

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І. Л.
« ____ » _____ 2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему "**Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі**"

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТдн-71гл

Хандожко О.М.

Керівник

к.т.н., доцент

Волохін В.В.

Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

“ ____ ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Хандожка Олександра Миколайовича

1. Тема роботи: "Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі"
затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи _____
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;
 - електрична частина підстанцій;
 - розрахунок релейного захисту;
 - охорона праці.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
 - схема електричної мережі;
 - схема потужностей підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	25.04. – 06.05.2021р.	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	07.05. – 19.05.2021р.	
3	Розрахунок релейного захисту	20.05. – 25.05.2021р.	
4	Охорона праці	26.05. – 31.05.2021р.	
5	Оформлення роботи	01.06. – 05.06.2021р.	

Студент-дипломник

Керівник роботи

РЕФЕРАТ

с. 55, рис. 10, табл. 23, кресл. 2

Бібліографічний опис: Хандожко О.М. Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / О.М. Хандожко; наук. керівник В.В. Волохін. - Суми: СумДУ, 2021. - 55 с.

Ключові слова: лінія електропередавання, трансформатор, електрична мережа, перетоки потужності, релейний захист;

линия электропередачи, трансформатор, электрическая сеть, перетоки мощности, релейная защита;

power line, transformer, district network, power flows, relay protection.

Короткий огляд – Проведено розрахунок режимів роботи районної електричної мережі: розраховано перетоки потужності, вибрано напруги та типи проводів повітряних ліній, обладнання підстанцій і розраховано релейний захист силових трансформаторів. Також проаналізовано небезпечні та шкідливі фактори, що діють на персонал підстанції і засоби захисту від них.

Зміст

Вступ		5
1. Розрахунок електричної мережі		5
1.1 Вибір напруги ліній, вибір типу проводів повітряних ліній		5
1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій		8
1.3 Розрахунок навантажень вузлів		10
1.4 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат		13
1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження		14
2. Розрахунок електричної частини підстанцій		17
2.1 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції		17
2.2 Вибір трансформаторів власних потреб		17
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання		18
2.4 Вибір високовольтних апаратів РП		20
2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги		22
2.6 Вибір трансформатора напруги		25
2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв		27
2.8 Компонування РП 110 кВ та РП 10 кВ і конструктивна частина		29
3. Розрахунок релейного захисту		31
3.1 Призначення релейного захисту		31
3.2 Загальні відомості про реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23)		31
3.3 Технічні дані трансформатора, що захищається		32
3.4 Розрахунок диференціального струмового захисту трансформатора, виконаний з реле типу ДЗТ-21		33
4. Охорона праці		37
4.1. Аналіз небезпечних факторів, що діють на персонал підстанції		37

					БР 5.6.141.340 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Хандожко						2	55
Провер.	Волохін					СумДУ гр. ЕТдН-71гЛ		
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.	Лебединський							

4.2.	Засоби захисту від дії електричного струму	38
4.3.	Вплив електромагнітних полів на персонал підстанції	44
4.4.	Норми освітленості робочих місць при обслуговуванні підстанції	48
4.5.	Причини пожеж та заходи щодо запобігання пожежонебезпечних ситуацій на підстанціях	49
4.6.	Засоби захисту робочого персоналу підстанції від впливу небезпечних факторів	50
	Висновки	53
	Список літератури	54

Вступ

Електричні мережі важлива складова частина електроенергетики. Сучасна електроенергетика України являє собою сукупність електричних станцій і підстанцій, ліній електропередачі та споживачів, об'єднаних практично одночасністю процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Спільне функціонування вказаних об'єктів повинно бути не тільки технічно можливим, а і вискоефективним з економічної точки зору. Зв'язуючою ланкою між джерелами енергії і споживачами є електричні мережі, що вказує на їх важливе місце в електроенергетиці. З кожним днем збільшується число енергоспоживаючих об'єктів, розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра.

Виконання бакалаврської роботи необхідно з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації – пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін у напрямку професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

електропередач, трансформатори і навантаження (споживачі електричної енергії);

- розрахунок електричної частини підстанції;

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);

- розрахунок релейного захисту.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

1. Розрахунок електричної мережі

Відповідно до завдання, необхідно розрахувати режими роботи електричної мережі, схема якої зображена на рис. 1. Також задано довжини ліній, потужність та категорія споживачів з надійності електропостачання (табл.1.1).

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ВЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S-1	S-2	S-3	S-4
70	40	50	40	$\frac{90+j85}{\text{III}}$	$\frac{50+j30}{\text{II}}$	$\frac{10+j10}{\text{I}}$	$\frac{20+j10}{\text{II}}$

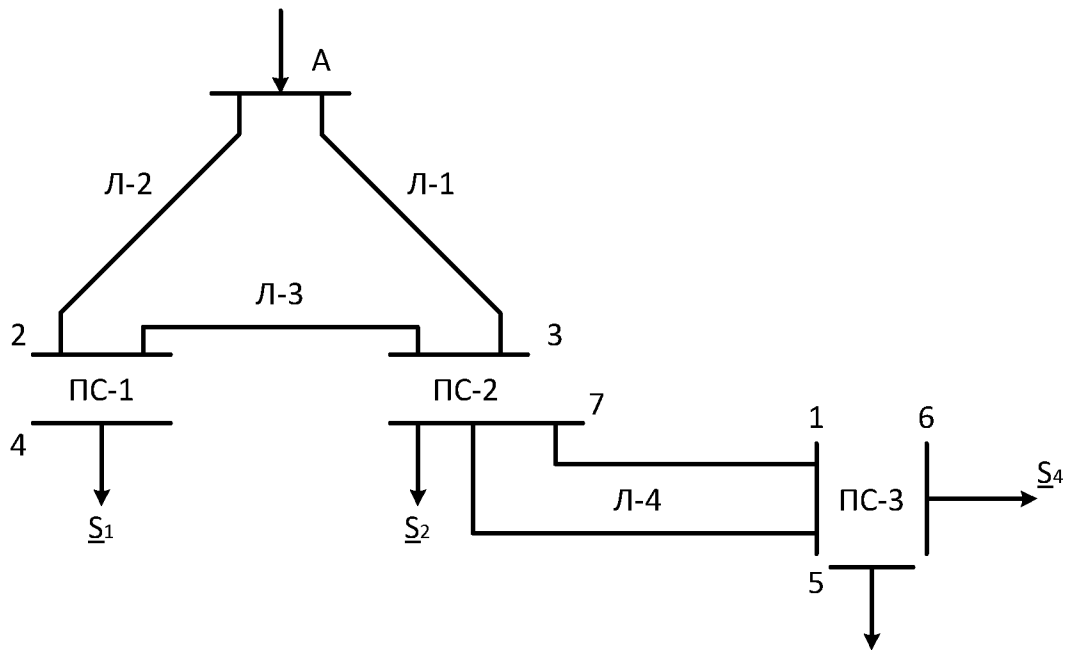


Рисунок 1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

1.1 Вибір напруг ліній, вибір типу проводів повітряних ліній

Прийmemo навантаження вузла 3 рівним сумі навантажень \underline{S}_2 , \underline{S}_3 та \underline{S}_4 , а навантаження вузла 2 дорівнює навантаженню \underline{S}_1 . Зобразимо замкнену мережу, що складається з ліній Л-1, Л-3, Л-4 (рис. 2).

Визначимо розрахункові навантаження вузлів 2 і 3.

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_1 = 90 + j85 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 80 + j50 \text{ MVA};$$

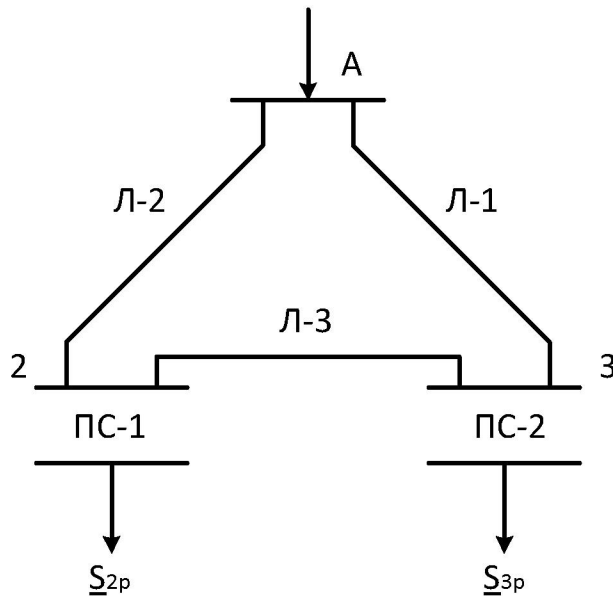


Рисунок 2 – Схема спрощеної замкненої мережі

Розімкнемо замкнену мережу, наведену на рисунку 2, в джерелі живлення А (рисунок 3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

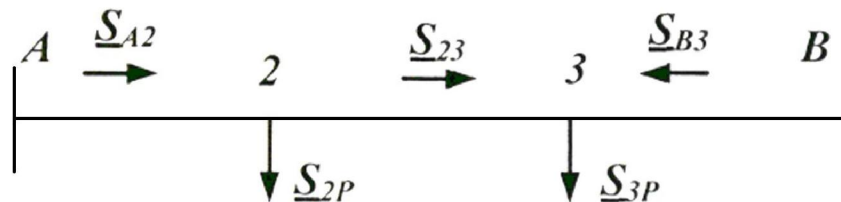


Рисунок 3 – Схема розімкненої мережі

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2p}(l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3p}(l_{3B})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 102,5 + j85,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2p} = 12,5 + j0,625 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{3p}(l_{23} + l_{A2}) + \underline{S}_{2p}(l_{A2})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 67,5 + j49,37 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}$$

$$170 + j135 = 170 + j135 \text{ MVA.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Баланс потужності виконується. Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою поточкорозділу.

Визначимо напруги на ділянках мережі (рис. 3) за формулою Ілларіонова та занесемо до табл. 1.2.

$$U_{Л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \sqrt{\frac{2500}{P_{Л}}}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	70	40	50
Напруга ділянки, кВ	150	164	69,7

Аналізуючи напруги ділянок замкненої мережі, обираємо загальну напругу, рівною 220 кВ.

Для вибору проводів ПЛ за довідником, необхідно знати струми, які проходять даними лініями. Визначаємо струми проводів ліній за формулою:

$$I_{Л} = S_{Л} / \sqrt{3} U_{Л}$$

Таблиця 1.3– Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	0,220	0,351	0,033

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32. Для лінії Л-4 вибираємо такий же провід у відповідності з ПУЕ. Параметри проводу АС-240/32: $r_0 = 0,118$ Ом/км, $x_0 = 0,435$ Ом/км, $b_0 = 2,6 \times 10^{-6}$ См/км.

Знайдемо параметри ліній електричної мережі. Значення активних і реактивних опорів ліній, а також величину зарядної потужності, занесемо до таблиці 5.

$$R_{Л} = r_0 \times l_{Л}; \quad X_{Л} = x_0 \times l_{Л}; \quad jQ_{Л}/2 = U_{НОМ}^2 \times b_0 \times l_{Л} / 2$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _Л	Ом	8,26	4,72	5,9	0,59
X _Л	Ом	30,45	17,4	21,75	2,175
Q _Л	МВАр	4,4	2,51	3,146	1,258

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.

Трансформатори на підстанціях обираємо за напругою мережі і навантаженням

Для ПС-1

$$S_T = S_1 = \sqrt{90^2 + 85^2} = 123,8 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатор ТДЦ -125000/220.

Визначаємо коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_1}{S_T} = \frac{\sqrt{90^2 + 85^2}}{125} = 0,98$$

Так як коефіцієнт завантаження менший за 1,0, то трансформатор ТДЦ-125000/220 задовольняє запропонованим вимогам.

Таблиця 1.6 – Каталожні дані трансформатора ТДЦ -125000/220

Тип	S _{ном} МВА	Каталожні дані						Розрах. дані		
		U _{ном} ,кВ		U _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R _т Ом	X _т Ом	ΔQ _х кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ 125000/220	125	242	10.5 13.8	11	380	135	0.5	1.4	51.5	625

Для ПС-2

$$S_T = \frac{S_2 + S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{80^2 + 50^2}}{1,4} = 67,38 \text{ МВА}$$

За напругою і потужністю навантажень вибираємо трансформатор АТДЦТН-63000/220/110. Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$K_1 = \frac{S_2 + S_3 + S_4}{2 \times S_T} = \frac{\sqrt{80^2 + 50^2}}{2 \times 63} = 0,748$$

Так як коефіцієнт завантаження менше 0,75, то трансформатор АТДЦТН-63000/220/110 задовольняє пропонованим вимогам (таблиця 7).

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-63000/220/110 [5]

Тип	S _{ном} МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток,кВ			U _к %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН 63000/220/110	63	230	121	6.6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9

Продовження таблиці 1.7.

Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ _x кВАр
ΔP _к кВт			Δ P _x	I _x	R _T Ом			X _T Ом			
В-С	В-Н	С-Н	кВт		%	ВН	СН	НН	ВН	СН	
215	-	-	45	0.5	1.4	1.4	2.8	104	0	195,6	315

Для ПС-3

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{1,4} = 25,75 \text{ МВА}$$

За напругою і потужністю навантажень вибираємо трансформатор ТДТН-25000/110.

Визначаємо коефіцієнт завантаження

$$K_1 = \frac{S_3 + S_4}{2 \times S_T} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{2 \times 25} = 0,72$$

Так як коефіцієнт завантаження менше 0,75, то трансформатор ТДТН-25000/220 задовольняє пропонованим вимогам.

Таблиця 1.8 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-25000/110.

Тип	S _{ном} МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток,кВ			U _к %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН- 25000/110	25	115	11;38.5	6.6; 11;	10.5	17.5	6,5

Продовження таблиці 1.8.

Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ_x кВАр
ΔP_k кВт			ΔP_x кВт	I_x %	R_T Ом			X_T Ом			
В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
140	-	-	31	0.7	1.5	1.5	1.5	56.9	0	35.7	175

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

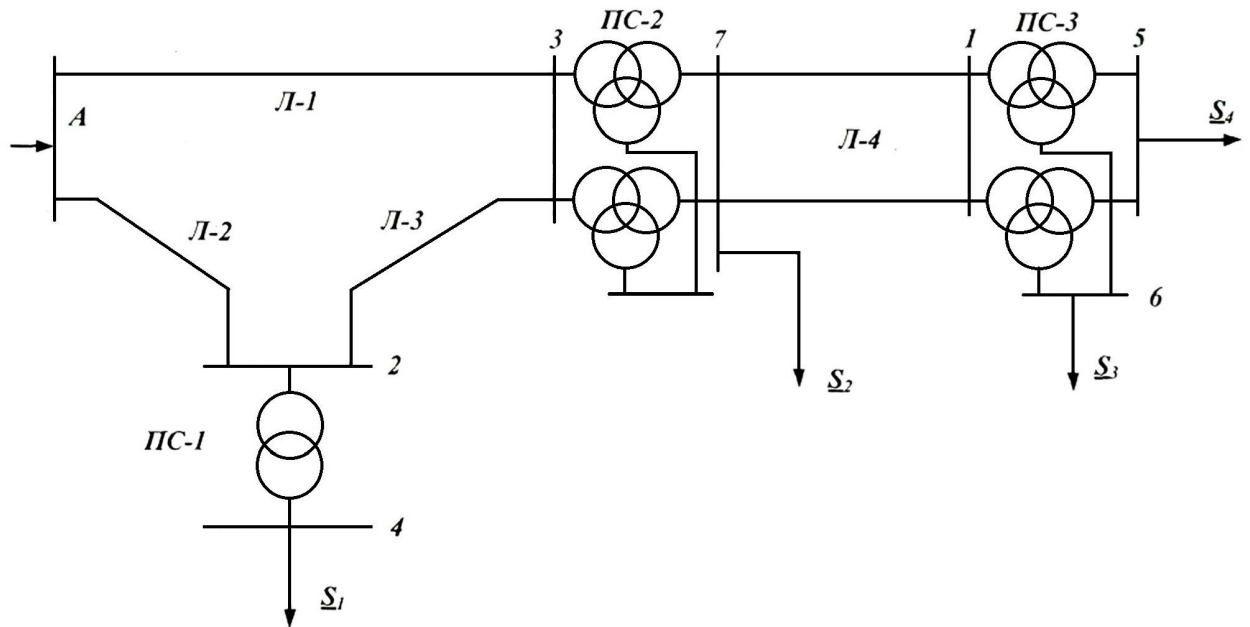


Рисунок 4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зобразимо схему заміщення двообмоткового трансформатора.

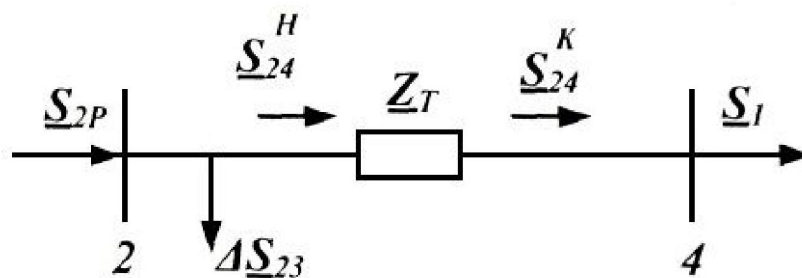


Рисунок 5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

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

Розрахуємо перетоки потужності, що відбуваються в даній схемі

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_1 = 90 + j85 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \times Z_{T1} = 90,44 + j101,3 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^H + \underline{S}_X = 90,58 + j101,96 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 ПС-3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів, ввімкнених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 1.

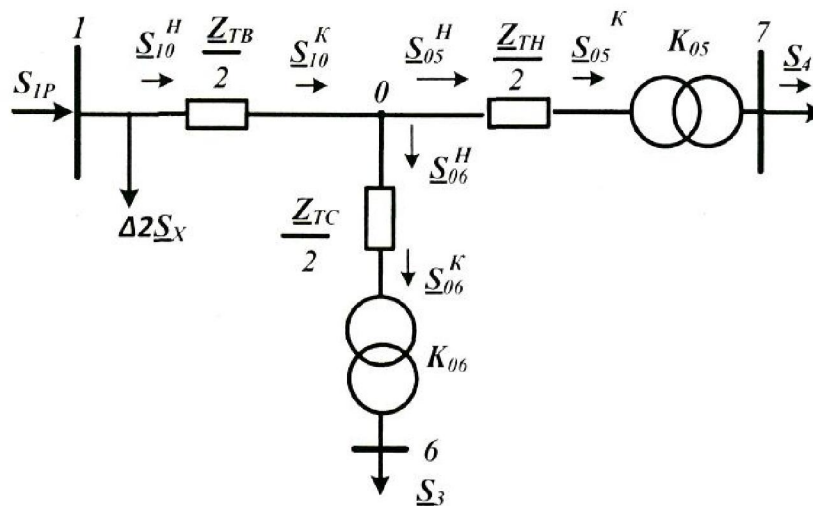


Рисунок 6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Розрахуємо перетоки потужності, що відбуваються в даній схемі

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 20 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{05}^H = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{ТН}}{2} = 20,0077 + j10,184 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 10 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{ТС}}{2} = 10,0031 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{05}^H + \underline{S}_{06}^H = 30,0108 + j20,184 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 30,03 + j20,955 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^H + 2\underline{S}_X = 30,093 + j21,3 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4 з урахуванням втрат в лінії і її зарядної потужності при максимальному навантаженні.

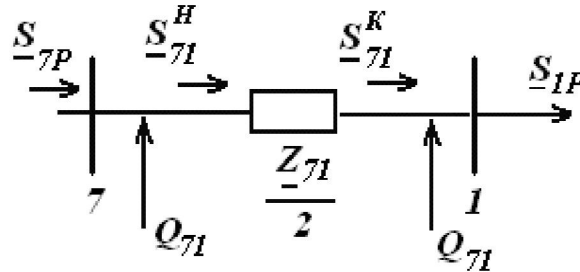


Рисунок 7 – Схема заміщення лінії Л-4.

$$\underline{S}_{71}^K = \underline{S}_{1P} - Q_{71} = 30,093 + j20,044 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{71}^H = \underline{S}_{71}^K + \frac{(P_{71}^K)^2 + (Q_{71}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{71}}{2} = 30,255 + j20,16 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{7P} = \underline{S}_{71}^H - jQ_{71} = 30,255 + j18,9 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-2 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двообмоткового трансформатора і розраховуємо потужність вузла 3.

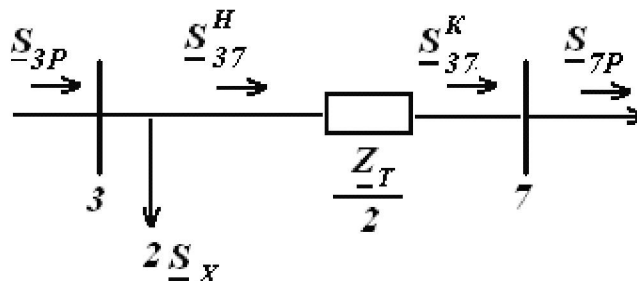


Рисунок 8 – Схема заміщення підстанції ПС-2

$$\underline{S}_{37}^K = \underline{S}_{7P} = 30,255 + j18,9 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{37}^H = \underline{S}_{37}^K + \frac{(P_{37}^K)^2 + (Q_{37}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 30,27 + j18,904 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{37}^H + 2\underline{S}_X + \underline{S}_2 = 80,36 + j49,53 \text{ MVA}$$

1.4 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рис. 3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(I_{23} + I_{3B}) + \underline{S}_{3P}(I_{3B})}{(I_{23} + I_{3B} + I_{A2})} = 103,09 + j98,14 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = 12,51 + j3,82 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P}(I_{A2}) + \underline{S}_{3P}(I_{23} + I_{A2})}{(I_{23} + I_{3B} + I_{A2})} = 67,85 + j53,35 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}$$

$$170,94 + j151,5 = 170,92 + j151,5$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

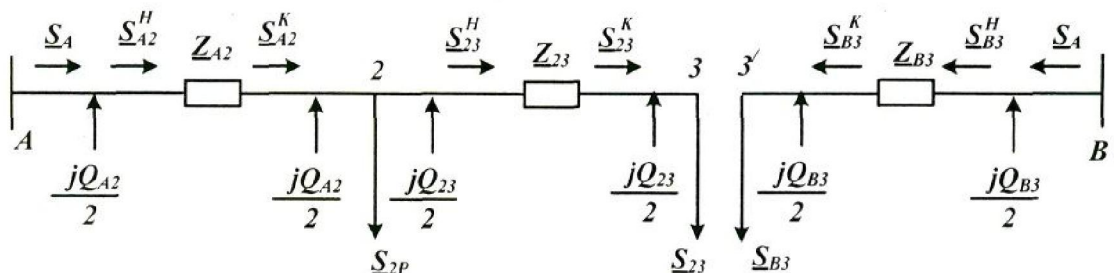


Рисунок 9 – Схема заміщення розімкненої мережі

Визначимо потокорозподіл у двох схемах заміщення, наведених на рисунку 9.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_B

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{B3} - \frac{jQ_{B3}}{2} = 67,85 + j48,95MVA$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \times \underline{Z}_{B3} = 69,044 + j53,35MVA$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B3}^H - \frac{jQ_{B3}}{2} = 69,044 + j50,83MVA$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S} :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 12,51 + j0,675MVA$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \times \underline{Z}_{23} = 12,53 + j0,745MVA$$

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{23}^H - \frac{jQ_{A2}}{2} - \frac{jQ_{23}}{2} \times \underline{S}_{2P} = 103,112 + j97,05MVA$$

$$\underline{S}_{A2}^H = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \times \underline{Z}_{A2} = 105,068 + j104,26MVA$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A2}^H - \frac{jQ_{A2}}{2} = 105,068 + j101,74MVA$$

$$\underline{S} = \underline{S}_A + \underline{S}_B = 105,068 + j101,74 + 69,044 + j50,83 = 174,11 + j152,57MVA$$

1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більше номінального напруги мережі $U = 242 \text{ В}$

Знаходимо напругу вузла 2

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^H R_{A2} + Q_{A2}^H X_{12}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^H X_{A2} - Q_{A2}^H R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 232,5 \text{ кВ}$$

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Знаходимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P^H_{23}R_{23} + Q^H_{23}X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{23}X_{23} - Q^H_{23}R_{23}}{U_2}\right)^2} = 232,13\text{кВ}$$

Знаходимо напругу вузла 3':

$$U_{3'} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P^H_{B3}R_{B3} + Q^H_{B3}X_{B3}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{B3}X_{B3} - Q^H_{B3}R_{B3}}{U_A}\right)^2} = 233,03\text{кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 3 рівне 232,58 кВ.

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P^H_{37}R_{37} + Q^H_{37}X_{37}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{37}X_{37} - Q^H_{37}R_{37}}{U_3}\right)^2} = 224,35\text{кВ}$$

Визначимо напругу на низькій стороні трансформаторної підстанції ПС-2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформатора.

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 120,1\text{кВ}$$

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_7 - \frac{P^H_{71}R_{71} + Q^H_{71}X_{71}}{U_7}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{71}X_{71} - Q^H_{71}R_{71}}{U_7}\right)^2} = 115,6\text{кВ}$$

Визначимо напругу на низькій стороні трансформаторних підстанцій, як приведені до високої сторони.

ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P^H_{24}R_{24} + Q^H_{24}X_{71}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{24}X_{24} - Q^H_{24}R_{24}}{U_2}\right)^2} = 210,44\text{кВ}$$

ПС-3

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H R_{TB} + Q_{10}^H X_{TB}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H X_{TB} - Q_{10}^H R_{TB}}{U_1} \right)^2} = 105,9 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H R_{TC} + Q_{06}^H X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H X_{TC} - Q_{06}^H R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 105,75 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H R_{TH} + Q_{05}^H X_{TH}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H X_{TH} - Q_{05}^H R_{TH}}{U_2} \right)^2} = 102,4 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,13 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,79 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 35,4 \text{ кВ}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 5.6.141.340 ПЗ

Лист

17

2. Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_1 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів та ін.

2.1 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і після аварійних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань. В якості основної схеми приймається стандартна схема з'єднань типовий понижувальної підстанції 110/10кВ. Схема наведена в кресленнях.

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні кола, електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електрообігрів приміщень і т.п.

Сумарна розрахункова потужність власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведено в таблиці 2.1.

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умов $S_{ТСН} > S_{СН}$, де $S_{ТСН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА; $S_{СН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВА. Так як $S_{СН} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб, що дорівнює 25 кВА.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Ударний струм

У точці К1:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{2} \times 1,61 \times 12,74 = 29,0 \text{ кА}$$

У точці К2:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{2} \times 1,61 \times 1,16 = 2,64 \text{ кА}$$

де $K_{y\partial} = 1,61$

Періодична складова СКЗ в момент спрацювання вимикача

$$I_{\tau 1} = I_{\kappa 1} = 12,74 \text{ кА}$$

$$I_{\tau 2} = I_{\kappa 2} = 1,16 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача визначається за формулою:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової;

t - розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

$t_1 = 0,06 \text{ с}$ - для вимикачів на високій стороні

$t_2 = 0,1 \text{ с}$ - для вимикачів на низькій стороні

$t_{a1} = 0,025 \text{ с}$.

$t_{a2} = 0,05 \text{ с}$.

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1} \cdot e^{-\frac{t}{t_a}} = 1,41 \times 12,74 \times 0,09 = 1,63 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 2} \cdot e^{-\frac{t}{t_a}} = 1,41 \times 1,16 \times 0,14 = 0,229 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля

$$B_{\kappa 1} = I_{\kappa}^2 (t_1 + t_{a1}) = 12,74^2 \times (0,06 + 0,025) = 13,8 \text{ кА}^2 \text{ С}$$

$$B_{\kappa 2} = I_{\kappa 2}^2 (t_1 + t_{a2}) = 1,16^2 \times (0,1 + 0,05) = 0,2 \text{ кА}^2 \text{ С}$$

Отримані значення струмів заносимо до таблиці 2.2.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент	Ударний СКЗ i_u , кА	СКЗ у момент розход. контактів вимикача, кА	Аперіод. Складова ТКЗ, іа кА	Інтеграл джоуля Вк, До кА ² с
Шини 110кВт (К1)	12,74	29,0	41,742	1,63	13,8
Шини 10кВт (К2)	1,16	2,64	3,795	0,229	0,2

2.4. Вибір високовольтних електричних апаратів РП

Розрахуємо струми нормального режиму для вибору апаратів в структурній схемі

$$I_{\max}^{110} = \frac{1.4 S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 110} = 0,46 \text{ А}$$

Струм в колі трансформатора на боці 10кВ

$$I_{\max}^{\text{НВ}} = \frac{1.4 S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}} \times 2} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 10 \times 2} = 2,55 \text{ А}$$

Струм через секційний вимикач

$$I_{\max}^{\text{СВ}} = \frac{1.4 S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}} \times 2} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 10 \times 2} = 2,55 \text{ А}$$

$$I_{\max}^{\text{ЛВ}} = \frac{1.4 S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}} \times 10} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 10 \times 10} = 0,51 \text{ А}$$

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	460А	630А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	12,74кА	26А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	29,0кА	67 А
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ОткНом}}$	12,74кА	26кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$	1,63кА	--
$B_K \leq I_T^2 t_r$	13,8кА ² с	6400кА ² с

Обрано вимикач ВВП-110/630

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	1,16кА	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64кА	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	1,16кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,221Ка	_____
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201кА ² с	3969кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-3150-31,5

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на боці 10кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549А	3150А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	1,16кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	1,16кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,221кА	_____
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201кА ² с	3969

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір з'єднувальних проводів може бути:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}},$$

де:

$Z_{\text{ном}}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ - опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ - опір контактів, Ом.

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

Перетин з'єднувальних проводів за умовами механічної міцності має бути не менше 4мм^2 для алюмінієвих жил.

Переріз жил при довжині кабелю $l = 160\text{м}$,

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ - питомий опір алюмінію,

F - переріз жил, мм^2 ,

$$F = 0,028 \times 160 / 4 = 1,13 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил.}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр.}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом},$$

що менше ніж 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТВТ-110-1 відповідає умовам вибору.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

зчитування - 3%. За умовами міцності, переріз мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Клас	Споживана потужність
Ватметр	Д-305	2
Варметр	Д-305	2
Ватметр реєструючий	Н-348	10
Варметр реєструючий	Н-348	10
Лічильник ватгодин	І-675	3
Лічильник ватгодин реактивний	І-675	3
Вольтметр	Э-378	2
Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50м. Вторинні дроти проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ -10-66.

Таблиця 2.13. – Розподіл вторинного навантаження між фазами.

Прилад	Навантаження, Вт	
	А-В	В-С
Ватметр	2	2
Варметр	2	2
Ватметр реєструючий	10	10
Варметр реєструючий	10	10
Лічильник ватгодин	3	3
Лічильник ватгодин реактивний	3	3
Вольтметр	2	--
Частотомер	---	3
Всього	32	33

Із характеристики похибки при навантаженні менше 50 Вт і кутової похибки 10 хв. клас точності дорівнює 0,5.

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми

$$S_{AB} = 32 \text{ Вт}, \quad I_a = \frac{S_{AB}}{U_{AB}} = \frac{32}{100} = 0,32 \text{ А}.$$

$$S_{BC} = 33 \text{ Вт}, \quad I_c = \frac{S_{BC}}{U_{BC}} = \frac{33}{100} = 0,33 \text{ А}.$$

Для спрощення приймаємо $I_a = I_c = 0,325 \text{ А}$, тоді $I_b = 0,325 \cdot \sqrt{3} = 0,562 \text{ А}$

Втрати напруги в проводах **a** і **b** можуть бути визначені як $I_a R + I_b R = (I_a + I_b) R$.

Питомий опір алюмінію – 0,028 Ом мм, перетин дроту за умовами міцності 2,5 мм², тоді $R = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом}$

Визначаємо падіння напруги $\Delta U = R(I_a + I_b) = 0,56(0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В}$ що становить 0,5% і відповідає вимогам ПУЕ.

2.7. Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється по довгостроково припустимому струму. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = 40,81 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \times 10^{-3} \text{ кА} \times c^{\frac{1}{2}}$

Для ошиновки підстанції приймаємо провід АС-70. Перетин 70 мм² підходить і за термічною стійкістю.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу також виконуємо за допустимим струмом. Вибираємо шину 30 x 4 мм з допустимим тривалим струмом 365 А при $I_{10 \text{ ном.}} = 254,6 \text{ А}$.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Жорсткі 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 за формулою:

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

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1.5\text{м}$;

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

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$\gamma = \frac{hb^2}{12} = \frac{10 \times 10^2}{12} = 8,33 \text{см}^4$$

де h - товщина шини, см,

b - ширина шини, см.

Тоді:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{(1,5 \times 100)^2} \times \sqrt{\frac{8,333}{10,1}} = 0,007 \text{Гц}$$

Так як $f_0 < 30 \text{Гц}$ резонансні явища в шині при КЗ виникати не будуть.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{\text{роз.}} \leq \sigma_{\text{дод.}}$$

де $\sigma_{\text{роз.}}$ - розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа

$\sigma_{\text{дод.}} = 75 \text{ МПа}$ - допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

Розрахункова механічна напруга визначається за формулою:

$$\sigma_{\text{рас.}} = \sqrt{3} \times 10^{-6} \frac{i_y^2 l^2}{W a} = \sqrt{3} \times 10^{-6} \frac{2637^2 \times 1,5^2}{\left(\frac{0,1^2 \times 0,01}{6}\right) \times 0,5} = 32,416 \text{МПа}$$

де $W = \frac{bh^2}{6}$ - момент опору шини

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

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.8. Компонування РП 10 кВ та РП 110 кВ.

РП 10 кВ для комплектних трансформаторних ПС виконується у вигляді КРПЗ (комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки) або КРП, встановлюються в закритих приміщеннях.

РП 10 кВ закритого типу (в будинках, у тому числі з НТБ або полегшених конструкцій панелі типу «сандвіч» та ін. можуть застосовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність снігових заметів) неможливо застосування КРПЗ;

б) при числі шаф понад 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту та збереження викочування візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

Підстанції 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст; розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями; розміщення ПС в зонах з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів та в прибережних зонах з сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на стороні ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної у районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремими, так і сблокованими з будівлями РПП в тому числі і по вертикалі.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

КРПЗ, напругою 110 кВ і вище, приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідіймальних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					<i>БР 5.6.141.340 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

3. Розрахунок релейного захисту

3.1. Призначення релейного захисту

Релейний захист є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна і надійна робота сучасних енергетичних систем. Вона здійснює безперервний контроль за станом і режимом роботи всіх елементів енергосистеми і реагує на виникнення пошкоджень і ненормальних режимів. При виникненні пошкоджень захист виявляє і відключає від системи пошкоджену ділянку, впливаючи на спеціальні силові вимикачі, призначені для розмикання струмів пошкодження. При виникненні ненормальних режимів захист виявляє їх і в залежності від характеру порушення здійснює операції, необхідні для відновлення нормального режиму, або подає сигнал черговому персоналу.

3.2. Загальні відомості про реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23)

Розрахунок релейного захисту трансформатора виконаємо з використанням реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23).

Для захисту трансформаторів і автотрансформаторів великої потужності промисловість випускає реле диференціального захисту типів ДЗТ-21 і ДЗТ-23, в яких застосований новий принцип відбудови від кидків струму намагнічування і струмів небалансу. Захист виконаний на мікроінтегральному принципі.

На диференціальних захистах з реле ДЗТ-21 і ДЗТ-23 може бути виконана мінімальна уставка по струму спрацьовування $0,3I_{ном}$ трансформатора. Для відбудови від кидків струму намагнічування силових трансформаторів і перехідних струмів небалансу використовується час-імпульсний принцип блокування захисту.

Автотрансформатор має вбудований пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН) на стороні середньої напруги в межах 12% від номінальної.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Захист типу ДЗТ-21 призначений для роботи при живленні від мережі постійного оперативного струму напругою 220 або 110 кВ і від блоків живлення з номінальною вихідною напругою випрямленого струму 110 кВ.

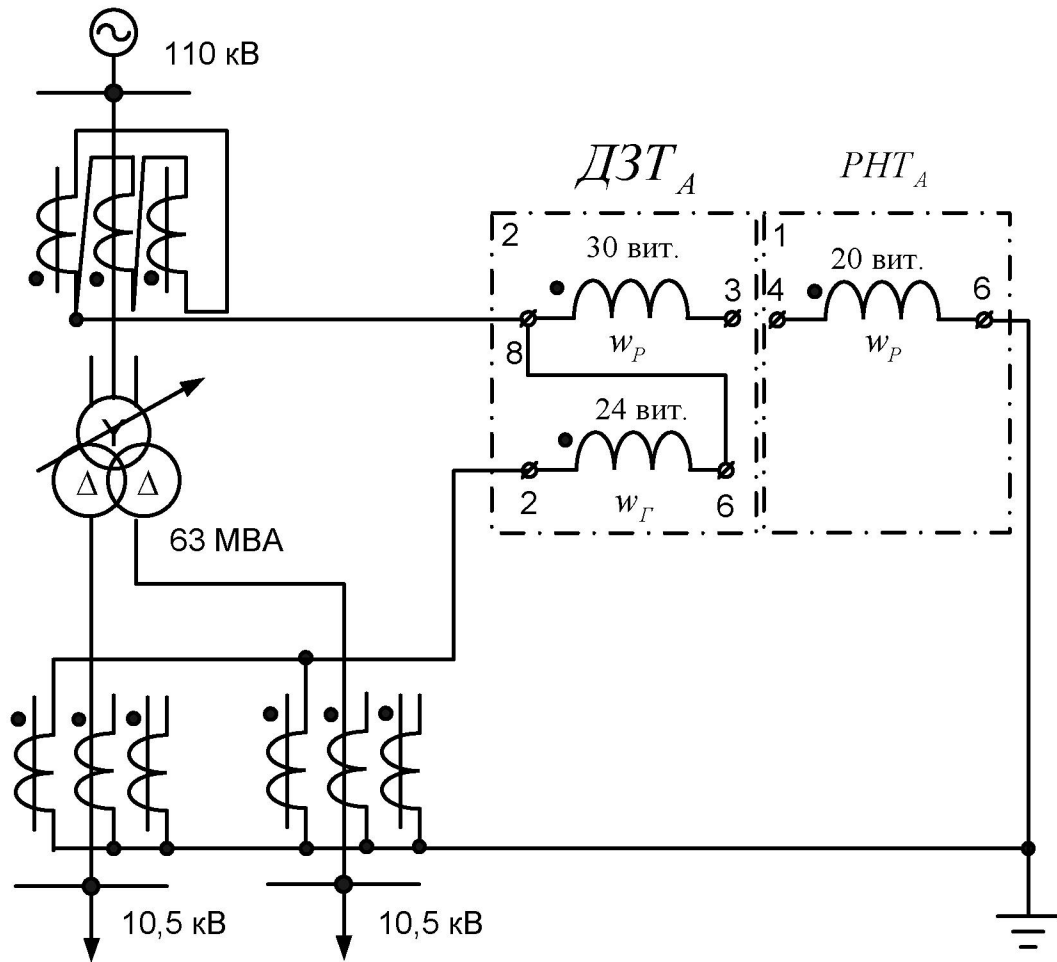


Рисунок 10 – Принципова схема включення реле ДЗТ -21

3.3 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотувальний з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДНЦ-63000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення ТРДНЦ-63000/110:

Т - трансформатор;

Р - розщеплена обмотка;

Д - двообмотувальний;

Н - з регулюванням напруги під навантаженням;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 5.6.141.340 ПЗ

Лист

33

Ц - охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря з ненаправленим потоком масла;

63000 - номінальна потужність, кВА;

110 - клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м.

Температура навколишнього повітря від - 45 до + 40 ° С.

Технічні характеристики трансформатора:

$$U_K = 10,5\%$$

$$\Delta P_K = 260 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_X = 59 \text{ кВт}$$

$$I_x = 0,6\%$$

$$U_B = 115 \text{ кВ}$$

$$U_H = 10,5 / 10,5 \text{ кВ}$$

$$\text{РПН} \pm 9 \times 1,78\%$$

$$K_3 = 0,7$$

3.4 Розрахунок диференціального струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗТ-21

У цьому пункті дано розрахунок диференціальної струмового захисту трансформатора ТРДНЦ-63000/110 кВ потужністю 63 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Визначимо опір трансформатора:

$$R_{Т\Gamma} = \frac{\Delta P_K \times U_H^2}{S_H^2} = \frac{260 \times 110^2}{63000^2} \times 10^3 = 0,8 \text{ Ом}$$

$$X_{Т\Gamma} = \frac{U_K \times U_H^2}{100 S_H} = \frac{10,5 \times 110^2}{100 \times 63000} \times 10^3 = 20,17 \text{ Ом}$$

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,58 \text{ Ом}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 40,33 \text{ Ом}$$

$$I_{K.MAX.}^{(3)} = \frac{U_{CP.HOM.}}{\sqrt{3}(X_{C.MAK.} + X_{B.MIH.})}$$

$$X_{C.MAK.} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,3 \text{ Ом}$$

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту

$$K_{\text{торм.}} = \frac{K_3 I_{\text{нб.розр.}} \frac{I_{\text{в.ном.осн.}}}{I_{\text{отв.ном.осн.}}} - I_{\text{ср.мін.}}}{0,5 \sum I_{\text{торм.розр.п.}} \frac{I_{\text{отв.торм.розр.п.}}}{I_{\text{отв.торм.осн.}}} I_{\text{торм.поч.}}} = \frac{1,5 \times \frac{304,2}{316,3} - 0,5}{0,5 \times 2,52 \times 1,81 - 0,6} = 0,56$$

де $I_{\text{в.ном.осн.}}$, $I_{\text{отв.ном.осн.}}$, $I_{\text{отв.торм.розр.п.}}$, $I_{\text{отв.торм.ном.п.}}$ - значення струмів;

$I_{\text{торм.поч.}}$ - відносний вторинний струм початку гальмування.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічки за умовою налаштування від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110кВ.

$$I_{\text{с.отс.розр.}} = K_3 I_{\text{нб.розр.}} = 1,5 \times 367,08 = 550,62 \text{ А,}$$

де

$$I_{\text{нб.роз.}} = \left(K_{\text{пер.}} K_{\text{одн.}} \varepsilon + \Delta U_{\text{II}} k_{\text{струм2}} + \frac{I_{\text{отв.розр.2}} - I_{\text{отв.ном.2}}}{I_{\text{отв.розр.2}}} \right) I_{\text{к.мак.}}^{(3)} =$$

$$= \left(3 \times 1 \times 0,1 + 0,16 \times 1 + \left| \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right| \right) \times 0,78 = 367,08 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки

$$I_{\text{ср.мін.}} = \frac{I_{\text{с.отв.мін}} K_{\text{сх}}}{K_1 K_{\text{ТИ}} I_{\text{отв.ном.ТAV}}} = \frac{550,62 \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \times \frac{3,6}{4,6} \times 4,6} = 2,208 \text{ А.}$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 6, що відповідає струму спрацьовування відсічки

$$I_{\text{с.отс.}} = 6 \times I_{\text{оттном.}} = 6 \times 4,6 \times \frac{600/5}{\sqrt{3}} = 1914,45 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$K_{\text{ч}}^{(r)} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(m)} K_{\text{сх.п.}}^{(m)}}{I_{\text{с.з.}} K_{\text{сх.п.}}^{(m)}} = \frac{520 \sqrt{3}}{95,4 \times \sqrt{3}} = 5,45.$$

Коефіцієнт чутливості більше 2, що задовольняє умові установки захисту.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						37

4 Охорона праці

4.1 Аналіз небезпечних факторів, що діють на персонал підстанції

Оперативний персонал при обслуговуванні підстанції може піддаватися наступним небезпечним і шкідливим факторам:

- 1) Дія електричного струму на організм, причинами якого можуть бути:
 - а) наявність небезпечної напруги на струмоведучих частинах електроустаткування;
 - б) наявність небезпечної напруги (крокового) у зоні розтікання електричного струму при замиканні струмоведучих частин на землю;
 - в) можливість наявності небезпечної напруги на корпусах устаткування при його ушкодженні.
- 2) Вплив змінних електромагнітних полів на людину, джерелами яких є високовольтні лінії електропередачі.
- 3) Підвищений рівень шуму на робочому місці через роботу трансформаторів.
- 4) Недостатня освітленість робочої зони при роботах у приміщенні або поза приміщеннями в темний час доби, а також в аварійних ситуаціях при відсутності напруги в мережі освітлення.
- 5) Підвищена або знижена температура повітря робочої зони при виконанні робіт поза приміщенням.
- 6) Переміщення машин і механізмів по території підстанції.
- 7) Небезпека отримання опіків обличчя й очей при короткому замиканні, при заміні запобіжників.
- 8) Вплив кислот (лугів) і шкідливих газів при обслуговуванні батарей.
- 9) Розташування робочого місця на значній висоті від поверхні землі (підлоги).
- 10) Небезпека одержання опіків і інших травм при пожежі.
- 11) Загазованість повітря робочої зони при пожежі.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		38

4.2 Засоби захисту від дії електричного струму, що використовуються на підстанції.

4.2.1 Індивідуальні засоби захисту.

Для захисту людей, що працюють з електроустановками, від ураження електричним струмом служать електрозахисні засоби (ЕЗЗ). За призначенням електрозахисні засоби розділяються на ізолюючі, огорожуючі і допоміжні.

Ізолюючі ЕЗЗ служать для ізоляції людини від частин електроустаткування під напругою, а також від землі. Вони розділяються на основні і додаткові. Ізоляція основних ізолюючих ЕЗЗ надійно витримує робочі напруги електроустановок, і з їх допомогою дозволяється торкатися струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

До основних ізолюючих ЕЗЗ в електроустановках напругою вище 1000 В відносяться:

- оперативні, переносних заземлень і вимірювальні штанги,
- ізолюючі і електровимірювальні кліщі,
- покажчики напруги,
- пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів).

Додаткові ізолюючі ЕЗЗ самі при напрузі 6 кВ чи 110 кВ не можуть забезпечити безпеку персоналу і запобігти поразці електричним струмом: вони є додатковим заходом захисту до основних ізолюючих ЕЗЗ. На підстанції використовуються такі додаткові ізолюючі ЕЗЗ:

- діелектричні гумові рукавиці,
- діелектричні боти,
- гумові діелектричні килими й ізолюючі підставки на порцелянових ізоляторах.

Поряд зі суворим дотриманням вимог електробезпеки неодмінною умовою безпечного виконання різних робіт під напругою є обов'язкове

застосування індивідуальних засобів захисту від ураження електричним струмом. До таких засобів відносяться:

- діелектричні рукавиці,
- діелектричні боти і калоші.

Усі ці засоби виготовляються зі спеціальної діелектричної гуми, здатної витримувати високу напругу, і повинні відповідати вимогам “Правил експлуатації електрозахисних засобів”, застосовуваних в електроустановках.

Огороджувальні ЕЗЗ застосовують для тимчасового огороження струмоведучих частин електроустановок, що знаходяться під напругою. До них відносяться:

- переносні огороження,
- ізолюючі накладки і ковпаки,
- переносні заземлення,
- попереджувальні плакати.

Безпека експлуатації електроустановок забезпечується застосуванням ряду технічних способів і засобів, використовуваних по окремоті або в сполученні один з одним. При нормальному режимі роботи такими засобами є вирівнювання потенціалів, зменшення напруги, електричний поділ мереж, використання робочої ізоляції струмоведучих частин, компенсація ємнісної складових струмів, забезпечення замикання на землю, застосування огорожувальних пристроїв, попереджувальна сигналізація, блокування, використання знаків безпеки, засобів захисту і запобіжних пристосувань. В аварійному режимі рекомендується захисне заземлення, занулення, захисне відключення, додаткова (подвійна) ізоляція, застосування пробивних запобіжників.

4.2.2 Захисне заземлення.

Захисне заземлення передбачає електричне з'єднання з землею або її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, що можуть виявитися під напругою. Це є ефективним заходом захисту при живленні

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

електроустаткування від електричних мереж напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю і при живленні напругою вище 1000 В з будь-яким пристроєм нейтралі джерела живлення.

Захисна дія заземлення заснована на зниженні напруги дотику, що досягається шляхом зменшення потенціалу на корпусі устаткування відносно поверхні землі, зниження опору заземлення (в установках до 1000 В і вище при струмах замикання на землю до 500 А, напругою 6-35 кВ), підвищення потенціалу пов'язаної з устаткуванням поверхні землі (вирівнювання потенціалів в електроустановках напругою 1000 В з великими струмами замикання на землю, напругою 110 кВ і вище). При вирівнюванні потенціалів, крім того, зменшуються і напруга кроку. В електроустановках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю пробій фази на корпус і наступне замикання на землю є однофазним коротким замиканням на землю, від струму якого спрацьовує максимальний токовий захист, відключаючи ушкоджену ділянку.

У заземлюючій пристрій входить заземлювач (металевий провідник або група провідників, що знаходяться в безпосередньому контакті з ґрунтом) і заземлюючі провідники, які з'єднують частини електроустановки, що заземлюється, із заземлювачем.

У залежності від розташування заземлювачів відносно устаткування, яке заземлюється, заземлення підстанції відноситься до контурного (розподіленого). Заземлювачі контурного заземлення розташовуються по периметру й усередині ділянки, на якій встановлене устаткування, що заземлюється. Усі ці заземлювачі електрично з'єднані один з одним.

На кожен заземлюючий пристрій, що знаходиться в експлуатації, складається паспорт, що включає схему заземлення, його технічні дані, дані про результати перевірки його стану, про характер проведених ремонтів і зміни, внесені у пристрій заземлення.

Заземлення закритих розподільчих пристроїв зпроектоване із урахуванням електропровідності підлоги. Підлога, що має великим питомий

					<i>БР 5.6.141.340 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

опір, істотно впливає на розподіл потенціалів. Значення коефіцієнта дотику прийнято рівним 0,25 (для залізобетонних будинків). При цьому арматура залізобетону приєднана до заземлюючої мережі підстанції, а навколо будинку, на відстані приблизно 1 м від стін, покладена заземлююча смуга. Це відповідає вимогам діючих правил і сприяє поліпшенню розподілу потенціалів.

Заземлення закладене по всьому периметрі підстанції на глибину не менше ніж на 0,5 м. Опір заземлення підстанції не перевищує 4 Ом.

У разі влаштування заземлювального пристрою за вимогами до напруги дотику або до його опору додатково необхідно [1.7.84 ПУЕ]:

- прокладати замкнений горизонтальний заземлювач навколо площі, зайнятої електрообладнанням;
- прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі та з'єднувати їх між собою в заземлювальну сітку;
- забезпечувати якомога меншу довжину заземлювальних провідників;
- прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі так, щоб вузол з'єднання їх між собою в заземлювальну сітку був поблизу місць розміщення нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів;
- приєднувати високовольтне обладнання до заземлювача, який забезпечує стікання струму не менше, ніж у двох напрямках;
- прокладати заземлювальні провідники, які приєднують обладнання або конструкції до заземлювача, у землі на глибині, не меншій ніж 0,3 м;
- прокладати горизонтальні заземлювачі, які знаходяться поза територією електроустановки, на глибині, не меншій ніж 1 м, а зовнішній контур заземлювального пристрою в разі виходу його за межі електроустановки рекомендовано влаштовувати у вигляді багатокутника з тупими або заокругленими кутами.

Зовнішню огорожу електроустановок не рекомендовано приєднувати до заземлювального пристрою.

Якщо від електроустановки відходять повітряні лінії напругою 110 кВ і вище, то огорожу необхідно заземлювати за допомогою вертикальних

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

заземлювачів довжиною від 2 м до 3 м, установлених біля стояків огорожі по всьому її периметру через кожні 20 - 50 м. Установлювати такі заземлювачі не потрібно для огорожі з металевими стояками і з тими стояками із залізобетону, арматуру яких електрично з'єднано з металевими ланками огорожі.

Для усунення електричного зв'язку зовнішньої огорожі з заземлювальним пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлювального пристрою, розташованих уздовж неї з внутрішнього, зовнішнього або з обох боків, має бути не меншою ніж 2 м. Горизонтальні заземлювачі, труби і кабелі з металевою оболонкою або бронею та інші металеві комунікації, які виходять за межі огорожі, слід прокладати посередині між стояками огорожі на глибині, не меншій ніж 0,5 м. У місцях прилягання зовнішньої огорожі до будівель і споруд, а також у місцях прилягання до зовнішньої огорожі внутрішніх металевих огорож, необхідно влаштовувати цегляні або дерев'яні вставки довжиною, не меншою ніж 1 м.

Для трансформаторних підстанцій 6-10/0,4 кВ рекомендовано влаштовувати один спільний заземлювальний пристрій, до якого слід приєднувати:

- нейтраль обмоток трансформатора зі сторони напруги до 1 кВ;
- корпус трансформатора;
- металеві оболонки і броню кабелів напругою до 1 кВ;
- металеві оболонки і броню трифазних кабелів напругою понад 1 кВ, а також екрани одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ понад 1 кВ, якщо це передбачено;
- відкриті провідні частини обладнання напругою до і понад 1 кВ

4.2.3 Вирівнювання потенціалів

Вирівнювання потенціалів застосовується на площадці підстанції шляхом укладання сітки з провідників, з'єднаних з корпусами електроустаткування ВРП-110 кВ і заземлюючим пристроєм. Захід робиться для зниження напруг

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

дотику і кроку між точками електричного ланцюга, до яких можливий одночасний дотик або на яких може одночасно стояти чоловік двома ногами.

4.2.4 Захисне відключення

Захисне відключення – це швидкодіючий захист, що забезпечує автоматичне відключення електроустановки у разі виникнення в ній небезпеки ураження людини електричним струмом.

Для забезпечення безпеки пристрої захисного відключення (ПЗВ) повинні виконувати окремо або в сукупності наступні функції: захист при глухих або неповних замиканнях на землю або корпус, захист із появою небезпечних струмів витоку, захист при переході напруги з вищої сторони на нижчу, попередній контроль опору ізоляції, автоматичний контроль кола захисного заземлення або занулення. До ПЗВ пред'являються наступні вимоги: висока чутливість, малий час відключення, селективність роботи, самоконтроль і надійність.

Це єдиний засіб захисту від поразки електричним струмом під час дотику до фазного проводу мережі, яка ним захищається. Пристрій є двохполюсним автоматичним вимикачем з вбудованим захистом від надструмів, керованим диференціальним струмом.

Призначений для захисту від поразки електричним струмом при випадковому дотику до струмоведучих, а також до відкритих провідних не струмоведучих частин електроустаткування, яке опинилося під напругою внаслідок ушкодження ізоляції; для запобігання виникнення пожеж, викликаних запаленням ізоляції проводів через великі струми витоку на землю або короткі замикання; для захисту мереж перемінного струму напругою 220 В, частотою 50 Гц від перевантажень і коротких замикань.

Як природні заземлювачі можна використовувати:

- металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд, що перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних, слабо агресивних і середньо агресивних середовищах;

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- підземні частини залізобетонних і металевих опор повітряних ліній електропередавання, у тому числі фундаменти опор, за відсутності гідроізоляції залізобетону полімерними матеріалами;

-металеві трубопроводи, прокладені в землі;

- інші провідні частини, які є придатними для цілей заземлення і не можуть бути навіть тимчасово демонтованими (повністю або частково) без відома персоналу, який експлуатує електроустановку (обсадні труби бурових свердловин, металеві шпунти гідротехнічних споруд, закладні частини затворів тощо);

- заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання, з'єднані з заземлювальним пристроєм електроустановки за допомогою грозозахисного троса, якщо трос не ізолювано від опор лінії;

- заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ.

Не допускається використовувати як природні:

- заземлювачі діючі трубопроводи горючих рідин, горючих або вибухонебезпечних газів і сумішей;

- заземлювачі труби каналізації, опалення та водопроводу. Проте ці вимоги не виключають необхідності приєднання цих трубопроводів і труб в електроустановках напругою до 1 кВ до основної системи зрівнювання потенціалів.

- залізобетонні конструкції будівель і споруд з попередньо напруженою арматурою.

4.3 Вплив електромагнітних полів на персонал підстанції

Питання впливу електромагнітних полів (ЕМП) на навколишнє середовище та елементи екосистем у 1998 р. включено до довгострокової програми ВООЗ «WHO International EMF Project» завданням якої стало опрацювання глобальних оцінок, рекомендацій та нормативних обмежень щодо проблеми біологічного впливу ЕМП. Дослідженнями в цій галузі

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

займається ряд міжнародних і національних організацій зарубіжних країн для підвищення рівня безпеки людини і екосистем.

Електромагнітне випромінювання характеризується напруженістю електричного поля E , вольт на метр (В/м), напруженістю магнітного поля H , ампер на метр (А/м), а також щільністю об'ємного заряду іонів, викликаного короною проводів і арматури повітряних ліній електропередавання (ПЛ). При цьому напруженість магнітного поля (МП) пропорційна значенню струму, що проходить через предмет впливу, і обернено пропорційна відстані до нього; напруженість електричного поля (ЕП) пропорційна напрузі (заряду) і обернено пропорційна відстані до предмета впливу. Параметри цих полів і обсяг іонів залежать від класу напруги, конструктивних особливостей і геометричних розмірів устаткування. При оцінці впливу низьких і наднизьких частот (30 – 300 Гц) також використовується поняття щільності магнітного потоку – магнітна індукція B , тесла (Тл, $1 \text{ мкТл} = 0,8 \text{ А/м}$; $1 \text{ А/м} = 1,256 \text{ мкТл}$).

Джерелами ЕМП є потужні радіопередавальні пристрої, електрифіковані транспортні засоби, повітряні лінії електропередавання та інші об'єкти електроенергетики.

Усі існуючі джерела ЕМП можна розділити на такі групи:

- функціональні передавачі – радіомовні станції НЧ (30 – 300 кГц), СЧ (0,3 – 3 МГц), ВЧ (3 – 30 МГц) і ДВЧ (30 – 300 МГц);
- транспорт на електроприводі (0 – 3 кГц) – залізничний і міський транспорт і їх інфраструктура;
- системи виробництва, передавання, розподілу і споживання електроенергії постійного і змінного струму (0 – 3 кГц).

Сильні електричні поля промислової частоти (ЕП ПЧ) в основному створюються об'єктами електроенергетики (лінії електропередавання високої напруги, збірні шини підстанцій, трансформатори і апарати високої напруги). Рівень напруженості ЕП, створюваного ПЛ, залежить від конструкційно-будівельних параметрів (діаметру і кількості проводів, відстані між ними, висоти їх над поверхнею землі). У зв'язку з цим рівні впливу на людей, що

знаходяться під ПЛ, залежать від відстані до струмоведучих частин. Найбільше значення ЕП реєструється під час перебування людини безпосередньо під проводами і по центру між опорами. По мірі віддалення від осі лінії і ближче до опор рівні впливу напруженості поля знижуються до мінімальних значень.

Обслуговуючий персонал енергооб'єктів піддається, як правило, короткочасному впливу сильних ЕП. У екстремальних випадках, наприклад, при виконанні робіт на елементах ПЛ під напругою, персонал перебуває в зоні значно підвищеного впливу напруженості ЕП і МП. Населення, яке проживає поряд з ПЛ (за межами санітарно захисних зон) може перебувати в зоні впливу слабких полів.

Дальність поширення магнітного поля залежить від сили струму, який протікає, або від навантаження ПЛ. Оскільки навантаження ПЛ може неодноразово змінюватися як протягом доби, так і залежно від зміни сезонів року, то розміри зони підвищеного рівня МП також змінюються.

Кабельні лінії створюють дещо більші напруженості, ніж ПЛ, проте напруженість ЕМП зменшується швидше при віддаленні від кабелю, і зона відчутного поля зазвичай не перевищує декількох десятків метрів. Кабелі і ПЛ середньої напруги (6 – 10 кВ) через відносно малу відстань між фазами створюють невисокі напруженості поля, і його вплив усередині приміщень можна не враховувати.

ЕМП трансформаторів та іншого обладнання систем електропостачання змінюється обернено пропорційно відстані до об'єкту опромінення.

Ступінь біологічного впливу ЕМП на організм людини залежить від частоти випромінювань, напруги тривалості та інтенсивності поля. У загальному випадку параметром, що визначає ступінь впливу ЕМП ПЧ на організм, є щільність струму в тілі людини.

Напруженості високочастотних ЕМП, що створюються облаштуванням високочастотного захисту та зв'язку, телекомунікацій, техніки радіолокації, використовуваної в електроенергетиці, залежно від частоти впливають на

персонал і населення менше порівняно з напруженістю ЕМП, створюваних об'єктами електроенергетики.

При експлуатації електроенергетичних установок напругою вище 220 кВ – відкритих розподільчих пристроїв, повітряних ліній електропередач й т. ін. необхідно враховувати вплив на людину електромагнітного поля. На підстанції напруга складає 110 кВ та 6 кВ, тому вплив електромагнітних полів на обслуговуючий персонал не значний.

4.4. Норми освітленості робочих місць при обслуговуванні підстанції

Освітлювальні установки підстанцій складаються з робочого, аварійного та евакуаційного освітлення. Робоче освітлення є основним видом освітлення і виконується у всіх приміщеннях підстанцій, а також на відкритих ділянках територій, де проводиться робота в темний час доби або відбувається рух транспорту і людей.

Основним джерелом світла на підстанціях є газорозрядні лампи. Однак застосовуються лампи розжарювання. Люмінесцентні лампи низького тиску мають більший термін служби і більшу світловіддачу, ніж лампи розжарювання. Незважаючи на складність пускорегулювальної апаратури, чутливість до температури навколишнього середовища і до напруги мережі вони використовуються частіше. Але необхідно враховувати, що запалювання люмінесцентних ламп не гарантується при навколишній температурі нижче 5С і зниженні напруги на 10%. [6]

При недостатній освітленості робочої зони слід застосовувати додаткове місцеве освітлення. Робоче місце і устаткування в зоні обслуговування повинні бути добре освітлені. У темний час доби працювати і пересуватися можна тільки в освітлених місцях при відсутності сліпучої дії освітлювальних пристроїв або з ліхтарем. Перемикання можна проводити при освітленості не менше 10 ЛК. [8]

4.5. Причини пожеж та заходи щодо запобігання пожежонебезпечних ситуацій на підстанціях

Аналіз причин пожеж свідчить про те, що найчастіше вони виникають через несправності та неправильну експлуатацію електротехнічних установок і пристроїв. Пожежі виникають внаслідок коротких замикань в електричних мережах, порушення правил експлуатації електрообладнання, застосування несправних освітлювальних приладів, електропроводки і пристроїв, що дають іскріння, відсутність технічних засобів щодо попередження аварій та пожежної небезпеки, відсутність блискавковідводів, неправильного розташування технічних засобів захисту від статичної електрики і атмосферних розрядів.

Згідно ПУЕ під трансформаторами відкритих підстанцій та баковими масляними вимикачами на напругу 100 кВ і вище повинен бути покладений чистий гравій або гранітний щебінь. Гравійна підсипка повинна підніматися над поверхнею планування не менш ніж на 0,25 м. Цей шар повинен виступати за межі обладнання не менш ніж на 0,6 м при кількості олії від 1000 до 2000 кг та 1 м при кількості олії понад 2000 кг. Гравійна підсипка повинна бути обмежена бортовими бетонними парканами щоб уникнути розтікання масла у разі випуску його з бака.[8]

Пожежі трансформаторів виникають, в основному, при пошкодженні маслонаповнених вводів, що супроводжуються вибухом вводів, або розривах бака потужних трансформаторів при пошкодженні головної ізоляції обмоток. Займання олії при цьому відбувається від дуги, так як в захисті відключають трансформатор з деяким запізненням, тобто після того, як вже виникло руйнування введення або бака або стався спалах викинутих з трансформатора горючих газів і парів масла.

Пожежа представляє велику небезпеку за наявності в трансформаторі великої кількості масла, яка є гарним паливом матеріалом, що при руйнуванні бака може розлитися на велику площу і призвести до поширення пожежі на обладнання розташоване поруч.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		49

Протипожежні засоби, якими оснащені трансформатори, повинні підтримуватися в справному стані та періодично перевірятися відповідно до місцевої інструкції. Стаціонарні установки пожежогасіння повинні мати засувки з автоматичним управлінням і включатися в роботу при спрацьовуванні захисту від внутрішніх пошкоджень.

Маслоприймачі і дренажні пристрої під трансформаторами, що запобігають розтіканню масла і поширення пожежі на інше обладнання, повинні забезпечувати відведення з-під масла трансформатора в будь-який час року на безпечну в пожежному відношенні відстань.

4.6. Засоби захисту робочого персоналу підстанції від впливу небезпечних факторів

При заміні запобіжників під напругою необхідно захищати очі окулярами або обличчя маскою.

При роботі на висоті 1,3 м і більше над рівнем землі, підлоги, площадки, необхідно застосовувати запобіжний пояс, при необхідності, зі страхувальним канатом.

В приміщеннях з діючим електрообладнанням (за винятком щитів керування релейних та їм подібних), у закритих і відкритих розподільних пристроях, колодязях, тунелях та траншеях, необхідно користуватися захисною каскою.

В електроустановках під час виконання робіт для індивідуального захисту голови працівників від механічних пошкоджень, агресивних рідин, ураження електричним струмом, та при випадковому дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, необхідно застосовувати захисні каски.

Для індивідуального захисту очей від небезпечних і шкідливих виробничих факторів: електричної дуги, ультрафіолетового й інфрачервоного випромінювання, бризок лугів, електроліту, розплавленої мастики, слід застосовувати захисні окуляри відкритого типу з непрямною вентиляцією.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Для захисту людей від ураження струмом, на ПЛ-10 кВ повинні бути заземлені: опори, на яких встановлені роз'єднувачі, пристрої грозозахисту, кабельні муфти, всі залізобетонні і металеві опори.[9]

Опір заземлень опор повинен бути рівним 250/І, але не більше 10 Ом, де І-розрахунковий струм замикання на землю. На практиці струм замикання на землю беруть не менше 1.5 І релейного захисту на даному фідері.[8]

До заземлюючих пристроїв повинні бути приєднані:

- арматура залізобетонних приставок;
- металоконструкції на опорах;
- рами і приводи роз'єднувачів;
- кабельні муфти;
- засоби грозозахисту.

В електрообладнанні 6,10,35 кВ для попередження працівників про наближення до частин електричної установки, що перебувають під напругою, слід застосовувати дистанційні сигналізатори наявності напруги двох типів: з автономним джерелом живлення або такі, які живляться від енергії електричного поля електроустановки, що знаходиться під напругою.

Система захисту розподільних пристроїв (РП) від перенапруг включає в себе захист від грозових і внутрішніх перенапруг.

Захист від грозових перенапруг (грозозахист) РП в свою чергу включає в себе такі обов'язкові види захисту: від прямих ударів блискавки безпосередньо в електрику і від хвиль, що набігають з ліній електропередачі.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених вертикальних стрижневих і тросових громовідводів, кількість, розташування, висота, кут захисту і протяжність яких вибираються з умови забезпечення знаходження обладнання і ошиновки розподільного пристрою в межах зони захисту блискавковідводів. Зона захисту – простір близько блискавковідводів, в межах якого довколишні об'єкти захищені від прямих ударів блискавки з достатньою надійністю.

При ударі блискавки в заземлені конструкції РУ, на яких встановлені громовідводи, може статися перекриття гірлянд ізоляторів внаслідок високої імпульсної напруги між порталом і проводом. Перекриття можуть також відбуватися по повітрю між окремо розташованими грозозахистами і проводами електроустановки. Висока імпульсна напруга може потрапити на корпус трансформатора і викликати пробій ізоляції його обмотки нижчої напруги. Захист від таких перекриттів тим ефективніше, чим менше імпульсний опір заземлення блискавковідводу, і забезпечується вибором імпульсної міцності гірлянд ізоляторів і довжин повітряних проміжків.

На конструкціях ВРП 110 кВ стрижневі громовідводи можуть встановлюватися при еквівалентному питомому опорі землі в грозовий сезон: до 1000 Ом – незалежно від площі заземлюючого контуру підстанції.

Від стійок конструкцій ВРП 110 кВ з грозозахистами повинно бути забезпечено розтікання струму блискавки по магістралях заземлення не менше ніж у двох – трьох напрямках. Крім того, повинні бути встановлені один – два вертикальних електрода довжиною 3 – 5 м на відстані не менше довжини електрода від стійки, на якій встановлений громовідвід.

Для захисту обладнання РП від грозових хвиль, що набігають з ліній, застосовуються вентильні розрядники, нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН), трубчасті розрядники і троси, підвішені на підході ліній. Ці пристрої обмежують параметри хвилі, що набігає з ліній, до значень, безпечних для ізоляцій. Захисна дія розрядників визначається їх вольт-секундної і вольт-амперної характеристики.

Основною функцією тросів, що підвішуються на підході ліній напругою 35-110 кВ, є захист РП від хвиль, що виникають при прямому ударі блискавки в прольоти ліній в межах небезпечної зони, яка зазвичай становить 1-3 км.

Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи були досягнуті та вирішені поставлені завдання.

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розраховано величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту типу ДЗТ-21:

- максимального струмового захисту нульової послідовності на землю для ліній;
- комбінованої відсічки за струмом і напругою.

Також в роботі розглянуті питання небезпечних і шкідливих факторів, що діють на персонал підстанції і засоби захисту від них.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Список використаних джерел

1. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
2. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков – Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
3. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навч. посібник / В.А. Лушкін, І.Г. Абраменко, І.В. Барбашов та ін.; за ред. І.Г. Абраменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. :ХНАМГ, 2013. – 193 с.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи на тему „Визначення поточкорозподілення і напруги в електричних районних мережах“ з дисципліни „Електричні системи і мережі“: у 2 ч. / укладачі: І. Л. Лебединський, В. В. Волохін, В. І. Романовський. – Суми: Сумський державний університет, 2013. – Ч. 2. – 33 с..
6. 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.
7. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. / В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.
8. Навчальний посібник для студентів, які навчаються за напрямом «Електротехніка », з курсу «Основи релейного захисту електричних систем ».

Частина III. Розрахунок захистів трансформаторів і автотрансформаторів.
Маріуполь: ПДТУ, 2001.

9. Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем / В.Е. Воротницький, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев і ін .; Під ред. В.Н. Казанцева. - М: Енергоатоміздат, 1983 р.

10. Правила улаштування електроустановок, вид. сьоме, 736с. 2017.

11. Правила безпечної експлуатації електроустановок: третє видання. 2013. – 152 с.

					БР 5.6.141.340 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55