Л1})}{Z_{Л1} + Z_{Л2} + Z_{Л3} + Z_{Л4}} =$$

$$= \frac{(25,12 + j11,4)(19,9 - j45,9) + (10,09 + j5,61)(8,1 - j20,7) + (35,16 + j25,38)(14 - j33,3)}{26,4 - j62,4} =$$

$$= 40,61 + j23,82 \text{ МВА.}$$

$$S_{14} = \frac{S_{49}(Z_3 + Z_4 + Z_2) + S_{36}(Z_2 + Z_3) + S_{25}(Z_2)}{Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4} =$$

$$= \frac{(10,09 + j5,61)(18,3 - j41,7) + (35,16 + j25,38)(12,4 - j29,1) + (25,12 + j11,4)(6,5 - j16,5)}{24,6 - j62,5} =$$

$$= 29,76 + j18,57 \text{ МВА.}$$

Перевірка:

$$S_{12} + S_{14} = S_{25} + S_{36} + S_{49}$$

$$40,61 + j23,82 + 29,76 + j18,57 = 25,12 + j11,4 + 35,16 + j25,38 + 10,09 + j5,61$$

$$70,37 + j42,39 = 70,37 + j42,39$$

Похибка обчислень становить $\Delta P = 0\%$, $\Delta Q = 0,0\%$, що набагато менше необхідної точності обчислення 2% .

$$S_{23} = S_{12} - S_{25} = 40,61 + j23,82 - 25,12 - j11,4 = 15,49 + j12,42 \text{ МВА.}$$

$$S_{43} = S_{14} - S_{49} = 29,76 + j18,57 - 10,09 - j5,61 = 19,67 + j12,96 \text{ МВА.}$$

Використовуючи схему, отримані чисельні значення й напрямки потужностей можна знайти точку потокорозподілу.

Точка потокорозподілу знаходиться в т.3, робимо розмикання мережі в цій точці й робимо розрахунок кожної з розімкнутих мереж окремо.

1.3.6 Розрахунок втрат потужності

1.3.6.1 Знаходимо потужність наприкінці ділянки 1-2:

$$S_{12}^K = S_{12}^H - \Delta S_{Л2} + jQ_{Л2}$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$\Delta S_{Л2} = Z_{Л2} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (6,5 + j16,5) \left(\frac{40,61^2 + 23,82^2}{110^2} \right) = 1,19 + j3,02 \text{ МВА.}$$

$$S_{12}^K = 40,61 + j23,82 - 1,19 - j3,02 + j0,7 = 39,42 + j21,5 \text{ МВА.}$$

Знаходимо потужність на початку ділянки 2-3:

$$S_{23}^H = S_{12}^K - S_{25} = 39,42 + j21,5 - 25,12 - j11,4 = 14,3 + j10,1 \text{ МВА.}$$

Знаходимо потужність наприкінці ділянки 2-3:

$$S_{23}^K = S_{87}^H - \Delta S_{Л3} + jQ_{Л3}$$

$$\Delta S_{Л3} = Z_{Л3} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{14,3^2 + 10,1^2}{110^2} \right) = 0,15 + j0,32 \text{ МВА.}$$

$$S_{23}^K = 14,3 + j10,1 - 0,15 - j0,32 + j0,5 = 14,5 + j10,28 \text{ МВА.}$$

Знаходимо потужність наприкінці ділянки 1-4:

$$S_{14}^K = S_{14}^H - \Delta S_{Л1} + jQ_{Л1}$$

$$\Delta S_{Л1} = Z_{Л1} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (8,1 + j20,7) \left(\frac{29,76^2 + 18,57^2}{110^2} \right) = 0,82 + j2,11 \text{ МВА.}$$

$$S_{14}^K = 29,76 + j18,57 - 0,82 - j2,11 + j0,8 = 28,94 + j17,26 \text{ МВА.}$$

Знаходимо потужність на початку ділянки 4-3:

$$S_{43}^H = S_{14}^K - S_{49} = 28,94 + j17,26 - 10,09 - j5,61 = 18,85 + j11,65 \text{ МВА.}$$

Знаходимо потужність наприкінці ділянки 4-3:

$$S_{43}^K = S_{43}^H - \Delta S_{Л4} + jQ_{Л4}$$

$$\Delta S_{Л4} = Z_{Л4} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{18,85^2 + 11,65^2}{110^2} \right) = 0,24 + j0,51 \text{ МВА.}$$

$$S_{43}^K = 18,85 + j11,65 - 0,24 - j0,51 + j0,5 = 18,61 + j11,64 \text{ МВА.}$$

Знайдемо напруги у всіх контрольних точках мережі:

Визначаємо напругу U_2 :

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{Л2} + Q_{12}^H \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H \cdot X_{Л2} - Q_{12}^H \cdot R_{Л2}}{U_1} =$$

$$= 121 - \frac{40,61 \cdot 6,5 + 23,82 \cdot 16,5}{121} - j \frac{40,61 \cdot 16,5 - 23,82 \cdot 6,5}{121} =$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$=115,57-j4,26 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_2|=115,65 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 3:

$$U_3=U_2 \cdot \frac{P_{23}^H \cdot R_{Л3} + Q_{23}^H \cdot X_{Л3}}{U_2} - j \frac{P_{23}^H \cdot X_{Л3} - Q_{23}^H \cdot R_{Л3}}{U_2} =$$

$$=115,65 \cdot \frac{14,3 \cdot 5,9 + 10,1 \cdot 12,6}{115,65} - j \frac{14,3 \cdot 12,6 - 10,1 \cdot 5,9}{115,65} =$$

$$=113,82-j1,04 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_3|=113,8 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 4:

$$U_4=U_1 \cdot \frac{P_{14}^H \cdot R_{Л1} + Q_{14}^H \cdot X_{Л1}}{U_1} - j \frac{P_{14}^H \cdot X_{Л1} - Q_{14}^H \cdot R_{Л1}}{U_1} =$$

$$=121 \cdot \frac{29,76 \cdot 8,1 + 18,57 \cdot 20,7}{121} - j \frac{29,76 \cdot 20,7 - 18,57 \cdot 8,1}{121} =$$

$$=115,83-j3,94 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_4|=115,89 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 3':

$$U_{3'}=U_4 \cdot \frac{P_{43}^H \cdot R_{Л4} + Q_{43}^H \cdot X_{Л4}}{U_4} - j \frac{P_{43}^H \cdot X_{Л4} - Q_{43}^H \cdot R_{Л4}}{U_4} =$$

$$=115,89 \cdot \frac{18,85 \cdot 5,9 + 11,65 \cdot 12,6}{115,89} - j \frac{18,85 \cdot 12,6 - 11,65 \cdot 5,9}{115,89} =$$

$$=113,66-j1,46 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_{3'}|=113,67 \text{ кВ.}$$

Напруги в точці потякорозподілу, знайдені у результаті розрахунку обох розімкнених схем практично однакові, похибка становить:

$$(|U_{3'}| - |U_3|) \cdot 100 / |U_3| = 0,09\%, \text{ що задовольняє умову } 0,09 \ll 10.$$

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 5.6.141.593 ПЗ					

Приймаємо $|U_3|=113,7$ кВ.

1.3.7.5 Визначаємо напругу шини 5:

$$U_5' = U_2 \cdot \frac{P_{25} \cdot R_{T1} + Q_{25} \cdot X_{T1}}{U_2} - j \frac{P_{25} \cdot X_{T1} - Q_{25} \cdot R_{T1}}{U_2} =$$
$$= 115,65 \cdot \frac{25,12 \cdot 0,6 + 11,4 \cdot 16}{115,65} - j \frac{25,12 \cdot 16 - 11,4 \cdot 0,6}{115,65} =$$
$$= 113,94 - j3,42 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_5'| = 114 \text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{СН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_5 = U_5' / n_{ВН} = 114 / 3,14 = 36,3 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 7:

$$U_7' = U_3 \cdot \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2H}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2H})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2H}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2H})}{U_3} =$$
$$= 113,8 \cdot \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 52}{113,8} - j \frac{35,13 \cdot 52 - 25,78 \cdot 0,8}{113,8} =$$
$$= 101,77 - j15,45 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги:

$$|U_7'| = 103 \text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{СН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{10} = 11.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації приводимо отримана напруга до напруги на обмотці нижчої напруги:

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$U_7 = U_7' / n_{BH} = 103/11 = 9,66 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 8:

$$\begin{aligned} U_8' &= U_3 \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C})}{U_3} = \\ &= 113,8 \cdot \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 32}{113,8} - j \frac{35,13 \cdot 32 - 25,78 \cdot 0,8}{113,8} = \\ &= 106,3 - j9,66 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Модуль напруги:

$$|U_8'| = 106,75 \text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації:

$$n_{CH} = \frac{U_{CH_НОМ}}{U_{HH_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_8 = U_8' / n_{BH} = 106,75/3,14 = 34 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 9:

$$\begin{aligned} U_9' &= U_4 \frac{P_{49} \cdot R_{T3} + Q_{49} \cdot X_{T3}}{U_4} - j \frac{P_{49} \cdot X_{T3} - Q_{49} \cdot R_{T3}}{U_4} = \\ &= 115,89 \cdot \frac{10,09 \cdot 0,6 + 5,61 \cdot 16}{115,89} - j \frac{10,09 \cdot 16 - 5,61 \cdot 0,6}{115,89} = \\ &= 115,46 - j1,34 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Модуль напруги:

$$|U_9'| = 115 \text{ кВ.}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації:

$$n_{BH} = \frac{U_{CH_НОМ}}{U_{HH_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, приводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_9 = U_9' / n_{CH} = 115/3,14 = 36,4 \text{ кВ.}$$

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ДП 5.6.141.593 ПЗ

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

Вихідними даними є:

- 1) напруга систем - $U_{ВН}$ у кВ, що відповідає стороні високої напруги (ВН) підстанції;
- 2) потужність системи $S_{НОМ}$ у МВА;
- 3) реактивний опір системи X_C ;
- 4) число ліній зв'язку із системою, їхня довжина L_W у км і їхні параметри X_W в Ом;
- 5) потужність навантаження, МВА.

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Тип трансформатора ТДНЖ 25000/110

Потужність трансформатора $S=25$ МВА

Напруга $U=110$ кВ

Опір $X=520$ Ом

$L_{W1}=22$ км

$L_{W2}=22$ км

$X_{W1}=4,62$ Ом

$X_{W2}=4,62$ Ом

$S_C=25000$ кВА

$X_C=4.84$ Ом

Таблиця 2.1- Навантаження споживачів протягом доби

години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
%	50	40	55	85	95	95	80	95	95	120	150	105
S(МВА)	12	10	13	21	23	23	20	23	23	30	37	26

Для підстанцій були обрані трансформатори потужності S (МВА) типу ТДНЖ. Перевіримо обрані трансформатори на предмет перевантаження, з огляду на графік навантаження.

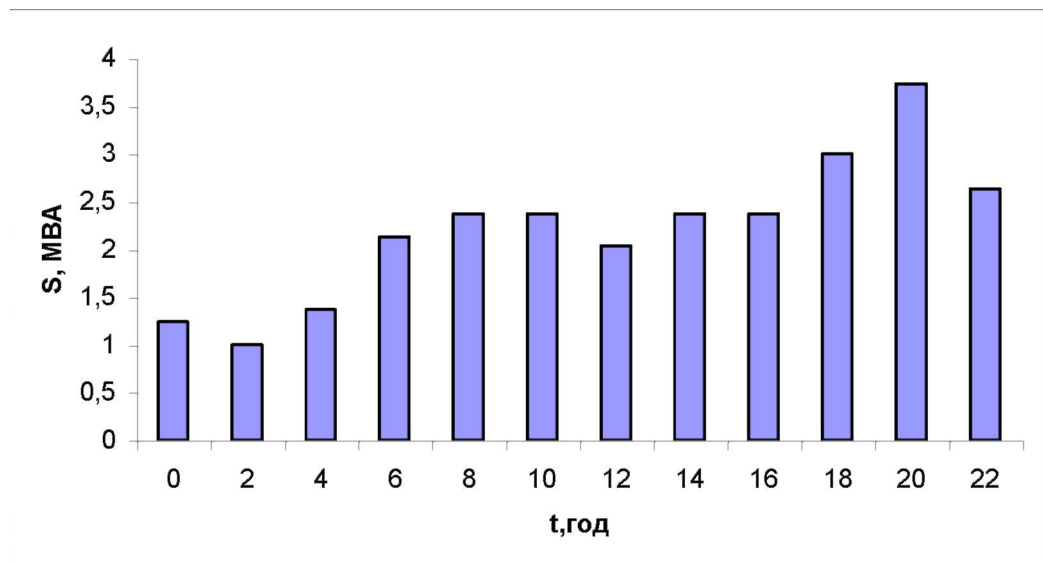


Рис.2.1 Графік навантаження підстанції.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо у двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається по формулі

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

$$K_1 = \frac{1}{2,5} \cdot \sqrt{\frac{1,2^2 \cdot 2 + 1,0^2 \cdot 2 + 1,3^2 \cdot 2 + 2,1^2 \cdot 2 + 2,0^2 \cdot 2 + 2,3^2 \cdot 8}{2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 8}} = 0,77$$

S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження першої, другої, n-ої сходини графіка навантаження, розташованих нижче лінії номінальної потужності трансформатора.

t_1, t_2, \dots, t_n – тривалість сходинки, години.

Аналогічно визначається друга сходинка еквівалентного графіка, але при цьому беруться щаблі, розташовані вище лінії номінальної потужності трансформатора.

$$K_2 = \frac{1}{S_n} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$K_2 = \frac{1}{2,5} \cdot \sqrt{\frac{3^2 \cdot 2 + 3,7^2 \cdot 2 + 2,6^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,25$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

Максимальне перевантаження трансформатора становить

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{3,7}{2,5} = 1,48$$

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення K'_2 необхідно порівняти зі значенням K_{MAX} ,

$$K'_2 = 0,9K_{MAX}$$

Так як $K'_2 = 0,9 \cdot 1,4 = 1,26 > 1,25$

остаточно приймаємо $K_2 = K'_2 = 1,33$

За ДСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду (-1°C) і часу перевантаження $t=8$ годин, знаходимо допустиме значення перевантаження. Так як за ДСТ 14209-85 $K_2=1,5 > 1,33$ – трансформатор обраний правильно.

2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанцій

Головна схема електричних з'єднань повинна задовольняти наступним вимогам:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних й післяаварійних режимах;
- урахувувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних й експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми й без відключення приєднань.

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При цьому варто застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем у ланцюгах трансформатора й неавтоматичною перемичкою».

Так як розглянутий РП має мале число приєднань – те доцільно застосувати спрощену схему без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

Спрощена принципова схема електричних приєднань наведена на рис 2.2.

У схемі передбачені вимикачі на лініях, третій вимикач передбачений на перемичці (секційний). Відключення трансформаторів, у випадку їхнього ушкодження, проводиться двома вимикачами 110 кВ (Q1 й Q3 або Q2 й Q3) і відповідними вимикачами 10 кВ (Q11 або Q12).

Разом із трансформатором будуть відключені й дві відповідні лінії 10 кВ. Їхню роботу можна відновити за допомогою АВР вимикачем Q13.

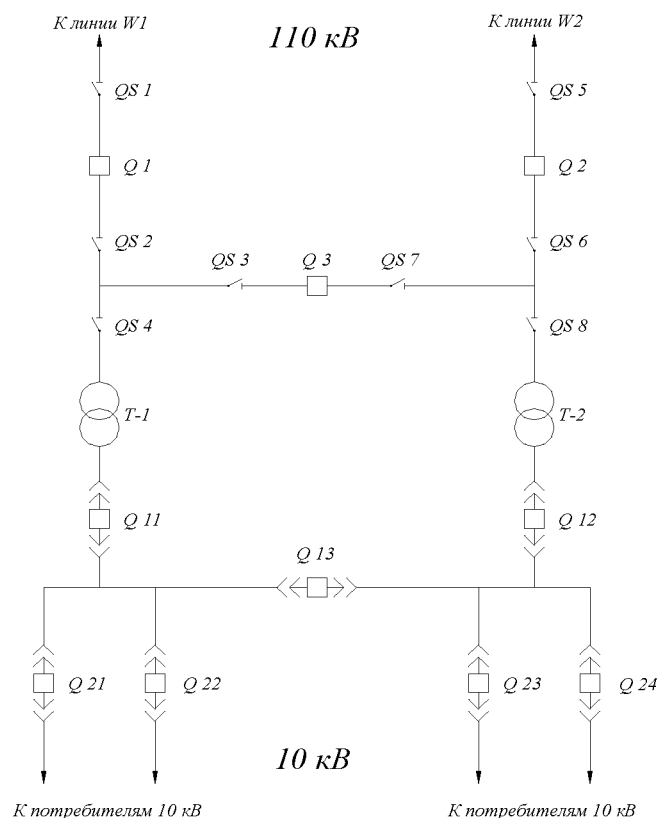


Рис 2.2 Принципова схема електричних з'єднань

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору встаткування на стороні 110 кВ й 10 кВ. Підстанція живиться по двох тупикових лініях. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення становить $S_c = MVA$

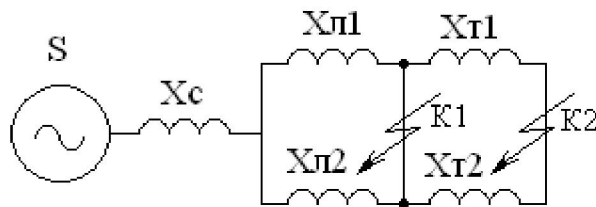


Рис.2.3 Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює.

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} \text{ Ом.}$$

$$U_{л} = \sqrt{X_c \cdot S_c} = \sqrt{4,84 \cdot 2500} = 110 \text{ кВ.}$$

Опір працюючих ліній $X_{л} = 2,3$ Ом; трансформаторів $X_T = 260$ Ом.

Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{K1} = \frac{U_{л}}{X_c + X_{л}} = \frac{110}{4,84 + 2,3} = 15,41 \text{ кА}$$

Те ж у точці K_2 , приведена до напруги вищої сторони

$$I_{K2}^B = \frac{U_{л}}{X_c + X_{л} + X_T} = \frac{110}{4,84 + 2,3 + 260} = 0,41 \text{ кА}$$

реальний СКЗ у точці K_2

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,41 \cdot \frac{110}{10} = 4,51 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$\text{у точці } K_1 = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 15,41 = 34,98 \text{ кА}$$

$$\text{у точці } K_2 = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K_2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 4,51 = 10,23 \text{ кА}$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, рівний часу відключення

$$I_{nr} = I_{K_1} = 15,41 \text{ кА для точки } K_1;$$

$$I_{nr} = I_{K_2} = 4,51 \text{ кА для точки } K_2;$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача;

$$i_a = \sqrt{2} I \cdot e^{\frac{t}{Ta}}$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 18,212 \cdot e^{\frac{0,06}{0,025}} = 2,3 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 10,428 \cdot e^{\frac{0,1}{0,05}} = 0,46 \text{ кА}$$

де Ta - постійна часу загасання аперіодичної складової (для K_1 $Ta=0,025$ с., для K_2 $Ta=0,05$ с.).

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad B_R = I_{K_1}^2 (t + Ta) = I_{K_1}^2 (0,06 + 0,025) = 15,41 \cdot (0,06 + 0,025) = 20,18 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{для } K_2 \quad B_R = I_{K_2}^2 (t + Ta) = I_{K_2}^2 (0,1 + 0,05) = 4,51^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 3,05 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку зведені в табл.2.2.

Таблиця 2.2- Результати розрахунків струмів КЗ

Струми короткого замикання	СКЗ у поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент роз'єднання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	15,41	34,98	15,41	2,3	20,18
Шини 10 кВ (K_2)	4,51	10,23	4,51	0,46	3,05

2.4 Вибір високовольтних апаратів РП електричних мереж

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи й перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів проводиться:

- . вибір за напругою;

- вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір за виконанням (для зовнішньої або внутрішньої установки);

Вибору підлягають: вимикачі на стороні вищої напруги; вхідні вимикачі на стороні 10 кВ; секційні вимикачі на стороні 10 кВ; вимикачі ліній, що відходять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги; трансформатори типу й напруги 110 кВ й 10 кВ; ошиновка розподільних пристроїв 110 кВ й 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального й післяаварійного режиму. Визначення струмів проводиться для випадку установки на підстанції силового трансформатора, розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішній стороні

$$I_{110MAX} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 18,37 \text{ А.}$$

Струм у колі вхідних вимикачів на стороні 10 кВ

$$I_{10}^{ВЫК.} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 101,036 \text{ А}$$

струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{С.В.} = \frac{0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 101,036 \text{ А}$$

струм у колі лінії, що відходить (якщо на одне приєднання доводиться 3 МВА)

$$I_{10}^{омк} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А}$$

Динамічний струм: $I_{дин} = 2,55 \cdot I_{отк}$

На стороні вищої напруги рекомендується установка елегазових вимикачів типу S1-145-F3/4031. Вибір вимикачів наведений в таблиці 2.3

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 2000$ А, $I_{НОМ.ОТКЛ.} = 31,5$ ка,

$I_{СКВ.ИН.} = 40$ кА, $I_{СКВ} = 102$ кА, $I_T = 40$ кА,

$t_{откл} = 0,07$ сек. $\beta_H = 36\%$.

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 5.6.141.593 ПЗ					

$$I_{a \text{ ном.}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} / 100 = 1,41 \cdot 36 \cdot 31,5 / 100 = 15,99 \text{ кА,}$$

$$I_T^2 \cdot t_r = 40^2 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	18,37А	2000А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	15,41кА	40кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	34,98кА	102кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откНом}}$	15,41кА	31.5кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$	2,3кА	15.99кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	20,18кА ² с	112кА ² с

Обраний вимикач повністю задовольняє умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі.

У точці K_1 $i_a = \sqrt{2} I \cdot e^{\frac{0,06}{0,025}}$ кА

У точці K_2 $i_a = \sqrt{2} I \cdot e^{\frac{0,1}{0,05}}$ кА

Таблиця 2.4 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	101,036А	320А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	4,51кА	10кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	10,23кА	25,5кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откНом}}$	4,51кА	10кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$	0,46кА	2,82кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,05кА ² с	10,5кА ² с

Рекомендується установка вакуумних вимикачів типу VM 1S-10-40/3150-

42. Вибираємо ВММ-10 – 320 – 10ТЗ :

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ, } I_{\text{НОМ}} = 320 \text{ А, } I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 10 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{СКВ.Ин.}} = 10 \text{ кА, } I_{\text{СКВ}} = 10 \text{ кА, } I_T = 10 \text{ кА,}$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 5.6.141.593 ПЗ				

$$t_{откл} = 0,105 \text{ сек. } \beta_H = 20\%.$$

$$I_{a \text{ ном.}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}/100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 10/100 = 2,82 \text{ кА},$$

$$I_T^2 \cdot t_r = 10^2 \cdot 0,105 = 10,5 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблиця 2.5 - Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	101.036А	320А
$I_{ПО} \leq I_{нрСКВ}$	4.51кА	10кА
$i_y \leq I_{нрСКВ}$	10.238кА	25,5кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4.51кА	10кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0.46кА	2,82кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3.05кА ² с	10,5кА ² с

Рекомендується прийняти до установки як секційний вимикач типу ВВ/TEL-10-31,5/32. Вибираємо ВК-10-31,5:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}, I_{НОМ} = 320 \text{ А}, I_{НОМ.ОТКЛ.} = 10 \text{ кА},$$

$$I_{СКВ.ИН.} = 10 \text{ кА}, I_{СКВ} = 10 \text{ кА}, I_T = 10 \text{ кА},$$

$$t_{откл} = 0,105 \text{ сек. } \beta_H = 20\%.$$

$$I_{a \text{ ном.}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}/100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 10/100 = 2,82 \text{ кА},$$

$$I_T^2 \cdot t_r = 10^2 \cdot 0,105 = 10,5 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблиця 2.6 - Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	173.2 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{нрСКВ}$	4,51 кА	80 кА
$i_y \leq I_{нрСКВ}$	10,238 кА	31,5 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,51 кА	25 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,46 кА	7,93,8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,05 кА ² с	74,42 кА ² с

На лінію, що відходить, рекомендується встановити малопотужний вимикач ВВ/TEL-10-35/32

У таблиці 2.7 наведений вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ. роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.7- Вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{расч} \leq I_{ном}$	18,37А	1000А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	34,98кА	80кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	20кА ² с	2997/992кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РНД31-110/1000 УХЛ1 і РНД 32-110/1000 УХЛ1

РНД (3) - 110/1000В

$U_{НОМ}=110$ кВ, $I_{НОМ}= 1000$ А, $I_{СКВ.лн.}=80$ кА,

$I_T=31.5$ кА, $t_{ТЕРТ}= 3$ сек.

$I_{Т3}=31.5$ кА, $t_{ТЕР3}= 1$ сек.

$(I_T^2 \cdot t_r)_T=31,5^2 \cdot 3=2977$ кА²с.

$(I_T^2 \cdot t_r)_3=31,5^2 \cdot 1=992$ кА²с.

Короткий опис обраних вимикачів і роз'єднувачів:

Вимикач серії *ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1*

Конструкція проста й надійна, невелика маса й габарити дозволяють установлювати його на полегшених фундаментах, доступ до контрольованих елементів механізмів, контактів і камер легкий й обсяг робіт при їхній заміні мінімальний.

Із застосуванням автономного пружинного привода не потрібно потужного джерела живлення. Комутаційні характеристики у всьому діапазоні

струмів, що відключають, у тому числі й струмів ненавантажених ліній - стабільні. Можлива експлуатація в різних кліматичних зонах.

Вимикач серії *ВММ-10 – 320 – 10ТЗ*

Застосовується в КРП (комплектних розподільних пристроях). Вимикач має дугогасильну камеру подовжньо-поперечного дуття. Ізоляція між нижнім струмоведучим фланцем здійснюється склопоксидним циліндром. Рухливий контакт - стрижневий. Накінечники стрижня й сегментів розеточного контакту облицьовані дугостійкою металокерамікою. Струмознімання зі стрижня рухливого контакту на верхній струмоведучий фланець - роликоче. Місця контактування рухливого й нерухомого контакту покриваються сріблом.

Роз'єднувач серії *РНД(З)*

Горизонтально-поворотного типу, виготовляються з окремих полюсів (одного провідного й двох ведених), що з'єднують на місці монтажу сталевими трубами в один триполюсний апарат. Підставою кожного полюса служать швелери, на кінцях яких закріплені чавунні підстави з підшипниками. У підшипниках обертаються вали з важелями. На важелях, зв'язаних між собою загальною тягою, установлені опорно-ізоляційні колони. На їхніх верхніх фланцях закріплені ножі контактної системи й контактні основи. Ножі заземлення управляються ручним приводом, головні ножі при напрузі 110 кВ і вище – ручним й електродвигуновим приводом.

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму й напруги

Для підключення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму й напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням підключення тільки вимірювальних приладів. У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної й

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ – амперметр, лічильники активної й реактивної енергії.

Таблиця 2.8- Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму.

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-350	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	—	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	—	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секционн. вимикач. на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

Таблиця 2.9- Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{расч} \leq I_{ном}$	18,37 А	50-600
$i_y \leq I_{прСКВ}$	34,98 А	62-124
$B_K \leq I_T^2 t_r$	20,184 кА ² с	162,5
$Z_H \leq Z_{Нном}$	1,25 Ом	4

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{К}},$$

де: $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{приб}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{К}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менш 4 мм² для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F};$$

де ρ – питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$;

F – перетин жил, мм²;

$$F = \frac{0,028 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом,}$$

що менше 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТФЗМ-110-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	101,036 А	2000
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$	10,23 А	—
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{r}}$	3,05 кА ² с	74,42
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{нном}}$	1,25 Ом	4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП 5.6.141.593 ПЗ

Лист

34

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно. Обрано трансформатор ТШЛ-10К. Шинні трансформатори струму виготовляють для номінальних напруг до 20 кВ і струмів до 24000 А. Як первинна обмотка використовується прохідна шина. Вони можуть бути виконані класу 0,5. Як приклад на рис 2.4. показаний шинний трансформатор струму типу ТШЛ-20 (Ш-шинный, Л - лита ізоляція).



Рис 2.4 Шинний трансформатор струму типу ТШЛ-20

Магнітопроводи 1 й 2 з убудованими обмотками залиті епоксидним компаундом й утворюють ізоляційний блок 3. Блок з'єднаний з підставою 4, що має приливи 5 для кріплення трансформатора. Вікно з розміром від 200х200 до 250х250 мм² розраховано на установку двох шин. Затиски 6 вторинних обмоток розташовані над блоком.

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	173.2 А	5-200
$I_{уд} \leq I_{дин}$	10,23 А	250
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,06 кА ² с	74,42
$Z_H \leq Z_{Нном}$	1,25 Ом	4

Приймаємо до установки трансформатор струму ТЛП-10.

Трансформатор струму ТПЛ10-У3:

При струмах, менших 600 А, застосовуються багатовиткові трансформатори струму ТПЛ, у яких первинна обмотка Σ складається з декількох витків, кількість яких визначається необхідною МРС (рис. 2.5.)

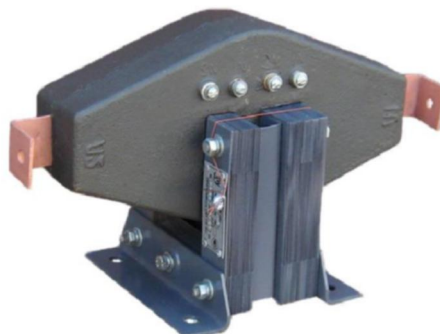


Рис 2.5 Трансформатор струму ТПЛ-10 із двома магнітопроводами

Як трансформатори напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори НКФ-110-58, на стороні 10 кВ – ЗНОЛ.06-10-У3. Їхні характеристики наведені в таблиці 2.11.:

Таблиця 2.11- Характеристика обраних трансформаторів на сторонах 110 кВ й 10 кВ

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В·А, у класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первин., кВ	основна вторинна, В	додааткова, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ.06	$6/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100:3 або 100	30	50	75	200	400
	$10/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
	$15/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
	$20/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
	$24/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
НКФ-110-58	110/	100/	100:3	—	400	600	1200	2000

Каскадний трансформатор напруги типу НКФ.

Каскадні трансформатори напруги виготовляють тільки однофазні й для зовнішньої установки.

Активна частина трансформатора розміщена в порцеляновому кожусі, укріпленому на візку (для полегшення транспортування) і заповненому трансформаторним маслом. Кожух має металеву голівку, котра виконує роль розширника. Початок первинної обмотки приєднано безпосередньо до голівки – розширникf, що має спеціальний затиск для приєднання трансформатора до установки. Таким чином, відпадає необхідність у прохідних ізоляторах вводів. Кінець первинної обмотки з'єднаний з металевим заземленим візком. Для полегшення ізоляції внутрішніх частин трансформатор виконують у вигляді каскаду із двох елементів. Середня точка обмотки кожного елемента з'єднана із сердечником. У такий спосіб ізоляція внутрішніх частин розрахована лише на відому частку від повної номінальної напруги.

2.6. Вибір ошиновки РП

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегалюмінієвими проводами марки АС. при цьому перетин шин повинне бути не менше 70мм^2 (за умовами корони). Вибір перетину здійснюється за довгостроково-допустимим струмом. При максимальному робочому до 200А вибираємо перетин 70мм^2 із допустимим струмом 265А. Мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості, визначається по формулі

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{20,184 * 10^6}}{91} = 49,37 \text{ мм}^2 ;$$

$$\text{де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$$

Таблиця 2.12 - Вихідні дані шини 110 кВ.

Струми короткого замикання	СКЗ у поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент роз'єднання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ(K_1)	18,212	41,467	18,212	283,909	28,193

Перетин 70мм^2 підходить і по термічній стійкості, але лінії, що живлять підстанцію виконані проводом АС-95, тому й для ошиновки підстанції приймаємо АС-95.

Таблиця 2.13- Вихідні дані шини 10 кВ.

Струми короткого замикання	СКЗ у поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент роз'єднання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова. СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 10 кВ (K_2)	4,51	10,238	4,51	0,46	3,05

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також проводиться за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається по формулі

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}};$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5$

γ - момент інерції поперечного переріза шини щодо осі, перпендикулярної напрямку згинаючої сили, см^4

q - поперечний переріз шини, см^2

Вибираємо трубчасті алюмінієві шини 25/30 мм.

Перевіримо обрані шини на динамічну стійкість:

$$q = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (30^2 - 25^2) = 2.15 \text{ см}^2$$

$$\gamma = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64} (30^4 - 25^4) = 205 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Умовою механічної міцності шин є

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп};$$

де $\sigma_{расч}$ – розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа.

$\sigma_{доп} = 82,3$ МПа – допустима механічна напруга в матеріалі для алюмінієвих шин

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W},$$

$$M = \frac{f \max * l^2}{10} = \frac{423,86 * 1,5^2}{10} = 95,37 \text{ Нм}$$

$$f \max = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{34,98^2}{0,5} = 423,86 \text{ Н/м}$$

$a = 0,5 \text{ м}$ – відстань між фазами.

$$W = \frac{\pi (D^4 - d^4)}{32 D} = \frac{\pi (30^4 - 25^4)}{32 \cdot 30} = 1,37 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{95,37}{1,37} = 70 \text{ МПа} < 82,3 \text{ МПа}$$

Робимо висновок, що обрані шини підходять по динамічній стійкості й частоті.

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

У процесі виконання розрахунків необхідно на трансформаторі Т-1 розрахувати надперехідний й ударний струми при симетричному (трифазному) замиканні.

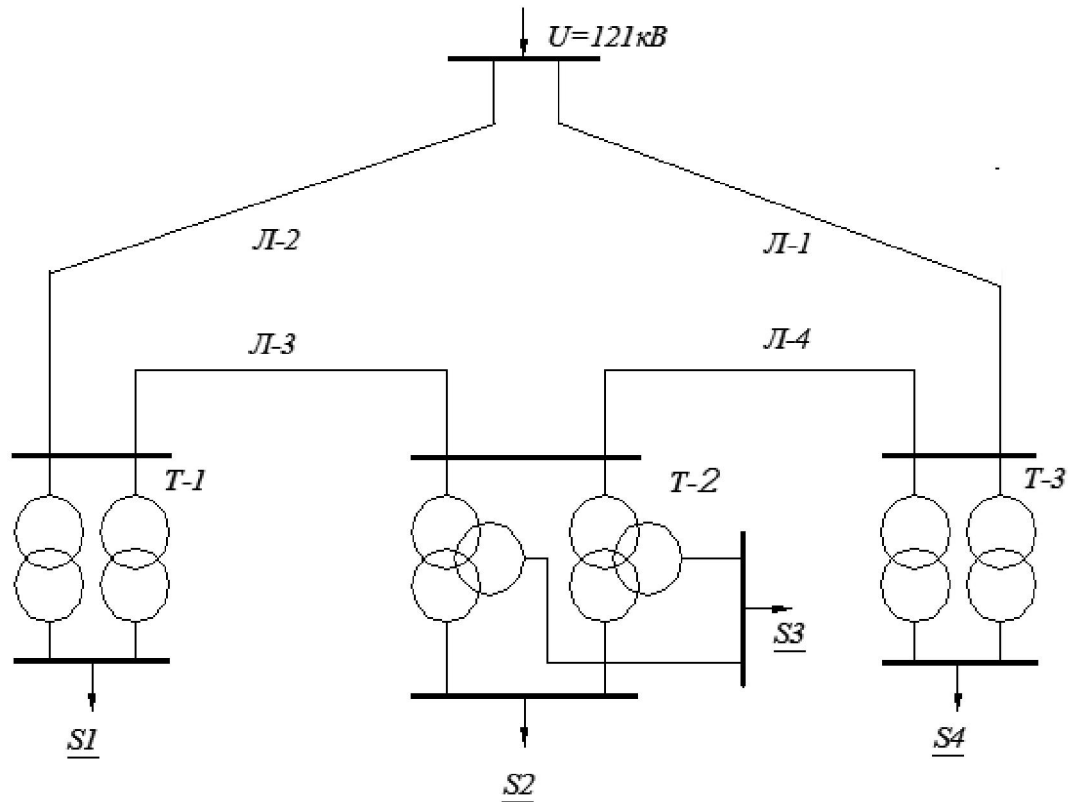


Рис 3.1 Однолінійна електрична схема з'єднань даної електричної мережі.

Таблиця 3.1- Параметри проводів ліній

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина лінії	50	40	30	30
Марка і перетин провода	АС-185	АС-185	АС-150	АС-150

Таблиця 3.2 - Параметри навантажень

Навантаження	S-1	S-2	S-3	S-4
	25+j10	15+j10	20+j10	10+j15

Приймаємо базисні умови

$$U_6 = 10 \text{кВ};$$

$$S_6 = 100 \text{МВА};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,7 \text{кА}.$$

Визначимо параметри схеми заміщення ліній та трансформаторів, і розрахуємо струми короткого замикання.

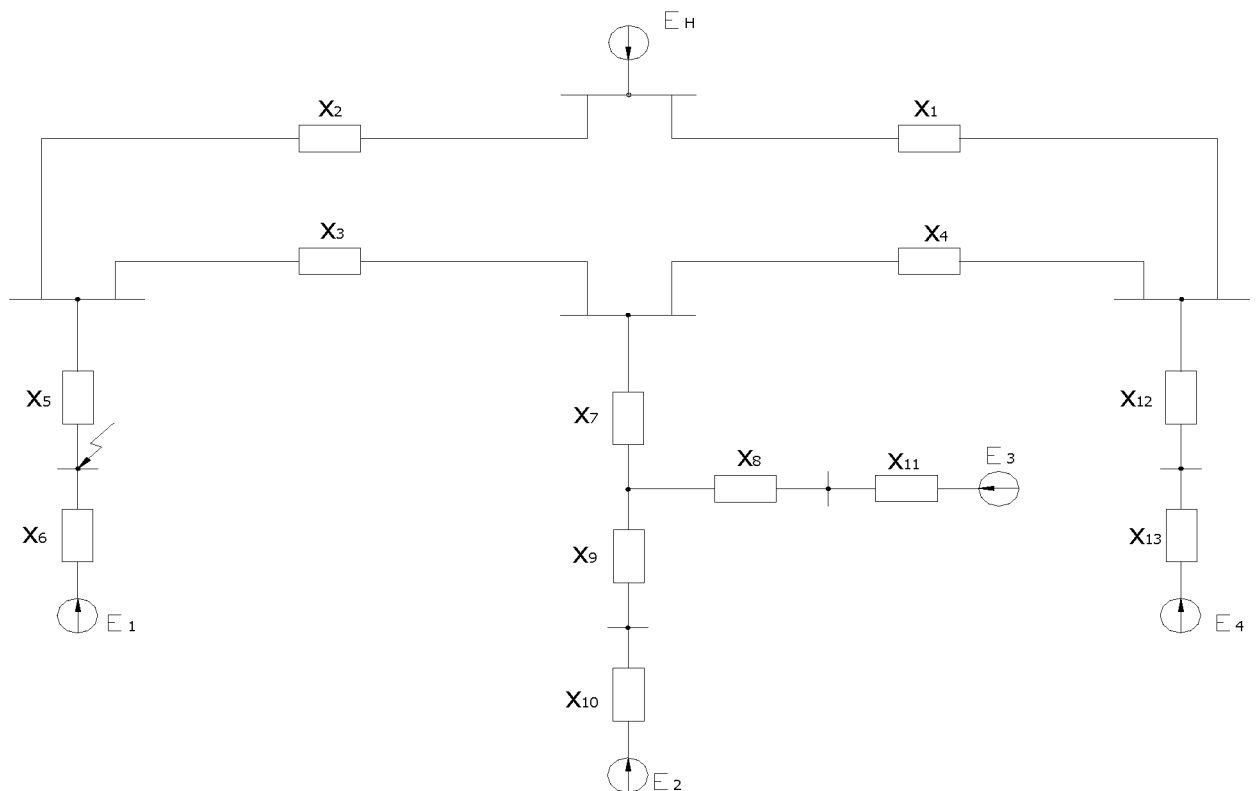


Рис 3.2 Схема заміщення

Перетворюємо схему, приймаємо $E_4 = 0$.

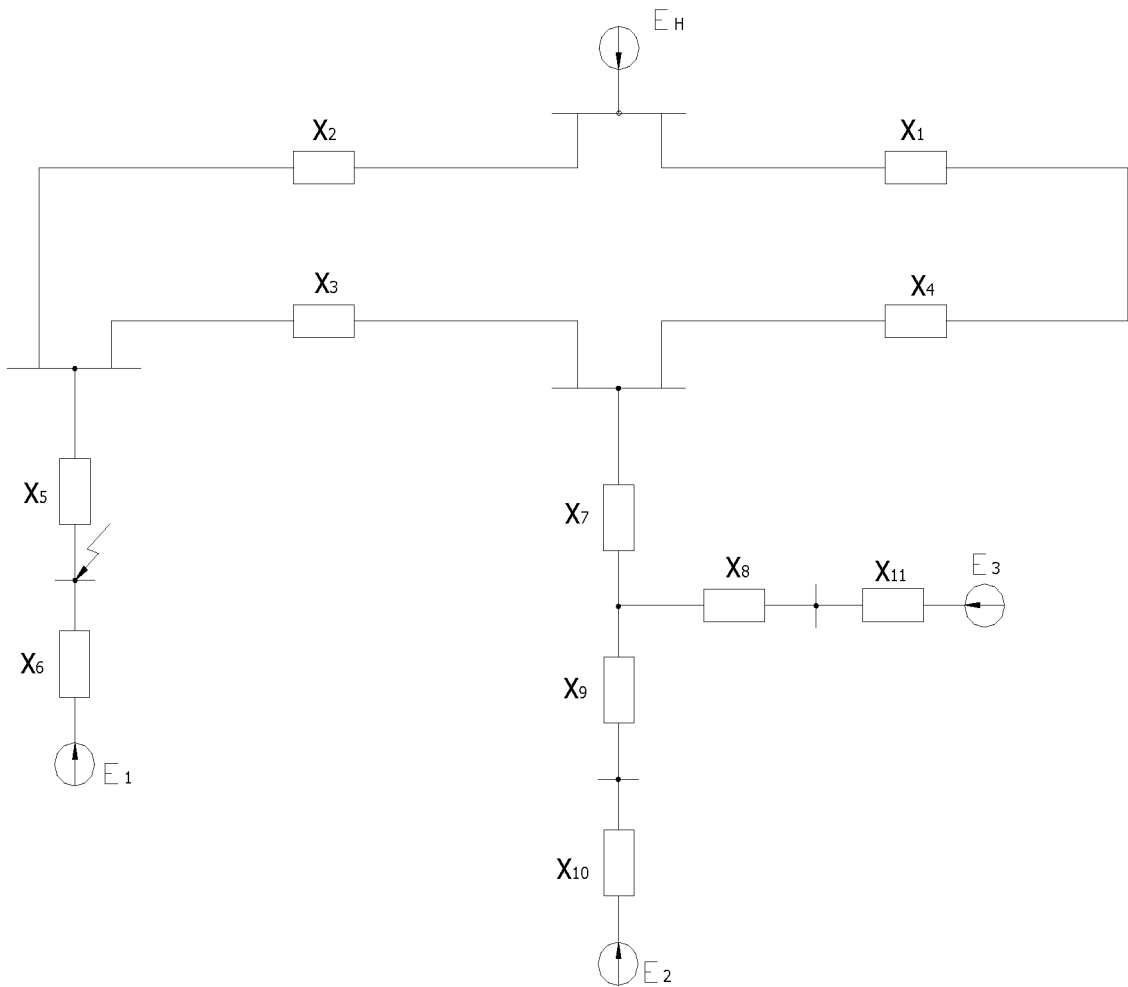


Рис. 3.3 Схема заміщення при $E_4 = 0$.

Опір лінії Л-2

$$X_2 = \frac{X_0 l \cdot S_B}{U^2_{ЛН.СР}} = \frac{0,4 \cdot 40 \cdot 100}{121^2} = 0,109 \text{ Ом},$$

де $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ - питомий опір для повітряних ліній у наближених розрахунку напругою 6-220 кв.

Опір лінії Л-3

$$X_2 = \frac{X_0 l \cdot S_B}{U^2_{ЛН.СР}} = \frac{0,4 \cdot 30 \cdot 100}{121^2} = 0,081 \text{ Ом}.$$

Опір лінії Л-1

$$X_2 = \frac{X_0 l \cdot S_B}{U^2_{ЛН.СР}} = \frac{0,4 \cdot 50 \cdot 100}{121^2} = 0,136.$$

Опір лінії Л-4

$$X_2 = \frac{X_0 I \cdot S_B}{U_{ЛН.СР}^2} = \frac{0,4 \cdot 30 \cdot 100}{121^2} = 0,081 \text{ Ом.}$$

Опір двох паралельно працюючих трансформаторів Т-1

$$X_5 = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_\kappa}{100} \cdot \frac{S_\sigma}{S_H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,25 \text{ Ом.}$$

Опір двох паралельно працюючих трансформаторів Т-2

Знаходимо напругу короткого замикання для кожної обмотки:

$$U_{КВ} = 0,5(U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} - U_{КС-Н}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{КС} = 0,5(U_{КВ-С} - U_{КВ-Н} + U_{КС-Н}) \approx 0\%;$$

$$U_{КН} = 0,5(-U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} + U_{КС-Н}) = 0,5(-10,5 + 17,5 + 6,5) = 13,5\%$$

$$X_7 = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_\kappa}{100} \cdot \frac{S_\sigma}{S_H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,134 \text{ Ом,}$$

$$X_8 = 0 \text{ Ом,}$$

$$X_9 = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_\kappa}{100} \cdot \frac{S_\sigma}{S_H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{13,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,168 \text{ Ом.}$$

Робимо перетворення Δ в Y

$$X_{14} = X_1 + X_4 = 0,136 + 0,081 = 0,217 \text{ Ом,}$$

$$X_{15} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3 + X_{14}} = \frac{0,109 \cdot 0,081}{0,109 + 0,081 + 0,217} = 0,0217 \text{ Ом,}$$

$$X_{16} = \frac{X_2 \cdot X_{14}}{X_2 + X_3 + X_{14}} = \frac{0,109 \cdot 0,217}{0,109 + 0,081 + 0,217} = 0,058 \text{ Ом,}$$

$$X_{17} = \frac{X_2 \cdot X_4}{X_2 + X_3 + X_{14}} = \frac{0,081 \cdot 0,081}{0,109 + 0,081 + 0,217} = 0,061 \text{ Ом.}$$

Схема після перетворення Δ в Y

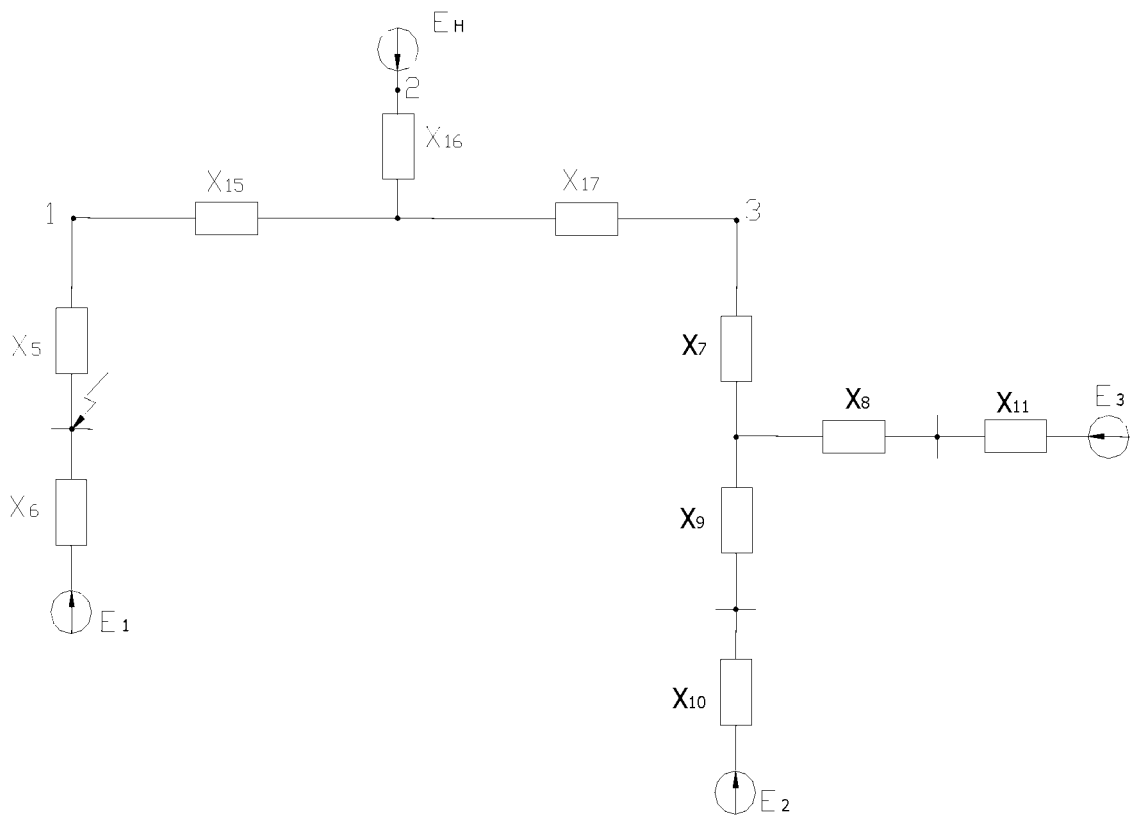


Рис. 3.4 Схема після перетворення.

Розраховуємо опір навантаження.

Опір навантаження 1

$$X_6 = X_{H^*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 1,2 \cdot \frac{100}{26,92} = 4,46 \text{ Ом.}$$

Опір навантаження 2

$$X_{10} = X_{H^*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 1,2 \cdot \frac{100}{18,02} = 6,66 \text{ Ом.}$$

Опір навантаження 3

$$X_{11} = X_{H^*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 1,2 \cdot \frac{100}{22,36} = 5,36 \text{ Ом.}$$

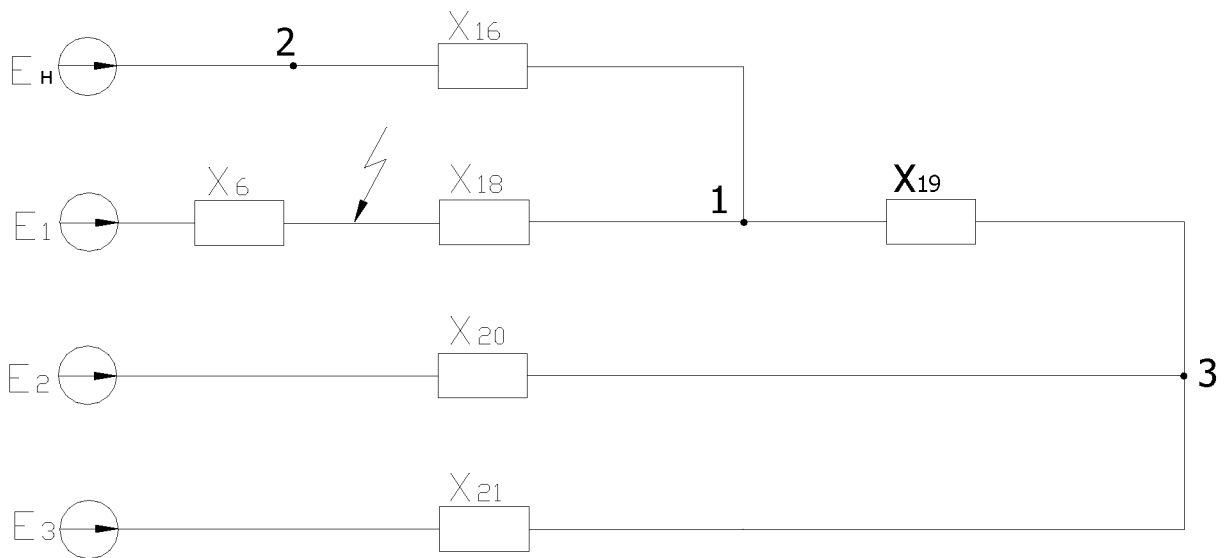


Рис. 3.5 Схема після спрощення

$$X_{18} = X_{15} + X_5 = 0,0217 + 0,26 = 0,281 \text{ Ом},$$

$$X_{19} = X_{17} + X_7 = 0,0161 + 0,134 = 0,15 \text{ Ом},$$

$$X_{20} = X_9 + X_{10} = 6,66 + 0,168 = 6,828 \text{ Ом},$$

$$X_{21} = X_8 + X_4 = 0,081 \text{ Ом}.$$

За допомогою коефіцієнтів розподілу спростимо схему

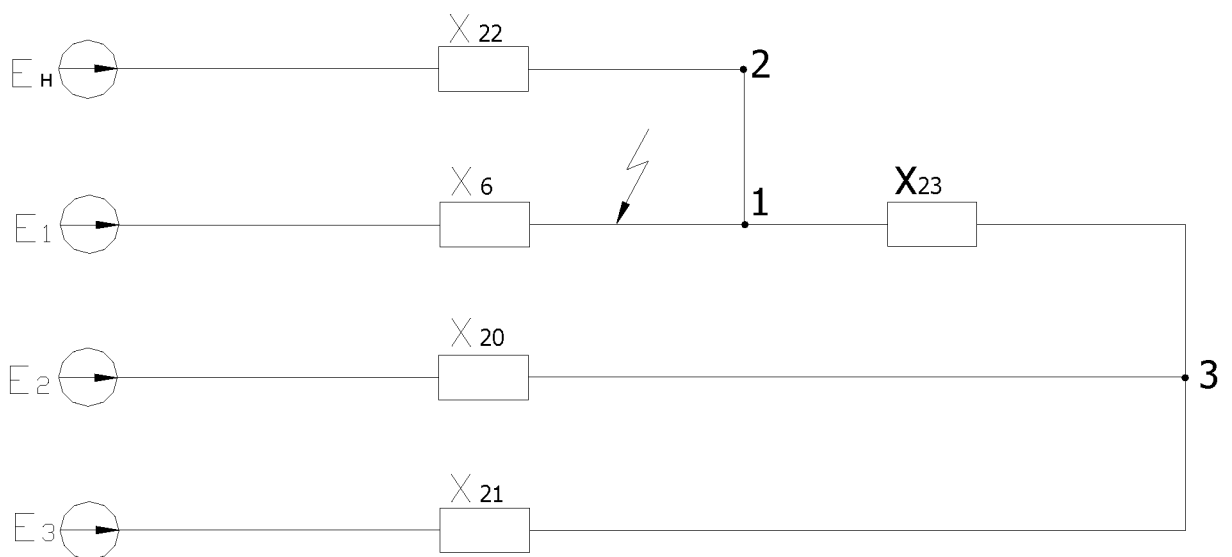


Рис. 3.6 Схема після спрощення

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Еквівалентний опір для X_{16} та X_{19}

$$X_{\text{э1619}} = \frac{X_{16} \cdot X_{19}}{X_{16} + X_{19}} = \frac{0,058 \cdot 0,15}{0,058 + 0,15} = 0,042$$

$$C_{16} = \frac{X_{\text{э1619}}}{X_{16}} = \frac{0,042}{0,058} = 0,724$$

$$C_{19} = \frac{X_{\text{э1619}}}{X_{19}} = \frac{0,042}{0,15} = 0,28$$

$$X_{\text{э1619}} = X_{\text{э1619}} + X_{18} = 0,042 + 0,281 = 0,323$$

$$X_{23} = \frac{X_{\text{PEЭ1619}}}{C_{19}} = \frac{0,323}{0,28} = 1,15$$

$$X_{22} = \frac{X_{\text{PEЭ1619}}}{C_{16}} = \frac{0,323}{0,724} = 0,44$$

За допомогою коефіцієнтів розподілу спростимо схему

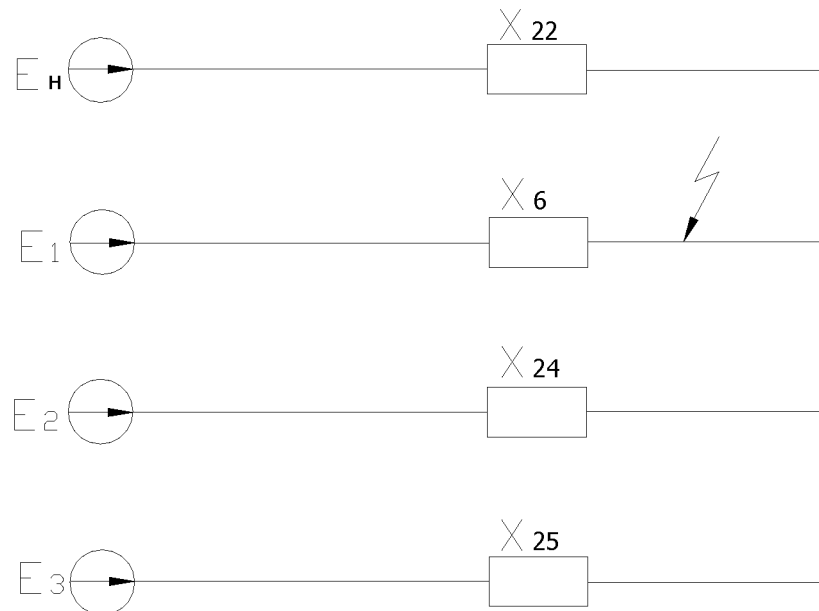


Рис. 3.7 Схема після спрощення

Еквівалентний опір для X_{20} та X_{21}

$$X_{\text{э2021}} = \frac{X_{20} \cdot X_{21}}{X_{20} + X_{21}} = \frac{6,828 \cdot 0,081}{6,828 + 0,081} = 0,08$$

коефіцієнти розподілу

$$C_{20} = \frac{X_{\Sigma 2021}}{C_{20}} = \frac{1,23}{6,828} = 0,0117$$

$$C_{21} = \frac{X_{\Sigma 2021}}{C_{21}} = \frac{1,23}{0,987} = 1,2$$

Оскільки джерело системи є джерелом нескінченної потужності, то ЕРС системи $E_* = U_* = 1 = const$.

ЕРС навантажень у надперехідному режимі: $E_*'' = 0,85$

Еквівалентна ЕРС системи:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{E_H}{X_{22}} + \frac{E_1}{X_6} + \frac{E_2}{X_{24}} + \frac{E_3}{X_{25}}}{\frac{1}{X_{22}} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{24}} + \frac{1}{X_{25}}} = \frac{2,27 + 0,19 + 0,008 + 0,708}{2,27 + 0,22 + 0,009 + 0,83} = 0,95$$

Еквівалентний опір системи:

$$X_{\Sigma} = \frac{X_{22} \cdot X_6 \cdot X_{24} \cdot X_{25}}{X_{22} \cdot X_6 \cdot X_{24} + X_6 \cdot X_{24} \cdot X_{25} + X_{22} \cdot X_6 \cdot X_{25} + X_{22} \cdot X_{24} \cdot X_{25}} = \frac{0,44 \cdot 4,46 \cdot 105,1 \cdot 1,2}{0,44 \cdot 4,46 \cdot 105,1 + 105,1 \cdot 4,46 \cdot 1,2 + 0,44 \cdot 4,46 \cdot 1,2 + 0,44 \cdot 105,1 \cdot 1,2} = 0,3$$

Струм трифазного КЗ у відносних одиницях:

$$I_*'' = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} = \frac{0,95}{0,3} = 3,2$$

Струм трифазного КЗ в іменованих одиницях

$$I^{(3)} = I_*'' \cdot I_{\phi} = 3,2 \cdot 5,7 = 18,05 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 18,05 = 45,95 \text{ кА.}$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

За призначенням, залежно від відповідальності й порядку дії, захист трансформаторів й автотрансформаторів розділяються на: основний, резервний і захист, що діє на сигнал.

Основні захисти реагують на всі види ушкоджень трансформатора або автотрансформатора й діють на відключення вимикачів з усіх боків без витримки часу.

Резервні захисти від замикань на землю виконуються у вигляді МСЗ нульової послідовності.

ВИХІДНІ ДАНІ:

Тип трансформатора: ТДН-40000/115/38,5

$$S_{T.HOM} = 40 \text{ МВА}$$

$$U_{T.HOM} = 115/38,5$$

Схема сполучення: Δ/Y

$$U_{PIH} = 0,16$$

$$U_{K.MIN} = 9,59\%$$

$$U_{K.HOM} = 10,5\%$$

$$U_{R.MAX} = 11,46\%$$

4.1 Розрахунок струмів КЗ

Мінімальна та максимальна напруга трансформатора

$$U_{T.MIN} = U_{T.HOMBH} \cdot (1 - \Delta U_{PIH}) = 115(1 - 0,16) = 96,6 \text{ (кВ)}$$

$$U_{T.MAX} = U_{T.HOMBH} \cdot (1 + \Delta U_{PIH}) = 115(1 + 0,16) = 133,4 \text{ (кВ)}$$

Мінімальний і максимальний опір трансформатора

$$X_{T.MIN} = \frac{U_{K.MIN}}{100} \cdot \frac{U_{T.MIN}^2}{S_{T.HOM}} = \frac{9,59}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 22,37 \text{ (Ом)}$$

$$X_{T.MAX} = \frac{U_{K.MAX}}{100} \cdot \frac{U_{T.MAX}^2}{S_{T.HOM}} = \frac{11,46}{100} \cdot \frac{133,4^2}{40} = 60 \text{ (Ом)}$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Мінімальні й максимальні коефіцієнти трансформації трансформатора

$$K_{T.MIN} = \frac{U_{T.MIN.BH}}{U_{T.HH}} = \frac{96,6}{38,5} = 2,5;$$

$$K_{T.MAX} = \frac{U_{T.MAX.BH}}{U_{T.HH}} = \frac{133,4}{38,5} = 3,46;$$

Мінімальні й максимальні струми КЗ на сторонах трансформатора

$$I_{K.}^{(3) MAX.BH} = \frac{U_{НОМ.СЕТІ}}{\sqrt{3}(X_C + X_{T.MAX})} = \frac{115000}{\sqrt{3}(0 + 60)} = 1106(A)$$

X_C приймаємо = 0;

$$I_{K.}^{(3) MAX.HH} = I_{K.}^{(3) MAX.BH} \cdot K_{T.MIN.BH} = 1106 \cdot 2,5 = 2766(A)$$

$$I_{K.}^{(3) MIN.BH} = \frac{U_{MAX.BH}}{\sqrt{3}(X_{C.MAX} + X_{T.MIN})} = \frac{133400}{\sqrt{3} \cdot 22,37} = 3443(A)$$

$$I_{K.}^{(3) MIN.HH} = I_{K.}^{(3) MIN.BH} \cdot K_{T.MAX} = 3443 \cdot 3,46 = 11913(A)$$

Опір загального навантаження, наведеного до сторони ВН

$$X_{НАГР.}^1 = \frac{X_{НАГР.} \cdot U_{T.MIN}^2}{S_{T.НОМ}} = \frac{0,35 \cdot 96,6^2}{40} = 81,65(Ом)$$

Максимальний струм самозапуску на сторонах трансформатора

$$I_{СЗП MAX.BH} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.MAX} + X_{T.MIN} + X_{НАГР.}^1)} = \frac{115000}{\sqrt{3}(22,37 + 81,65)} = 638,2(A)$$

$$I_{СЗП MAX.HH} = I_{СЗП MAX.BH} \cdot K_T = 638,2 \cdot 2,5 = 1595,5(A)$$

Робочий струм на стороні ВН

$$I_{РАБ MAX.BH} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{T.MIN}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 96,6} = 239(A)$$

Коефіцієнт самозапуску

$$K_{СЗП} = \frac{I_{СЗП MAX.BH}}{I_{РАБ MAX.BH}} = \frac{638,2}{239} = 2,67(A)$$

4.2 Розрахунок МСЗ лінії, що відходить від шин НН трансформатора

Максимальний струмовий захист (МСЗ) є резервним захистом трансформатора, і служить для відключення трансформатора при його ушкодженні й відмові основних захистів, а також при КЗ на збірних шинах або

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 5.6.141.593 ПЗ				

на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. За умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу й, отже, не може бути швидкодіючим. Із цієї причини в якості основного РЗ від ушкоджень у трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах.

Максимальний струм навантаження

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = 600(A)$$

$$I_{СЗ} = \frac{K_H \cdot K_{СЗП}}{K_{НАГР}} \cdot I_{НАГР.МАХ.НН} = \frac{1,5 \cdot 2,67}{0,8} \cdot 600 = 3003,75(A)$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ} \cdot K_{СХ}^2}{n_T} = \frac{3003,75 \cdot 1}{500/5} = 10(A)$$

Мінімальний струм КЗ, що протікає по обмотці реле

$$I_{P.MIN} = \frac{0,87 \cdot I_{K.}^{(3) MIN.НН}}{n_T} = \frac{11913 \cdot 0,87}{500/5} = 34,5(A)$$

Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\chi} = \frac{I_{P.MIN}}{I_{СР}} = \frac{34,5}{10} = 3,4 > 1,5$$

Витримка часу $t_{сз} = 0,5с$

Реле типу **РТ-40/5**, виробництва ЧЕАЗ, використовується як захист від кидка струму намагнічування. Для налаштування від кидка струму намагнічування, як показали випробування на ряді трансформаторів, можна також виконати уставку, рівну $2,5I_{НОМ.}$, не виконуючи додаткової затримки захисту, крім використання звичайного вихідного реле.

На сьогодні немає достатнього досвіду застосування логічних диф. захистів трансформатора. Тому, доцільно при виконанні такого захисту робити досвідчену перевірку налаштування захисту від кидка струму намагнічування.

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3 Захист трансформатора від КЗ

4.3.1 МСЗ трансформатора від зовнішніх КЗ

МСЗ установлюємо на стороні ВН із двома витримками часу

Струм спрацьовування реле:

- за умови неспрацьовування від струму самозапуску

$$I_{CЗ} = K_{\text{ч}} \cdot I_{CЗП.МАХ.ВН};$$

$$I_{CЗ} = 1,1 \cdot 638,2 = 702,02(A)$$

- за умови узгодження із МСЗ лінії

$$I_{CЗ} = K_{\text{НС}} \cdot I_{\text{УЗ.ЛИН}};$$

$$I_{CЗ} = 1,3 \cdot \frac{3003,75}{115/38,5} = 1307,3(A)$$

Приймаємо $I_{CЗ} = 1307,3A$

Струм спрацьовування реле

$$I_{CР} = \frac{I_{CЗ} \cdot K_{CХ}^{(3)}}{n_T} = \frac{1307,3}{80} = 16,3(A);$$

Чутливість МСЗ при двофазному КЗ за трансформатором

$$K_{\text{ч}} = \frac{34,5}{16,3} = 2,12 > 1,5$$

Час спрацьовування першого й другого щабля МСЗ

$$t_{\text{МСЗ1}} = t_{\text{МСЗ.ЛИН}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1(c)$$

$$t_{\text{МСЗ2}} = t_{\text{МСЗ1}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5(c)$$

4.3.2 Захист від міжфазних КЗ

Використаємо поздовжній диференціальний струмовий захист із реле типу ДЗТ-11.

Диференціальний захист, виконаний на принципі порівняння струмів на вході й виходах, застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансформаторів й автотрансформаторів. Захист абсолютно селективний, реагує на ушкодження в обмотках, на виводах й у сполуках з вимикачами, і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу. Зона дії

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

диференціального захисту трансформатора (ДЗТ) обмежується місцем установки трансформаторів струму, і містить у собі ошиновку СН, НН і приєднання ТСН, включеного на шинний міст НН.

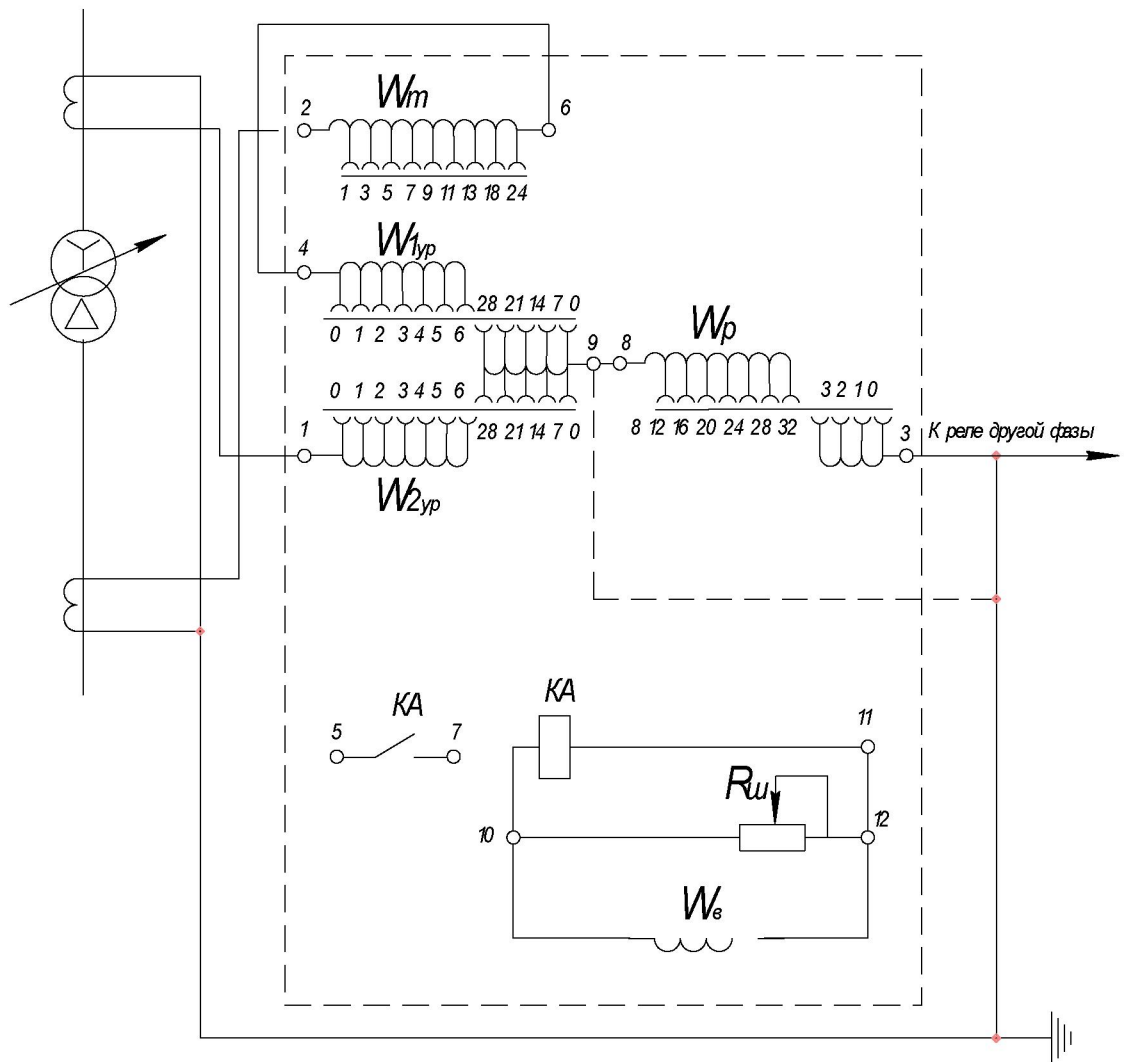


Рис 4.1 Принципова схема включення ДЗТ-11

Реле серії ДЗТ-11 характеризується наявністю однієї гальмової обмотки в ННТ реле, що дає можливість забезпечити гальмування від струму у ввідному комплекті (або від сумарного струму в одній групі комплектів) трансформаторів струму. Характеристика спрацьовування реле при наявності гальмування $F_{РАБ} = f(F_{ТОР})$ неоднозначна й залежить від кута між робочим $I_{раб.р}$ і гальмовим $I_{тор}$ струмами в НТТ реле. Використання гальмової обмотки дає можливість не відбудовувати мінімальний струм спрацьовування захисту

від струмів небалансу при таких зовнішніх ушкодженнях, коли є гальмування.
Це спричиняється більшу чутливість захисту.

Визначимо середні значення первинних і вторинних струмів всіх сторін трансформатора, що захищаємо.

Первинний струм на сторонах трансформатора відповідає його номінальній потужності

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ.СР}};$$

Числове значення для сторони 121кВ:

$$I_{НОМ} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 190,85 (А);$$

Числове значення для сторони 38,5кВ:

$$I_{НОМ} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 560 (А).$$

Схеми з'єднання трансформатора струму:

Для 115кВ- Δ.

Для 38,5кВ- Y

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму:

Для 115кВ:

$$n_1 = 400/5;$$

Для 38,5кВ:

$$n_1 = 15000/5;$$

Вторинний струм у плечах захисту, що відповідає номінальній потужності трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{n_1};$$

Числове значення для сторони 110 кВ:

$$I_{НОМ} = \frac{190,5 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,13 (А).$$

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Для сторони 38,5 кВ:

$$I_{НОМ} = \frac{560 \cdot 1}{15000/5} = 1,86 (A).$$

Визначимо первинний струм небалансу без урахування $I_{НБ.3}$

$$I_{НБ} = I_{НБ1} + I_{НБ2} = (K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН}) \cdot I_{К.}^{(3) MAX.ВН} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1106 = 176,96(A)$$

Струм спрацьовування захисту

$$I_{С.3} = K_{Н.} \cdot I_{Т. MAX.ВН.} = 1,5 \cdot 239 = 358,5(A)$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{СР} = \frac{I_{С.3} \cdot K_{СХ}^{(3)}}{n_T} = \frac{358,5 \cdot \sqrt{3}}{15000/5} = 2,1(A)$$

Попереднє значення коефіцієнта чутливості

$$K_{\eta} = \frac{I_{P. MIN}}{I_{СР}} = \frac{10,3}{2,1} = 4,9 \approx 5.$$

4.4 Визначення числа витків обмотки реле ДЗТ-11

Струм спрацьовування реле в основній зоні

$$I_{СР.ОСН} = \frac{I_{С.3.ОСН} \cdot K_{СХ.ВН}}{n_T} = \frac{286,27 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 6,19(A);$$

Число витків обмотки реле для основної сторони основної зони:

$$\text{Розрахункове значення } W_{ОСН.РАСЧ} = \frac{F_{СР}}{I_{СН.ОСН}};$$

$$W_{ОСН.РАСЧ.} = \frac{100}{6,19} = 16,134(\text{вит})$$

Прийняте значення $W_{ОСН} = 16\text{вит}$

Струм спрацьовування реле

$$I_{СР.ОСН} = \frac{F_{СР}}{W_{ОСН}} = \frac{100}{16} = 6,25(A);$$

Струм спрацьовування захисту в основній зоні

$$I_{СЗ.ОСН} = I_{СР.ОСН} \cdot \frac{n_T}{K_{СХ}} = 6,25 \frac{80}{1} = 500(A);$$

Струм спрацьовування захисту в неосновній зоні

$$I_{C3.НЕСОСН} = I_{C3.ОСН} \cdot K_{T.MIN} = 500 \cdot 2,5 = 1250(A);$$

Число витків обмотки реле для неосновної сторони

Розрахункове значення

$$W_{НЕСОСН.РАСЧ} = \frac{I_{2ОСН} \cdot W_{ОСН}}{I_{2НЕСОСН}} = \frac{2,5 \cdot 16}{1,86} = 21,5(вит);$$

Прийняте значення

$$W_{НЕСОСН} = 22;$$

$$W_{НЕСОСН.РАСЧЕТ}^1 = \left(\frac{W_{НЕСОСН.РАСЧ} - W_{НЕСОСН}}{W_{НЕСОСН.РАСЧ}} \right) \cdot I_{K(3)MAX.BH} = \left(\frac{21,5 - 22}{21,5} \right) \cdot 1106 = -25,7;$$

Первинний струм небалансу з урахуванням $I_{НБ.3}$.

$$I'_{НБ} = I_{НБ} + I_{НБ.3} = 176,96 - 25,7 = 151,26(A);$$

Прийняті числа витків

$$W_{ОСН} = W_{РАСЧ} 1;$$

$$W_{ОСН} = 16.$$

$$W_{НЕСОСН} = W_{РАСЧ} 2;$$

$$W_{НЕСОСН} = 22.$$

Робимо перевірку

$$I_{2ОСН} \cdot W_{ОСН} \approx I_{2НЕСОСН} \cdot W_{НЕСОСН.РАСЧ};$$

$$2,5 \cdot 16 = 40 \approx 1,86 \cdot 21,5 = 39,99$$

Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ за трансформатором

$$K_{\text{ч}} = \frac{34,5}{6,25} = 5,5 \approx 5$$

Кількість витків обмотки гальмування

$$W_{ТОР.РАСЧ} = \frac{K_H \cdot I'_{НБ} \cdot W_{НЕСОСН} \cdot K_{T.MIN}}{I_{K(3)MAX} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 151,26 \cdot 22 \cdot 2,5}{1595,5 \cdot 0,87} = 8,99(вит);$$

Приймаємо число витків рівне 9: $W_{II} = 9$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

4.5 Захист від ушкоджень усередині трансформатора

Як захист від ушкодження усередині трансформатора використаємо газовий захист із поплавковим реле типу РЗТ-80 і струминним реле РЗТ-24.

Газовий захист (ГЗ) – це захист від внутрішніх ушкоджень трансформатора, що супроводжуються виділенням газу, зниженням рівня масла в газовому реле, або інтенсивним рухом потоку масла з бака трансформатора в розширник.

Газовий захист дуже чутливий. При серйозних ушкодженнях трансформатора газовий захист діє миттєво: 0,1...0,2 с (при швидкості потоку масла не менше ніж на 25% вище установки). Завдяки цим перевагам газовий захист (реле РЗТ-80) обов'язково встановлюється на всіх трансформаторах потужністю 6,3 МВА й більше. На трансформаторах із РПН додатково передбачається окремий газовий захист пристрою РПН (реле РЗТ-24)

У комплекті газового реле РЗТ-80 є три різних пластини, кожна з яких відкалібрована на відповідну швидкість потоку масла (установку): 0,6; 0,9; 1,2 м/с. Установка 0,5 м/с рекомендується для трансформаторів потужністю до 40 МВА (система охолодження М і Д). Установка 1,2 м/с – для трансформаторів будь-якої потужності (Ц і Д).

					<i>ДП 5.6.141.593 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

5. ОРГАНІЗАЦІЯ І ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ ОПЕРАТИВНИХ ПЕРЕМИКАНЬ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Організація і порядок перемикачів повинні відповідати положенням нормативно-правових актів і нормативно-технічних документів.

Перемикачів необхідно виконувати відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок, затверджених наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 06 жовтня 1997 року № 257, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 13 січня 1998 року за № 11/2451 (далі - НПАОП 40.1-1.01-97), та цих Правил.

Організація і порядок перемикачів в електроустановках споживачів електричної енергії мають відповідати положенням ПТЕЕС. Перемикачів в цих електроустановках необхідно виконувати відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533.

Перемикачів в електроустановках дозволяється виконувати особам оперативного, оперативно-виробничого та адміністративно-технічного персоналу, яким надано право ведення оперативних переговорів і виконання перемикачів.

Списки осіб оперативного, оперативно-виробничого та адміністративно-технічного персоналу, які мають право оперативних переговорів і оперативних перемикачів в електроустановках, щороку затверджуються технічним керівником електроенергетичного підприємства (структурного підрозділу) і доводяться до відома на об'єкти підприємства та надсилаються засобами зв'язку всім суб'єктам господарювання, з якими у підприємства (структурного підрозділу) існують оперативні взаємовідносини.

Оперативні переговори необхідно вести лаконічно. Все силове устаткування, приєднання, пристрої РЗА і ПА повинні називатися повністю

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

відповідно до встановлених диспетчерських найменувань. Відступ від технічної термінології, диспетчерських найменувань забороняється.

Оперативні переговори на всіх рівнях диспетчерського управління в ОЕС України, оперативні переговори начальників змін електростанцій і підстанцій із черговим персоналом необхідно автоматично фіксувати на магнітних, оптичних або твердих (SSD, флеш-картах тощо) носіях інформації.

У разі несправності пристроїв фіксації оперативних переговорів усі отримані та віддані розпорядження, а також отриману та передану інформацію щодо режиму роботи електричних мереж, станцій, пошкодження обладнання тощо, необхідно записувати до оперативного журналу.

Перемикання в електроустановках виконуються:

1) диспетчерським персоналом підприємств за програмами перемикань, автоматизованими бланками перемикань із застосуванням АСК ТП або спеціальними (разовими) програмами перемикань для введення в роботу нових об'єктів диспетчеризації;

2) оперативним персоналом об'єкта електроенергетики:

- за типовими бланками перемикань;
- за спеціальними (разовими) програмами, складеними для кожного конкретного випадку і деталізованими для рівня персоналу, який безпосередньо виконує перемикання, на виконання складних перемикань з пристроями РЗА і ПА, АСДК і ЗДТК, що не передбачені місцевими інструкціями з експлуатації (нетипові перемикання), на випробування та увімкнення в роботу об'єктів диспетчеризації після капітальних ремонтів і реконструкції, а також нових об'єктів диспетчеризації;
- за бланками перемикань;
- без бланків і програм перемикань (поопераційно);
- за автоматизованими бланками перемикань із застосуванням АСК ТП.

					<i>ДП 5.6.141.593 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Прості перемикання в електроустановках може виконувати одна особа без програм і бланків перемикань або перемикання під час ліквідації технологічних порушень з дотриманням вимог глави 6 цього розділу.

У розподільчій електроустановці одного класу напруги у разі несправності або відсутності блокувального пристрою хоча б одного приєднання всі перемикання необхідно виконувати тільки за бланками перемикань і не менше ніж двома особами.

Складні перемикання необхідно виконувати за бланками перемикань або типовими бланками перемикань не менше ніж двома особами, одна з них - контролююча.

Під час виконання складних перемикань та за присутності в зміні однієї особи з числа оперативного персоналу до оперативних перемикань залучають працівника з оперативно-виробничого або адміністративно-технічного персоналу (як контролююча особа) з дотриманням вимог пункту 1 глави 1 цього розділу.

Перемикання в пристроях РЗА і ПА з від'єднанням жил контрольних кабелів, проводів, зняттям і встановленням перемичок під час підготовки пристроїв РЗА до перевірки, ремонту чи реконструкції виконує персонал СРЗА за спеціальною програмою виконання робіт після виведення цих пристроїв з роботи оперативним персоналом штатними перемикаючими засобами за спеціальними (разовими) програмами, складеними для кожного конкретного випадку на виконання складних перемикань з пристроями РЗА і ПА або відповідно до місцевої інструкції з експлуатації цих пристроїв.

Програма виконання робіт з пристроями РЗА і ПА має бути розроблена з урахуванням вимог нормативно-технічних документів.

Програми виконання робіт поділяються на типові та робочі (разові). Типова програма розробляється систематично для більше ніж раз повторюваних робіт на діючому обладнанні (технічне обслуговування пристроїв РЗА і ПА).

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Робоча програма розробляється персоналом РЗА і ПА для виконання робіт у разі введення нових пристроїв РЗА і ПА, їх реконструкції, під час виконання нестандартних робіт (усунення дефектів, післяаварійна перевірка тощо), а також робіт, для здійснення яких немає типових програм.

Введення пристроїв РЗА і ПА в роботу оперативний персонал проводить штатними перемикаючими засобами або віртуальними перемикачами за робочими (разовими) чи типовими програмами, складеними для кожного конкретного випадку на виконання складних перемикань з пристроями РЗА і ПА, або відповідно до місцевої інструкції з експлуатації цих пристроїв.

На кожному об'єкті електроенергетики з урахуванням вимог пунктів 4-7 глави 1 цього розділу мають бути розроблені, затверджені технічним керівником і доведені до оперативного персоналу переліки видів перемикань, що виконуються за типовими бланками перемикань та окремо за бланками, а також перелік простих перемикань, що виконуються за бланками перемикань або без бланків.

Переліки видів перемикань потрібно переглядати у разі зміни схем електричних з'єднань, складу силового устаткування, пристроїв РЗА і ПА, АСДК і ЗДТК, але не рідше, ніж один раз на три роки.

На атомних електричних станціях (крім ядерної частини), теплових електричних станціях, теплоелектроцентралях, гідроелектричних станціях під час проведення складних перемикань з одночасним виконанням операцій на різних експлуатаційних дільницях (черга електростанції, ВРУ тощо), за якими закріплено окремий оперативний персонал, контролюючою особою призначається особа за посадою не нижче, ніж начальник зміни електроцеху (далі - НЗЕЦ).

Контролюючій особі до початку перемикань згідно з бланком перемикань спільно з персоналом іншої черги електростанції необхідно попередньо ознайомити НЗЕЦ цієї черги із змістом бланка і порядком проведення перемикань. Контролююча особа координує дії всіх учасників перемикань і є відповідальною за всі перемикання. НЗЕЦ іншої черги, який

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

залучений до перемикань, попередньо проаналізувавши стан схеми і устаткування, є відповідальним за правильність виконання (або невиконання) всіх перемикань на закріпленому устаткуванні згідно із чинним законодавством.

Перед виконанням складних перемикань контролюючій особі необхідно роз'яснити учасникам перемикань мету і послідовність майбутніх операцій, використовуючи бланк перемикань, що буде застосовуватись під час цих перемикань. Після ознайомлення з бланком перемикань його підписує кожна особа, яка буде виконувати перемикання.

У разі участі в перемиканнях двох осіб контролюючою є старша за посадою особа, яка крім функцій поопераційного контролю, зобов'язана проводити контроль виконання перемикань у цілому. В окремих випадках, наприклад для персоналу ОВБ, безпосереднє виконання операцій перемикань може покладатися на старшого зміни. Виконувати будь-які операції, крім здійснення контролю, під час перемикань контролюючій особі заборонено.

Під час здійснення перемикань в електроустановках із застосуванням бланків перемикань для виконання окремих операцій на закріпленому обладнанні може бути залучений оперативний персонал щитів керування електростанцій та персонал місцевих служб релейного захисту, зв'язку. У відповідних пунктах бланків необхідно зазначити виконавців, наприклад: «Виконує персонал місцевих служб РЗА».

Залучений до перемикань працівник має бути ознайомлений з метою і послідовністю операцій. До бланка перемикань записується його прізвище.

Залучені до перемикань особи є відповідальними за правильність і точність виконання розпоряджень контролюючої особи згідно із чинним законодавством.

Планові перемикання не рекомендується проводити в години максимального навантаження устаткування.

Час початку планових перемикань зазначається в заявках, але у кожному конкретному випадку визначається оперативним персоналом вищого рівня

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

управління, в оперативному керуванні або оперативному віданні якого знаходиться обладнання.

Не рекомендується виконувати перемикання в кінці зміни чергового персоналу з метою уникнення поспішних дій і можливих помилок. Початок виконання операцій із перемикань необхідно планувати таким чином, щоб завершувати їх не пізніше як за 30 хвилин до закінчення зміни.

Перемикання необхідно проводити за достатнього освітлення робочих місць, що дає змогу чітко бачити написи на устаткуванні, положення вказівників, стан контактів і опорної ізоляції комутаційних апаратів.

Для запобігання відмов у роботі устаткування (пошкодження фарфорової ізоляції роз'єднувачів, повітряних і елегазових вимикачів тощо) не рекомендується проводити планові перемикання в електроустановках за температури повітря нижче мінус 10°C. Мінімальна від'ємна температура повітря, за якої можливе виконання планових перемикань в електроустановках, має бути зазначена в місцевих інструкціях з урахуванням кліматичних умов, характеристик устаткування, що їх гарантує виробник, та його поточного стану.

У місцевих інструкціях також мають бути відображені умови і вимоги з проведення планових перемикань під час ожеледиці, атмосферних опадів, сильного вітру тощо.

В електроенергетиці України діє єдина диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею, розподілом та споживанням електричної енергії. Функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав здійснює оператор системи передачі.

Диспетчерське (оперативно-технологічне) управління поширюється на суб'єктів господарювання, об'єкти електроенергетики яких підключені до ОЕС України.

Оперативна підпорядкованість та взаємовідносини оперативного персоналу різних рівнів визначаються затвердженою структурою оперативно-

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

диспетчерського управління та положеннями про оперативно-технологічні взаємовідносини.

Оперативному персоналу категорично заборонено:

- 1) виконувати не зрозуміле для нього розпорядження;
- 2) вмикати заземлювальні ножі без попередньої перевірки відсутності напруги на струмопровідних частинах, що заземлюються;
- 3) застосовувати бланк перемикачів для електроустановки у разі якщо:
 - схема електроустановки не відповідає тій схемі, для якої він складений;
 - диспетчерські назви комутаційних апаратів первинної і вторинної схеми електроустановки на ключах (накладках тощо) не відповідають диспетчерським назвам, зазначеним у бланку перемикачів;
- 4) змінювати встановлену в бланку послідовність перемикачів;
- 5) виконувати операції одноособово, якщо в перемикачах мають брати участь дві особи;
- 6) самовільно розблоковувати блокувальні пристрої;
- 7) подавати напругу на приєднання, не перевіривши:
 - відсутність на ньому увімкнених ЗН та встановлених ПЗ;
 - фазування (перед першим увімкненням генераторів, трансформаторів, ліній електропередавання, а також після їх ремонту, якщо могло бути порушено порядок чергування фаз);
 - стан схеми, комутаційних апаратів;
 - введений стан пристроїв РЗА приєднання;
- 8) оперувати засобами керування (ключами керування, кнопками тощо) не впевнившись, що це той засіб керування, який потрібно (звіряючи з програмою - диспетчерські назви комутаційних апаратів електроустановки), у готовності устаткування до вмикання (за наявності відповідних записів у оперативно-технічній документації та повідомлення персоналу) та у готовності персоналу до перемикачів (підтвердження персоналу);
- 9) доручати і виконувати перемикачів особам, які не мають на це права;

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

10) збирати чи розбирати роз'єднувачами електричну схему вимикача без перевірки його вимкненого положення;

11) продовжувати перемикання, якщо виявлено помилку у бланку (програмі) перемикань, виникли сумніви і питання, що потребують уточнення;

12) під час ліквідації технологічних порушень (аварій) проводити планові перемикання на об'єктах електроенергетики, де вони сталися, а також на інших об'єктах електроенергетики, обладнання яких впливає на режим роботи обладнання об'єктів електроенергетики, де сталися технологічні порушення;

13) проводити одночасно різні за характером і метою операції з перемикання на кількох приєднаннях, а також за розпорядженнями і бланками перемикань різного призначення в одній електроустановці, в одному приміщенні, в одній будівлі (стосовно оперативного персоналу одного об'єкта);

14) виконувати перемикання по пам'яті, крім простих, що виконуються без бланка перемикань;

15) користуватися несправними захисними засобами або використовувати захисні засоби не за призначенням.

Перемикання на об'єктах диспетчеризації, що знаходяться в оперативному управлінні місцевого оперативного персоналу, виконуються за його розпорядженням, але після одержання ним дозволу від оперативного персоналу, в оперативному віданні якого знаходяться ці об'єкти диспетчеризації.

Перемикання без розпорядження оперативного персоналу з наступним його повідомленням дозволяється виконувати у випадках, що не терплять зволікання (нещасний випадок, стихійне лихо, пожежа, загроза життю людей чи пошкодження устаткування). У цьому випадку оперативний персонал повинен діяти згідно з вимогами відповідних місцевих інструкцій і оперативним планом пожежогасіння (картками пожежогасіння).

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Допускається підлеглисть оперативного персоналу об'єктів електроенергетики диспетчерам різних рівнів структури оперативно-диспетчерського управління відповідно до розподілу обладнання цього об'єкта електроенергетики щодо оперативного управління.

Оперативний персонал, з дозволу якого виконуються перемикання, є відповідальним за своєчасне їх виконання відповідно до режимів роботи ЕМ і устаткування та за допустимість режимів, що виникнуть після перемикань згідно із чинним законодавством.

Оперативний персонал, за розпорядженням якого виконуються перемикання, є відповідальним за допустимість і своєчасне їх виконання за реальною схемою і режимом роботи ЕМ та устаткування, за допустимість режимів, які виникнуть після перемикань, а також за правильну послідовність і необхідну кількість операцій із комутаційними апаратами й пристроями РЗА і ПА згідно із чинним законодавством.

Особа, яка безпосередньо виконує операції з перемикань в електроустановках, і особа, яка проводить контроль за їх виконанням, зобов'язані перевірити допустимість виконання перемикань за реальними схемою і режимом роботи електроустановки та є відповідальними за правильність і послідовність виконання операцій із комутаційними апаратами, пристроями РЗА і ПА, за своєчасне і точне виконання операцій згідно з бланком перемикань, розпорядженням оперативного персоналу вищого рівня управління, за правильність вибору типового бланка перемикань і складання бланка перемикань згідно із чинним законодавством.

					<i>ДП 5.6.141.593 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

ВИСНОВКИ

При виконанні даної роботи був зроблений розрахунок електричної мережі, де розраховували параметри схеми заміщення лінії й трансформаторів, склали розрахункову схему заміщення мережі й визначили розрахункові навантаження вузлів мережі, зробили розрахунок режиму розімкнутої мережі й нормального режиму замкнутої мережі.

У ході розрахунку електричної частини підстанції вибрали:

- число й потужність силових трансформаторів на підстанції;
- вимикачі в розподільних пристроях;
- трансформатори струму й напруги;
- ошиновку РП.

Розраховуючи електромагнітні перехідні процеси, було знайдено надперехідний та ударний струми при симетричному (трифазному) КЗ.

Виконуючи релейний захист виконано розрахунок:

- струмів КЗ;
- МСЗ лінії, що відходить від шин НН трансформатора.

Як захист, застосували реле типу РТ-40/5.

Для захисту від міжфазних КЗ використали поздовжній диференціальний струмовий захист із реле типу ДЗТ-11.

Газовий захист із поплавковим реле РЗТ-80 і РЗТ-24 застосували для захисту від ушкоджень усередині трансформатора.

Також в кваліфікаційній роботі висвітлені питання організації і порядку виконання оперативних перемикачів в електроустановках.

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Список літератури

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.

2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

3. Правила улаштування електроустановок (зі змінами та доповненнями). – К.: Форт, 2017- 760с.

4. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессором МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

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

6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 640 с.

7. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. / Кідиба В.П. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.

8. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей / Сост. Ф.Д. Кузнецов, А.К. Белотелов; Под ред. Б.А. Алексеева. – Ч.2: Реле дифференциальных, направленных и фильтровых защит. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. .– 88 с.

9. Вечурко С. А. Правовое обеспечение охраны труда. Моногр. – Севастополь.: Стрижак - пресс. 2003. – 152 с.

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

10. Зеркалов Д. В. Безопасность труда. Моногр. – К.: Основа, 2012. – 643 с. – (Серія "Промышленная безопасность")

11. Закон України "Про охорону праці" / Відомості Верховної Ради України офіційне видання від 08.12.1992 – 1992 р., – № 49, – стаття 668

12. Кодекс законів про працю України / Відомості Верховної Ради УРСР від 17.12.1971 - 1971 р., /Додаток до № 50/

13. Кодекс України про адміністративні правопорушення / Відомості Верховної Ради УРСР від 18.12.1984 - 1984 р., - № 51 - стаття 1122

14. Кримінальний кодекс України/ Відомості Верховної Ради України офіційне видання від 29.06.2001 - 2001 р., - № 25 - стаття 131

15. Постанова пленуму Верховного Суду України №7 від 12. 06. 2009 р. "Про практику застосування судами України законодавства у справах про злочин проти безпеки виробництва. Режим доступу: zakon2.rada.gov.ua/laws/show/va007700-09

16. Правила виконання оперативних перемикачів в електроустановках / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2018.

					ДП 5.6.141.593 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68