

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

" ___ " _____ 2020 г.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної
електричної мережі

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТм-91 _____ В.С. Федоренко

Керівник: к.т.н., доц. _____ В.В. Волохін

Консультант
з економічної частини к.ек.ен., доц. _____ О.М.Маценко

Нормоконтроль _____ М.А. Никифоров

Суми-2020

РЕФЕРАТ

с. 83 , рис. 16, табл. 40 , кресл. 2

Бібліографічний опис: Федоренко В.С. Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістр; спеціальність: 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.С. Федоренко; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020. – с.80

Ключові слова: лінія електропередавання, трансформатор, напруга, блискавкозахист ВРП.

линия электропередачи, трансформатор, напряжение; молниезащита ВРУ.

power line, transformer, voltage, lightning protection of the GRP.

Короткий огляд: – В роботі досліджено режим роботи електричної мережі, розраховано параметрами схеми заміщення ліній й трансформаторів. 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 розраховано грозозахист, де вибрано зони захисту стрижневих блискавковідводів. Розглянуто заходи з енергозбереження для районної мережі. В економічній частині розраховано капітальні витрати на спорудження однієї із частин мережі електропостачання, кількість і склад експлуатаційного персоналу, визначено суми амортизаційних відрахувань на відновлення основних фондів, транспортно-заготівельних витрат і витрат на електроенергію на власні нестатки. Розглянуто охорону праці при обслуговуванні електроустановок.

Сумський державний університет
Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

Робота допущена до захисту

Зав. кафедрою

_____ І.Л.Лебединський

« _____ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську роботу студента
Федоренка Вадима Сергійовича

1. Тема роботи : «Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі»
затверджена наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом закінченої роботи _____
3. Вихідні дані до роботи : координати , 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 релейного захисту;
 - Заходи енергозбереження районної електричної мережі;
 - Економічна частина
 - Охорона праці;
5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)
 - схема мережі
 - електрична схема підстанції.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економічна частина	Маценко О.М		

Консультанти:

Маценко О.М _____
(підпис)

7. Дата видачі завдання « » 2020 р.

Керівник роботи Волохін В.В. _____
(підпис)

Завдання прийняв до виконання Федоренко В.С. _____
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1.	Розрахунок електричної мережі	07.11
2.	Розрахунок електричної частини підстанції	15.11
3.	Розрахунок релейного захисту; Заходи енергозбереження	20.11
4.	Економічна частина	25.11
5	Охорона праці; Розрахунок блискавкозахисту ВРП	01.12
6.	Оформлення пояснювальної записки	10.12

Студент- дипломник Федоренко В.С. _____
(підпис)

Керівник роботи Волохін В.В. _____
(підпис)

Список умовних скорочень

КТП – комплексна трансформаторна підстанція

ВН – висока напруга

ГЗШ – головна заземлююча шина

НН – низька напруга

ГОСТ – державний стандарт

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

НВЕ – норми випробування електрообладнання

ПТЕЕС – правила технічної експлуатації електроустановок споживачів

АВР – автоматичне включення резерву

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 . Розроблення конфігурації електричної мережі	11
1.2 Розрахунок електричної мережі, визначення довжини лінії.....	12
1.3 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів.....	13
1.4 Вибір трансформаторів.....	16
1.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності	17
1.6. Розрахунок втрат напруги	20
1.7 Розрахунок втрат електроенергії	21
1.8 Аварійний режим роботи схеми	24
1.9 Режим мінімальних навантажень схеми.....	25
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	28
2.1 Перевірка потужності силового трансформатора однієї із підстанцій.....	28
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	31
2.3 Вибір вимикачів електричних апаратів РУ і струмоведучих частин. ...	33
2.4 Вибір шин розподільних пристроїв (РП).....	36
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	38
2.6 Вибір трансформаторів власних потреб	45
3.РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	48
5.ЗАХОДИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	54
5.ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	60
5.1 Визначення суми капітальних вкладень і річних експлуатаційних витрат.....	60

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Федоренко В.С.</i>			<i>Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В</i>				6	1	
<i>Консультант</i>						<i>СумДУ, ЕТМ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

5.2	Визначення кількості і складу експлуатаційного персоналу	63
5.3	Визначення фонду оплати праці працюючих і нарахувань на нього	64
5.4	Визначення суми амортизаційних відрахувань на відновлення основних фондів, транспортно-заготівельних витрат і витрат на електроенергії на власні нестатки	66
6.	ОХОРОНА ПРАЦІ	70
6.1	Безпека праці при обслуговуванні електроустановок , трансформаторів.....	70
6.2.	Розрахунок блискавкозахисту ВРП.....	75
	ВИСНОВОК.....	81
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	82

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа 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.

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);
- 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 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;

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 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 релейного захисту трансформатора.
- Виконати економічну частину
- Розглянути охорону праці

					<i>МР.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1. Розрахунок електричної мережі.

Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується чималою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові сільськогосподарські і житлові райони і населені пункти. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	Ф	Е	Д	В	А	Д
X, мм	34	26	17	-26	-13	-14
Y, мм	23	21	35	0	20	16
P _{max} , МВт*	15	43	32	58	0,63	0,627
cos f	0,95	0,95	0,8	0,95	0,78	0,88
T _{нб} , годин	3160	4530	5280	5980	6250	4390
Категорія	II	III	III	II	I	I

Додаткова характеристика про споживачів приведена в таблиці 1.2

Таблиця 1.2. Характеристика споживачів

Характеристика споживачів	C
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	4
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P _{min} по відношенню до максимального P _{max}	0,67

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Федоренко В.С.				Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Волохін В.В.						10	1
Консультант						СумДУ, ЕТМ-91		
Н. Контр.	Никифоров М.А.							
Затверд.	Лебединський І.Л.							

1.1 . Розроблення конфігурації електричної мережі

При побудові конфігурації схеми потрібно врахувати:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагають 100 % резерву з потужності і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкненою мережею доцільно пов'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- за можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не можна допускати малозавантажених ліній у замкнених мережах;
- потрібно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

За завданням було побудовано схему електричної мережі (Рис.1.1):

- споживач I категорії
- споживач II категорії
- △- споживач III категорії

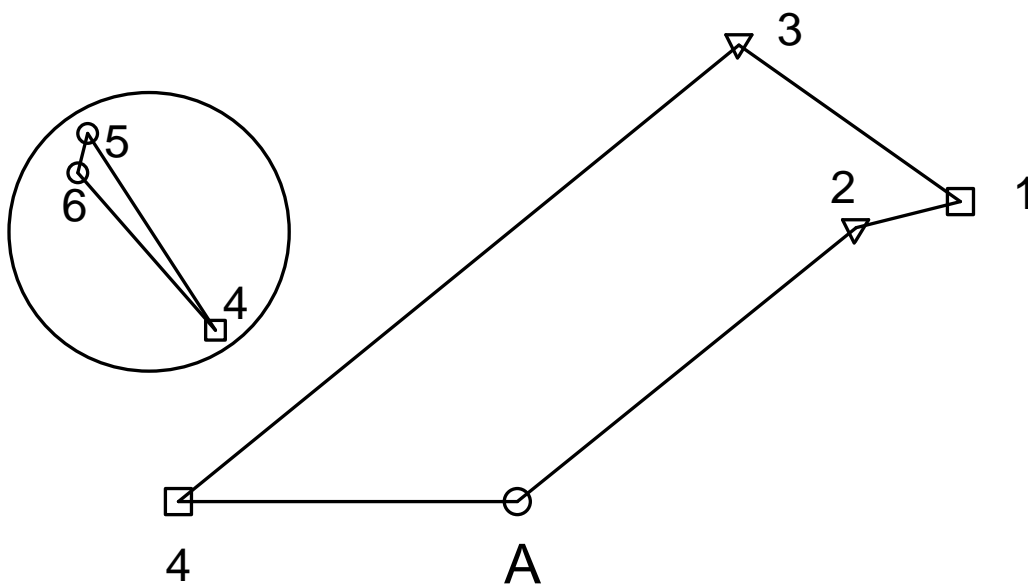


Рис 1.1 Схема мережі

					MP.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо повну потужність споживачів за формулою:

$$S = P + jPtg(\arccos f)$$

Розшифрування розрахункової формули:

$$S=15+j15tg(\arccos 0,95)=15+4,93(MVA)$$

знаходимо наступні характеристики споживачів і заносимо табл. 1.3.

Таблиця 1.3 - Характеристика споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	34	26	17	-26	-13	-14
Y, мм	23	21	35	0	20	16
S ,МВт	15+4,93j	43 +14,13j	32 + 24j	58 + 19,06j	0,63 + 0,505j	0,627 +0,338j
cos f	0,95	0,95	0,8	0,95	0,78	0,88
Tм, ч	3160	4530	5280	5980	6250	4390
Категорія	II	III	III	II	I	I

1.2 Розрахунок електричної мережі, визначення довжини лінії.

Розрахуємо за теоремою Піфагора довжини ліній відповідних ділянок електричної мережі, що з'єднують джерело живлення з відповідними споживачами і споживачів між собою (дані заносимо до таблиці 1.4):

Таблиця 1.4 - Довжини ліній

Ділянка	A4	43	31	12	2A	45	65	46
L (мм)	26	55,44	20,8	8,24	33,42	23,85	4,12	21,26

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$$L = l \cdot k_L \cdot k_M$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L \approx 1,25$.

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розшифрування розрахункової формули:

$$L_{A4} = 26 \cdot 1,25 \cdot 1,5 = 48,75 \text{ (км)}$$

Розрахунки заносяться до таблиці 1.5

Таблиця 1.5 Довжина лінії з урахуванням коефіцієнту

Ділянка	A4	43	31	12	2A	45	56	46
L (км)	48,75	103,95	39	15,45	62,681	14,91	2,575	13,288

1.3 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

Розрахунок кільця А-2-1-3-4-А

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (Рис.1.2).

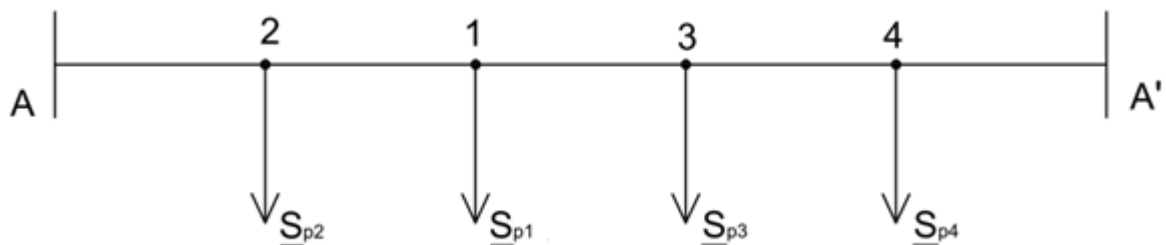


Рис.1.2- Схема розімкнутого кола А-2-1-3-4-А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$S_{p1} = S_1 = 15 + 4,93j \text{ (МВА)}$$

$$S_{p2} = S_2 = 43 + 14,13j \text{ (МВА)}$$

$$S_{p3} = S_3 = 32 + 24j \text{ (МВА)}$$

$$S_{p4} = S_4 + S_5 + S_6 = 59,26 + 19,91j \text{ (МВА)}$$

$$S_{A2} = \frac{S_{p2} \cdot (L_{21} + L_{13} + L_{34} + L_{4A}) + S_{p1} \cdot (L_{13} + L_{34} + L_{4A}) + S_{p3} \cdot (L_{34} + L_{4A}) + S_{p4} \cdot L_{4A}}{L_{A2} + L_{21} + L_{13} + L_{34} + L_{4A}}$$

$$= 72,48 + 31,53j(\text{MBA})$$

$$S_{A4} = \frac{S_{p4} \cdot (L_{43} + L_{31} + L_{12} + L_{2A}) + S_{p3} \cdot (L_{31} + L_{12} + L_{2A}) + S_{p1} \cdot (L_{12} + L_{2A}) + S_{p2} \cdot L_{2A}}{L_{A2} + L_{21} + L_{13} + L_{34} + L_{4A}}$$

$$= 76,77 + 31,44j(\text{MBA})$$

$$S_{21} = S_{A2} - S_{p2} = 29,48 + 17,4j(\text{MBA})$$

$$S_{43} = S_{A4} - S_{p4} = 17,52 + 11,53j(\text{MBA})$$

$$S_{13} = S_{21} - S_{p1} = 14,48 + 12,47j(\text{MBA})$$

Точка поточкорозподілу знаходиться у точці 3 у колі 4-5-6-4 на Рис.1.3.

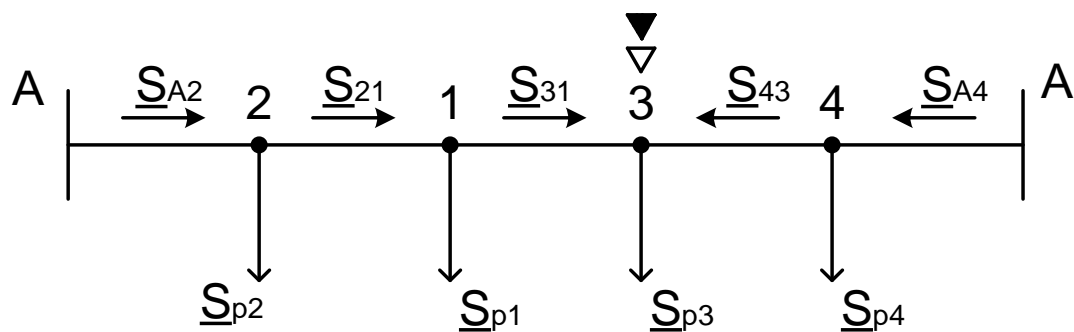


Рис. 1.3 –Точка поточкорозподілу 3 кола 4-5-6-4

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (Рис.1.4)

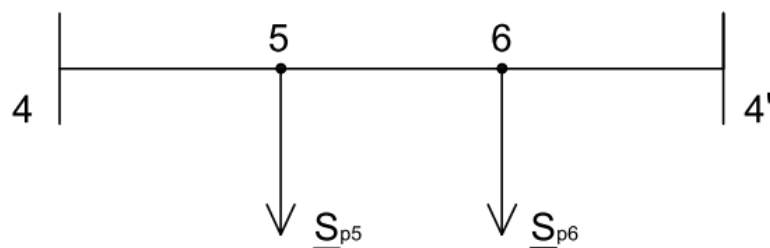


Рис. 1.4 - Схема розімкненого кола 4-5-6-4'

$$S_{45} = \frac{S_{p5} \cdot (L_{56} + L_{64'}) + S_{p6} \cdot L_{64'}}{L_{45} + L_{56} + L_{64'}} = 0,596 + 0,406j(\text{MBA})$$

$$S_{64'} = \frac{S_{p6} \cdot (L_{56} + L_{45}) + S_{p5} \cdot L_{45}}{L_{45} + L_{56} + L_{64'}} = 0,661 + 0,437j(\text{MBA})$$

$$S_{65} = S_{64'} - S_{p6} = 0,034 + j0,098(\text{MBA})$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Точка потокорозподілу знаходиться у точці 5 кола 4-5-6-4' на Рис.1.5

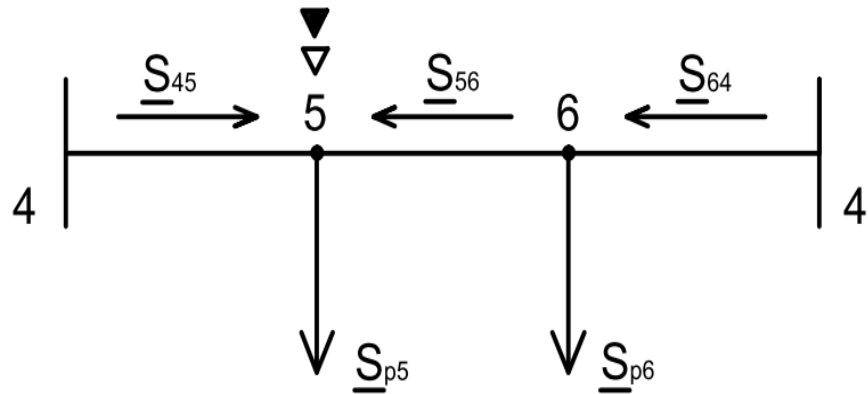


Рис.1.5 – Точка потокорозподілу 5 кола 4-5-6-4'

Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі.

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}$$

де: I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі;

j_e – економічна густина струму

Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.6

					МР.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 - Результати розрахунку ділянок мережі.

Ділянка	S, МВА	U, кВ	U _н , кВ	I, А	Fe, А/мм ²	Марка проводу	Допустимий струм проводу, А
A-4	76,77+31,44j	152,82	220	217,719	217,719	АС240/32	605
4-3	17,52+11,53j	82,331	220	55,038	55,038	АС240/32	605
1-3	14,48+12,47j	73,434	220	50,151	50,151	АС240/32	605
2-1	29,48+17,4j	92,388	220	89,839	81,672	АС240/32	605
A-2	72,48+31,53j	153,451	220	207,437	188,579	АС240/32	605
4-5	0,596+0,40j	15,373	10	41,638	41,638	АС35/6,2	175
5-6	0,034+0,098j	3,71	10	6,036	6,036	АС35/6,2	175
6-4	0,661+0,437j	16,185	10	45,775	41,613	АС35/6,2	175

1.4 Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора S_T повинна бути не менше потужності споживачів S_M , що постачається від нього $S_T \geq S_M$. А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ($k_3 = S_M / S_{н.т}$). Потужність трансформаторів на двухтрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою $S_T \geq S_M / 1,4$. У результаті коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі становить 0,65 – 0,75 ($k_3 = S_M / 2S_{н.т}$). Для споживачів I та II категорії необхідно встановити по 2 трансформатори на підстанцію.

Результати вибору трансформаторів заносимо до табл.1.7.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7. - Результати вибору трансформаторів

Номер підстанції	S_m Підстанції МВА	Категорія споживача	Кількість трансформаторів	S_m Розрахункова МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження k_n
1	15,79	II	2	17,53	ТДТНЖ-16000/220	0,63
2	45,26	III	1	50,29	ТРДЦН-63000/220	0,718
3	40	III	1	44,44	ТРДЦН-63000/220	0,64
4	61,05	II	2	43,61	ТРДЦН-63000/220	0,49
5	0,807	I	2	0,436	ТМ-630/10	0,64
6	0,713	I	2	0,509	ТМ-630/10	0,57

1.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності

Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення рис. 1.8.

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Активний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), r_0 - питомий опір (Ом/км).

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_{л} = x_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), x_0 - питомий реактивний опір (Ом/км).

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_{л} = b_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), b_0 - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = B_{л} \cdot U^2, (MVAp)$$

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею можна знехтувати.

Результати розрахунків фіксуємо в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8. Параметри ліній.

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	$Q_{л/2}$, МВАр	$Z_{л}$, Ом
A-4	48,75	АС 240/32	0,118	0,435	2,6	3,067	5,752+21,21j
4-3	103,95					6,541	12,266+45,218j
1-3	39					2,454	4,61+16,965j
2-1	15,45					0,972	1,823+6,721j
A-2	62,681					4,01	7,396+27,266j
4-5	14,91	АС 35/6,2	0,773	0,438	-	-	11,523+6,529j
6-5	2,575						1,99+1,128j
4-6	13,288						10,271+5,82j

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвоє, а опір обмоток зменшується.:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок кільця 4-5-6-4

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП5 і ТП6. Знаходимо точку поточкорозподілу за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці поточкорозподілу та проводимо розрахунок втрат потужності. Далі проводимо розрахунок втрат потужності на підстанції ТП4.

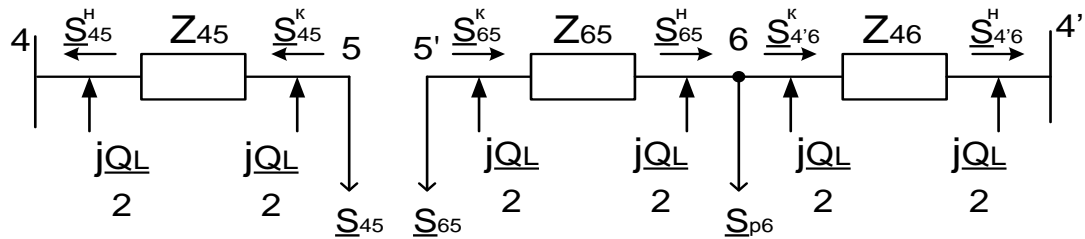


Рис. 1.6. Розрахунок кільця А-2-1-3-4-А

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП1 - ТП4.

Знаходимо точку поточкорозподілу за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці поточкорозподілу та проводимо розрахунок втрат потужності.

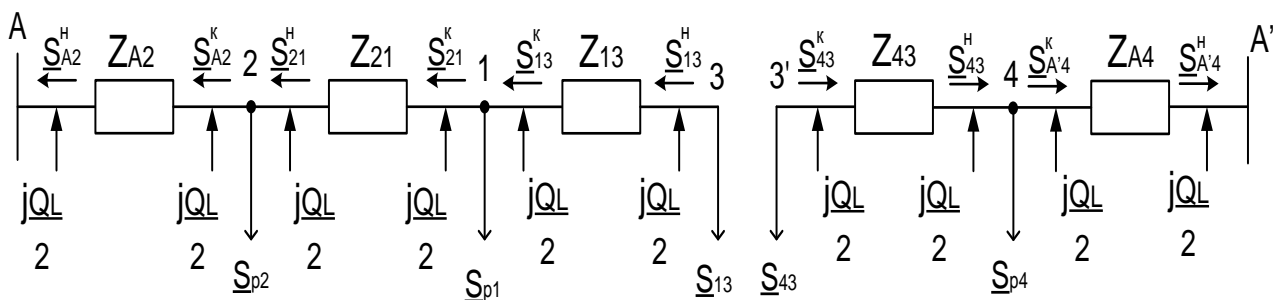


Рис. 1.7. - Схема заміщення колової мережі А-2-1-3-4-А представлена у вигляді розімкненої.

Результати розрахунку поточкорозподілу та втрат потужності зан. в табл.1.9.

Таблиця 1.9. Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-4	77,31+23,03j	0,774+2,851j	78,09+22,81j	217,719	605
4-3	17,63+7,206j	0,092+0,388j	17,72+10,05j	55,038	605
1-3	14,58+11,63j	0,033+0,122j	14,62+9,3j	50,151	605
2-1	26,69+14,57j	0,041+0,152j	29,73+13,75j	89,839	605
А-2	72,73+32,36j	0,968+3,57j	73,7+31,98j	207,437	605
4-5	0,603+0,455j	0,066+0,037j	0,669+0,491j	41,638	175
6-5	0,036+0,104j	0,00241+0,00136j	0,036+0,104j	6,036	175
4-6	0,670+0,49j	0,071+0,04j	0,741+0,53j	45,775	175
1-1'	15+4,93j	0,048+1,147j	15,07+6,239j		
2-2'	43+14,13j	0,169+4,265j	43,25+18,9j		
3-3'	32+24j	0,129+3,329j	32,21+27,83j		
4-4'	59,27+20,01j	0,157+4,07j	59,6+25,09j		
5-5'	0,63+0,504j	0,0062+0,0285j	0,639+0,559j		
6-6'	0,627+0,338j	0,0048+0,0221j	0,634+0,386j		
А	151,8+54,79j				

1.6. Розрахунок втрат напруги

Відповідно до [4], на шинах підстанцій напругою 6 –20 кВ, до яких приєднані розподільні мережі, напруга в період максимальних навантажень повинна бути не нижче 105 % від номінальної напруги мережі.

Напруга розраховується, використовуючи дані формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R - активний опір, Ом;

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

X - реактивний опір, Ом.

$$\delta U = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}$$

Модуль напруги: $U' = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}$

Результати розрахунку напруги заносимо до таблиці 1.10.

Таблиця 1.10. - Результати розрахунку напруг

Вузол	A	1	2	3	4	5	6	1'	2'	3'	4'	5'	6'
U _{ном,кв}	230	220	220	220	220	10	10	10	10	10	10	0,38	0,38
U, кв	230	223,3	224	222,3	224	9,82	9,8	10,68	10,71	10,63	10,81	0,39	0,39

В нашому випадку використовувати відгалудження РПН та установки для компенсації реактивної потужності не потрібно.

1.7 Розрахунок втрат електроенергії

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

Де $T_{нб}$ - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях:
$$\Delta W_l = \left(\frac{S_{нб}}{Y_n}\right)^2 R_l \tau$$

Втрати в трансформаторах:
$$\Delta W_m = 3I_{ск}^2 R_m T + R_x T$$

Розраховуємо втрати в лініях і трансформаторах даної електричної мережі, а дані заносимо до таблиці 1.11

Таблиця 1.11. Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка / підстанц ія	$T_{нб}$, (год.)	τ , (год.)	ΔW , МВт·год
А-4	5820	4366	3377,341
4-3	5280	3724	342,241
1-3	5280	3724	123,219
2-1	4204	2596	106,924
А-2	4397	2784	2696,512
Т1	3160	1696	291,482
Т2	4530	2916	1212,62
Т3	5280	3724	1198,34
Т4	5980	4566	1438,241
Т5	6250	4914	43,056
Т6	4390	2777	25,901
Сумарні втрати			10850

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} = 0,7785 \cdot 10^6 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,39\%$$

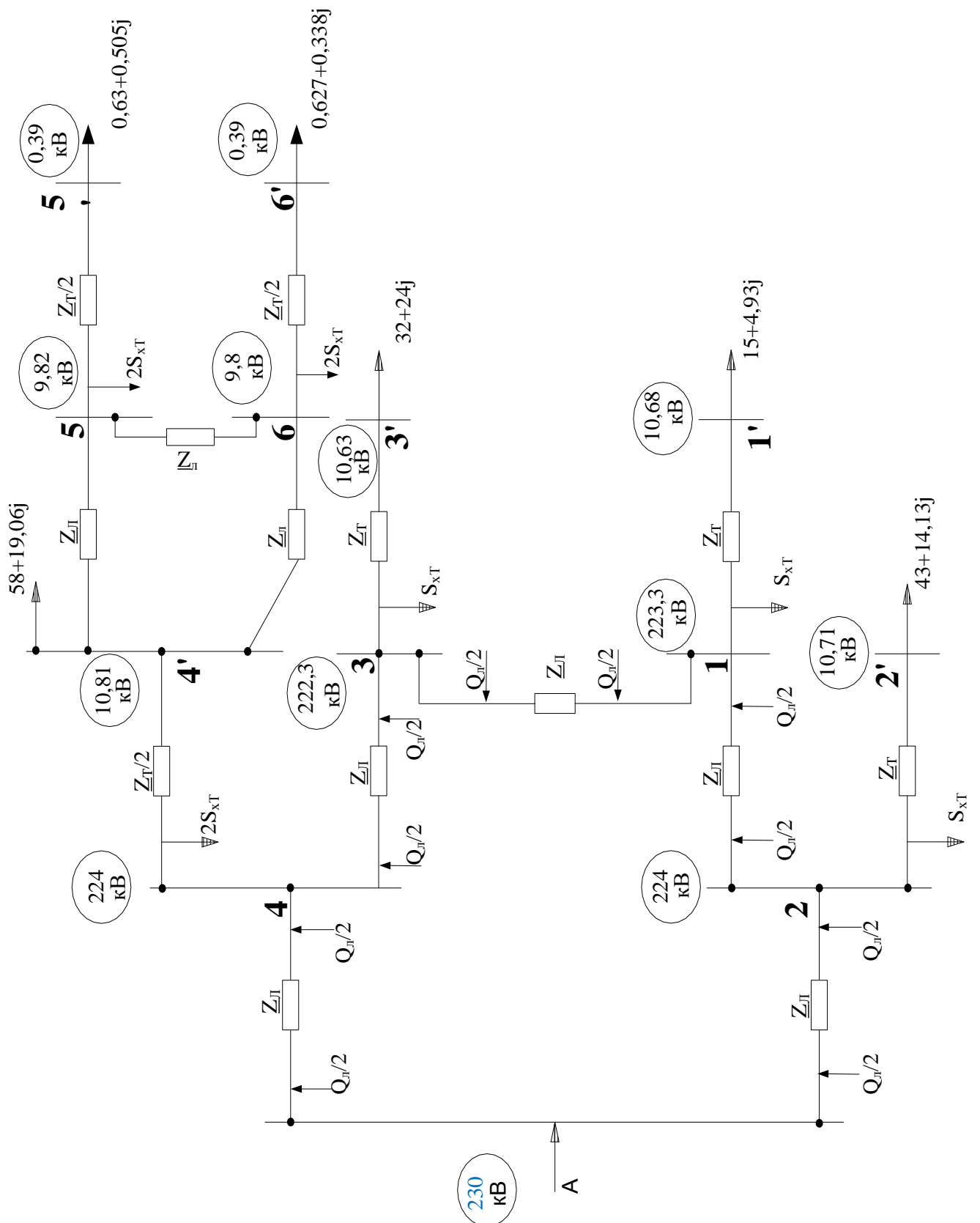


Рис. 1.8 – Схема заміщення мережі

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.3.8.141.374 ПЗ

1.8 Аварійний режим роботи схеми

Напругу джерела живлення приймаємо $U_H=242$ кВ

При аварійному режимі допустиме відключення споживачів III категорії, у відповідності з ПУЕ, але не більше ніж на 24 години. За цей час повинні бути виконані ремонтні роботи.

У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

В аварійному режимі відбувається обрив найбільш завантаженої ділянки. У нашому випадку це ділянка А-4. Виключаємо її зі схеми і виконуємо розрахунок аварійного режиму згідно до рис. 1.9.

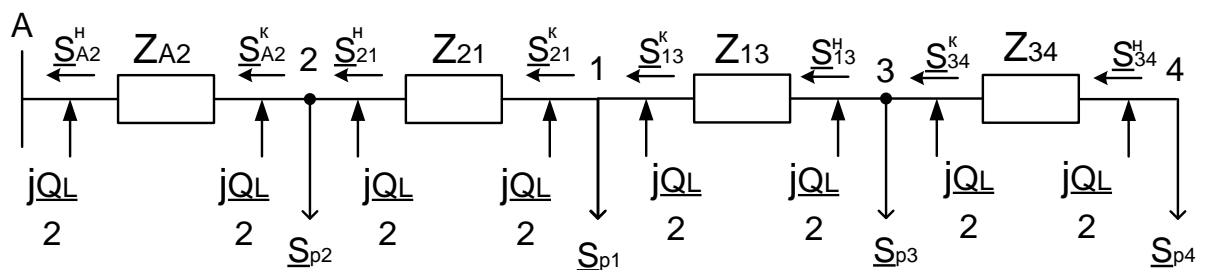


Рисунок 1.9 - Робота схеми в аварійному режимі

Результати розрахунку аварійного режиму роботи схеми заносимо до таблиці 1.12., а результати втрат напруги до таблиці 1.13.

Таблиця 1.12 Результати розрахунку перетоків потужності

Ділянка	Кінцева потужність	Втрати потужності	Початкова потужність
4-3	59,6+18,55j	0,987+3,64j	60,58+15,67j
1-3	92,79+41,03j	0,978+3,61j	93,77+42,18j
2-1	108,8+47,45j	0,531+1,96j	109,4+48,43j
А-2	152,6+63,39j	4,174+15,39j	156,8+74,83j

Таблиця 1.13. Результати розрахунку втрат напруги

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ
А	242	242
1	220	227
2	220	229,3
3	220	222,1
4	220	215,8
5	10	9,27
6	10	9,26
1'	10	10,86
2'	10	10,97
3'	10	10,62
4'	10	10,32
5'	0,38	0,371
6'	0,38	0,37

У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Тому заходи щодо підвищення напруги не проводимо.

1.9 Режим мінімальних навантажень схеми

У відповідності із завданням потужність споживачів у режимі мінімальних навантажень складає 67% від потужності режиму максимальних навантажень.

Розрахунок виконуємо аналогічно як і для нормального режиму роботи, використовуючи ті ж основні формули. Для забезпечення економічного режиму роботи мережі рівень напруги в режимі мінімальних навантажень має бути нижче, ніж в режимі максимальних навантажень. Дані заносимо до таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 - Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-4	51,59+9,06j	0,329+1,211j	51,12+7,204j	145,872	605

Продовження таблиці 1.14. Результати розрахунку потужностей

4-3	11,8+2,286j	0,036+0,135j	11,84-4,12j	36,876	605
1-3	9,777+6,798j	0,0134+0,049j	9,791+4,394j	33,6	605
2-1	19,89+7,402j	0,0169+0,0625j	19,9+6,492j	60,192	605
A-2	48,72+19,6j	0,421+1,554j	49,14+17,21j	138,983	605
4-5	0,404+0,307j	0,029+0,0168j	0,434+0,324j	27,897	175
6-5	0,0236+0,069j	0,0001+0,00006j	0,0238+0,0694j	4,04	175
4-6	0,449+0,331j	0,032+0,018j	0,481+0,349j	30,669	175
1-1'	10,05+3,303j	0,0215+0,514j	10,1+3,98j		
2-2'	28,81+9,469j	0,076+1,915j	28,97+11,89j		
3-3'	21,44+16,08j	0,059+1,49j	21,58+18,08j		
4-4'	39,71+13,41j	0,071+1,83j	39,95+16,25j		
5-5'	0,422+0,338j	0,0028+0,0128j	0,427+0,377j		
6-6'	0,42+0,227j	0,0022+0,0099j	0,425+0,262j		
A	101,3+24,41j				

Напругу джерела живлення приймаємо $U_n=220$ кВ

В режимі мінімальних навантажень напругу з економічних розумінь знижено до значення 220 кВ, при цьому відхилення напруги залишається в нормально допустимих нормах. Результати отриманих значень напруги наведено в таблиці 1.15

Таблиця 1.15. Результати розрахунку напруги

вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	ступінь РПН
A	220	220	
1	220	215,9	
2	220	216,3	
3	220	215,4	
4	220	218	
5	10	9,9	
6	10	9,75	
1'	10	10,33	
2'	10	10,34	
3'	10	10,3	

Продовження таблиці 1.15 Результати розрахунку напруги

4'	10	10,43	
5'	0,38	0,39	
6'	0,38	0,39	

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Перевірка потужності силового трансформатора однієї із підстанцій.

Від підстанції живляться споживачі II категорій. Для підстанції був обраний трансформатор ТДТНЖ-16000/220, його дані наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Дані трансформатора.

$S_{ном.нав}$, МВА	X_C , Ом	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	$S_{КЗ.С}$, МВА	t , °C
15.79	20	7	7	3000	-20

Будуємо графік навантаження. Відсотки навантаження наведені в таблиці 2.2

Таблиця 2. 2. Відсотки навантаження

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_n, \%$	50	40	55	60	90	80	105	100	110	135	125	100

З урахуванням припустимого аварійного перевантаження на 40% понад номінальне значення потужність трансформатора складає:

$$S_{ном.тр} = \frac{S_{ном.нав}}{K_{ан}} = \frac{15.79}{1.4} = 11.279 \text{ МВА}$$

Приймаємо стандартну потужність трансформатора 16 МВА.

Знаходимо значення навантажень для кожного періоду часу.

$$S_i = \frac{S_{спож} \cdot \%}{100}$$

Результати заносимо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. Навантаження кожного періоду часу

Годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	7.9	6.32	8.68	9.47	14.21	12.63	16.58	15.79	17.37	21.32	19.74	15.79

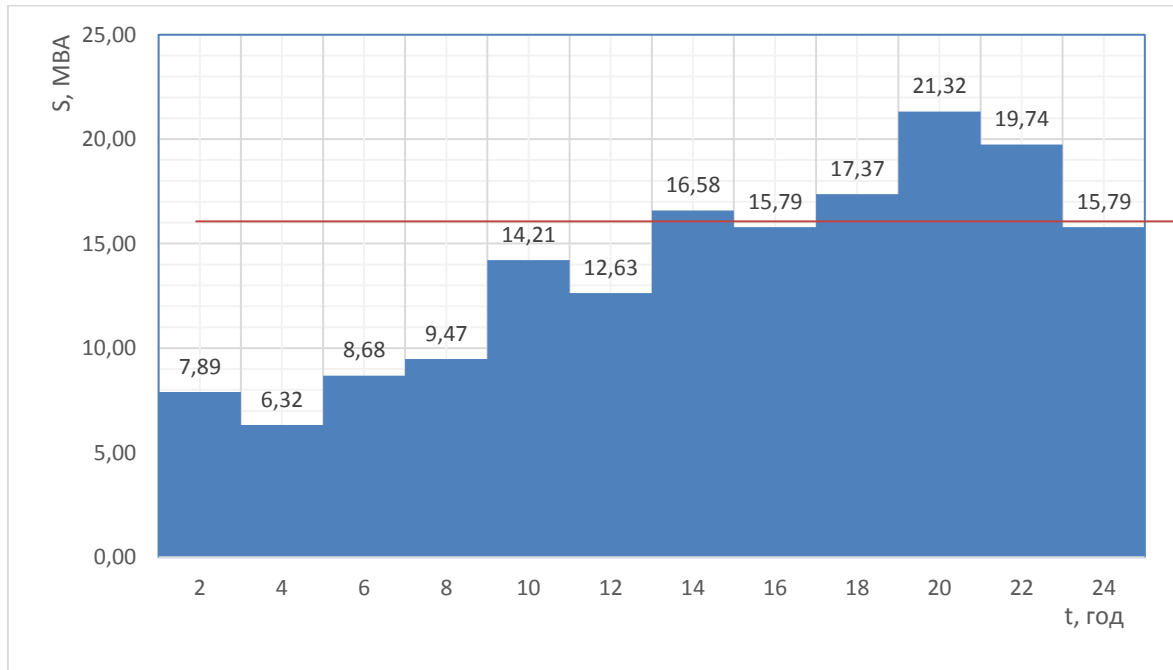


Рисунок 2.1- Графік навантаження

На графіку навантаження проводиться лінія номінальної потужності трансформатора 16 МВА, яка поділяє графік на дві частини: недовантаження і перевантаження після чого графік перетворюється в еквівалентний двоступінчастий.

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

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

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора; t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{7.9^2 \cdot 2 + 6.32^2 \cdot 2 + 8.68^2 \cdot 2 + 9.47^2 \cdot 2 + 14.21^2 \cdot 2 + 12.63^2 \cdot 2 + 15.79^2 \cdot 4}{16}} = 0.74$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

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

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{16,58^2 \cdot 2 + 17,37^2 \cdot 2 + 21,32^2 \cdot 2 + 19,74^2 \cdot 2}{8}} = 1,18$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{21,32}{16} = 1,332$$

де $S_{МАХ}$ – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Визначене попереднє значення K_2' порівнюється зі значенням $0,9K_{\max}$ вихідного графіка.

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{МАХ} = 0,9 \cdot 1,332 = 1,199$$

Оскільки $K_2' < K_2$, тобто $1,18 < 1,199$ то перераховується

$$h = \frac{(K_2')^2 \cdot 14}{(0,9 \cdot K_{МАХ})^2} = \frac{1,18^2 \cdot 14}{1,199^2} = 7,72 \approx 8 \text{ (годин)}, \text{ а також приймається нове реальне}$$

$$\text{значення } K_{2\text{реал}} = 0,9 \cdot K_{МАХ} = 1,199$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (-20°C) і часу перевантаження $t = 8$ годин, для аварійного режиму

$$K_{2\text{ГОСТ}} = 1,7.$$

Для трансформаторів із системою охолодження М і Д. Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Значення K_2 за ГОСТом ($K_{2\text{ГОСТ}} = 1,7$) більше, ніж реальне ($K_{2\text{реал}} = 1,199$), значить трансформатор ТДТНЖ-16000/220 підходить

$$X_T = 1480 \text{ м}$$

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_c = 3000 \text{ МВА}$

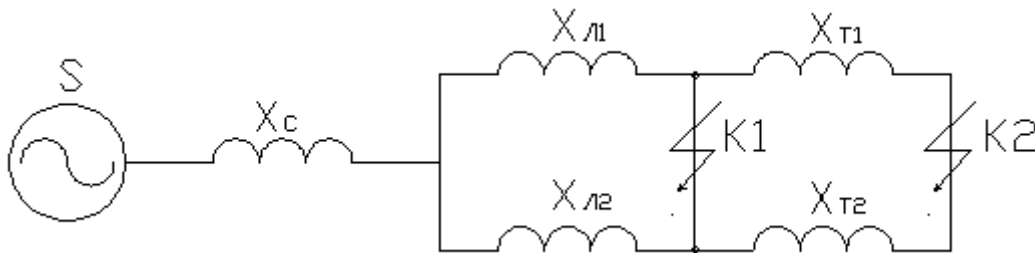


Рисунок 2.2- Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Періодична складова СКЗ у точці K₁:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_l)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (20 + 3,5)} = 5,405 \text{ кА}$$

Періодична складова ТКЗ у точці K₂ приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^e = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_l + \frac{X_T}{2})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (20 + 3,5 + \frac{148}{2})} = 1,303 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K₂:

$$I_{K2} = I_{K2}^e \cdot \frac{U_B}{U_H} = 1,303 \cdot \frac{220}{10} = 28,666 \cdot 10^3$$

Ударний струм:

- у точці K₁, $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,405 = 12,307 \text{ кА}$
- у точці K₂, $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 28,666 = 65,269 \text{ кА}$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення:

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$I_{nr} = I_{K1} = 5.405 \text{ кА}$$

$$I_{nr} = I_{K2} = 28.666 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової

для K_1 – $T_a=0.025$ с., $t=0.06$ с.,

для K_2 – $T_a=0.05$ с., $t=0.1$ с.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$\text{для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot I_{k1} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,405 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,025}} = 0,693 \text{кА}$$

$$\text{для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot I_{k2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 28,666 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} = 5,486$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad Q_1 = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 5,405^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,483$$

$$\text{для } K_2 \quad Q_2 = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 28,666^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 123,261$$

Дані розрахунків заносимо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля Q_k , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 220 кВ (K_1)	5.405	12.302	5.405	0.693	2.483
Шини 10 кВ (K_2)	28.666	65.269	28.666	5.486	123.261

2.3 Вибір вимикачів електричних апаратів РУ і струмоведучих частин.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 58,8 \text{ (A)}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,293 \text{ (кА)}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 646,6 \text{ (A)}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{max}^{LB} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 8} = 808,3 \text{ (A)}$$

Вибираємо вимикачі на боці вищої напруги.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.5-2.9. Каталожні параметри вимикача узяті із довідника. [6].

$$I_{аном} = \frac{\beta\%}{100\%} \cdot I_{відкл} \cdot \sqrt{2}; B_k = I_t^2 \cdot t$$

B_k - Інтеграл Джоуля

I_t - струм термічної стійкості

t – час термічної стійкості

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5- Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	58.8 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5.405 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	12.302 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5.405 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0.693 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2.483 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Ми обрали повітряний вимикач типу ВВБ-220Б-31.5/2000У1. Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.6 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1293 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	28.666 кА	31.5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	65.269 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	28.666 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5.486 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	123.261 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Ми обрали вимикач типу ВМПЭ-10-1600-31.5У3. Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.7 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	646.6 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	28.666 кА	31.5 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	65.269 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	28.666 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5.486 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	123.261 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Ми обрали секційний вимикач типу ВМПЭ-10-1000-31.5У3. Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.8 - Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	808.3 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	28.666 кА	31.5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	65.269 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	28.666 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5.486 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	123.261 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

На лінію, що відходить, встановлюємо вимикач ВМПЭ-10-1000-31.5У3.

У таблиці 9 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.9 - Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	58.8 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	12.302 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2.483 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Обираємо до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНД-220/630 Т1.

2.4 Вибір шин розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелеюмінієвими проводами. Вибираються ці шини за наступними умовами:

- економічна щільність струму $q_{розрах} = \frac{I_{норм}}{j_e}$, де j_e — економічна щільність струму; $j_e = 1.1$, для неізолюваних алюмінієвих проводів

$$q_{розрах} = \frac{I_{норм}}{j_e} = \frac{58.8}{1.1} = 53.45 \text{ мм}^2$$

За умовою вибираємо провід АС-70/11.

- перевірка за допустимим струмом $I_{max} \leq I_{доп}$
58.8 А ≤ 265 А, умова виконується.
- перевірка на термічну стійкість при КЗ

$$q_{min} \leq q_{розрах}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2.483}}{91 \cdot 10^{-3}} = 17.316 \text{ мм}^2, \text{ умова виконується.}$$

- перевірка гнучких шин на електродинамічну стійкість при КЗ не проводимо, так як виконується умова: $I_{КЗ}^{BH} = 5.405 < 20 \text{ кА}$

					МР.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- перевірка за умовами коронування: для напруги 220 кВ за умовами корони повинні використовуватися одиночні проводи марки АС-600/72, або 3×АС-150/24.

Остаточно вибираємо до встановлення провід 3×АС-150/24., $I_{доп} = 450 \text{ А}$

Для закритих РП 10 кВ використовуються жорсткі шини. Вибір перетину виконується за допустимим струмом.

Вибираємо коробчасті шини 75x35x5.5, $I_{доп}=2670 \text{ А} > 1293 \text{ А}$, $J=113 \text{ див}^4$,
 $W_{y_0y_0}=30.1 \text{ см}$, $W_{yy}=3.17 \text{ см}$, $q=2 \times 695 \text{ мм}^2$,

$v_{доп} = 70^\circ\text{С}$, $v_{факт} = -20^\circ\text{С}$, $v_{норм} = 25^\circ\text{С}$.

Де J - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, див^4 ;

q - поперечний переріз шини, мм^2 ;

$W_{y_0y_0}$ - момент опору двох зрощених шин, см ;

W_{yy} - момент опору однієї шини, см .

Шину коробчастого перерізу показано на Рис.2.3.

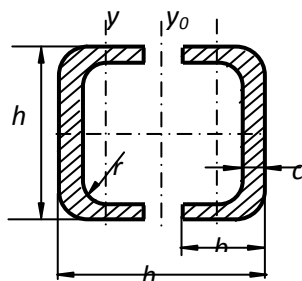


Рис.2.3 - Шини коробчастого перерізу

З урахуванням температури навколишнього середовища вводиться поправка на $I_{доп}$:

$$I'_{доп} = I_{доп} \cdot \sqrt{\frac{v_{доп} - v_{факт}}{v_{доп} - v_{норм}}} = 2670 \cdot \sqrt{\frac{70 - (-20)}{70 - 25}} = 2.67 \text{ кА}$$

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 за формулою

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173.2}{1.5^2} \sqrt{\frac{113}{2 \cdot 695 \cdot 10^{-2}}} = 219.5 \text{ Гц}, > 200 \text{ Гц}$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1.5$ м;

Умовою механічної міцності шин є

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

де $\sigma_{расч}$ - розрахунковий механічний напрумок у матеріалі шин, МПа,

$\sigma_{доп} = 75$ МПа - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінію марки ДДЗТ.

Визначимо розрахункову механічну напругу за формулою :

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 l^2}{W_{y0y0} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(65.269 \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5^2}{30.1 \cdot 0.5} = 11.03 \text{ МПа}$$

де $a = 0.5$ м - відстань між фазами.

$$11.03 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Визначимо силу взаємодії між швелерами :

$$f_n = 0.5 \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0.5 \cdot \frac{(65.269 \cdot 10^3)^2}{0.1} \cdot 10^{-7} = 2130 \text{ Н/м}$$

Визначаємо максимальну відстань між місцями зварювання швелерів :

$$l_{nmax} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{доп} - \sigma_{расч}) \cdot W_{yy}}{f_n}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (75 - 11.03) \cdot 3.17}{2130}} = 1.07 \text{ м}$$

Зварювання не потрібне, так як відстань між опорними ізоляторами менша максимальної відстані між місцями зварювання швелерів.

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному

					МР.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинях 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.10., а вибір трансформатора струму показано у таблиці 2.11.

Таблиця 2.10 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0.5	0.5	0.5
Ватметр	Д350	1.5	0.5	-	0.5
Варметр	Д345	1.5	0.5	-	0.5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2.5	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	СР4	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 секц. Вимикач на НН			0.5	0.5	0.5

Продовження таблиці 2.10. Вторинне навантаження трансформаторів струму

Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0.5	0.5	0.5

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	58.8 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	12.302 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2.483 кА ² с	288.12 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	0.82 Ом	1.2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 220Б-III, користуючись довідником.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K;$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ (Ом)}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил, обираю 4 мм^2 .

Перетин жил при довжині кабеля $l=100 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{S}$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом}\cdot\text{м}}{\text{мм}}$,

S - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ (Ом)}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{пр} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ (Ом)}$$

що менше ніж 1.2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0.5.

Трансформатор струму ТФЗМ 220Б-III відповідає умовам вибору.

Для вибору трансформатор струму у колі беремо дані із таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 - Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1293 А	1500 А

Продовження таблиці 2.12.

$i_y \leq i_{дин}$	65.269 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	123.261 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0.64 Ом	0.8

Обираємо трансформатор струму ТЛ10-І, користуючись довідником.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ (Ом)}$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ (Ом)}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил, обираю 4 мм^2 .

Перетин жил при довжині кабеля $l=40 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{S},$$

де: ρ - питомий опір алюмінію $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ (Ом)}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,62 + 0,1 + 0,28 = 0,64 \text{ (Ом)}$$

що менше ніж 0.8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0.5.

Трансформатор струму ТЛ10-І відповідає умовам вибору.

Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить робимо за допомогою таблиці 2.13

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	808.3 А	1000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	65.269 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{р}}$	123.261 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
$Z_{\text{Н}} \leq Z_{\text{Н.ном}}$	0.4	0.4

Обираємо трансформатор струму ТЛ10-І, користуючись довідником.

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 сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

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

$Z_{\text{к}}$ - опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ (Ом)}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил, обираю 4 мм^2 .

Перетин жил при довжині кабеля $l=40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{S},$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}}$

S - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ (Ом)}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ (Ом)}$$

що дорівнює 0.4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0.5.

Вибираємо трансформатор ТЛ10-І. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1, на боці 10 кВ - ЭНОЛ-06-10У3, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках. Дані трансформаторів наведено в таблиці 2.14.,2.15

Таблиця 2.14. Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинно і, кВ	Основної вторинно і, В	Додатково і, В	0, 2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	150000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.15. Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинно і, кВ	Основної вторинної, В	Додатково і, В	0, 2	0,5	1	3	
ЭНОЛ-06-10У3	10000/√3	100/√3	100/3 или 100	50	75	150	300	630

2.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури і т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймачів власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 16.

Таблиця 2.16 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tgφ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			Pвст,кВт	Qвст, квар
Охолодження ТДТНЖ-16000/220	5*2	10	0.86	0.3	10	3
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3.6*2	7.2	1	0	7.2	-
Підігрів КРП	1*6	6	1	0	6	-
Опалення і освітлення ОПУ	-	80	1	0	80	-
Освітлення, вентиляція ЗРП	-	7	0.95	0.33	7	2.31
Освітлення ВРП	-	5	0.93	0.4	5	2
Всього					115.2	7.31

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{ТВП} = S_{роз} / k_{пер}$$

де $S_{ТСН}$ - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

$S_{роз}$ - потужність споживачів власних потреб, кВА.

$$S_{роз} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{115,2^2 + 7,31^2} = 92,3 \text{ кВА}$$

$$S_{ТВП} \geq \frac{92,3}{1,4} = 65,9 \text{ кВА}$$

Оскільки $S_{роз}/k_{пер} = 65.9$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 100 кВА.

Для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатори ТМ-100/35.

					<i>МР.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Релейний захист (РЗ) здійснює безперервний контроль за станом усіх елементів електроенергетичної системи і реагує на виникнення несправностей та ненормальних режимів. У разі виникнення пошкоджень, РЗ повинен виявити пошкоджену ділянку і відокремити її від електричної мережі, шляхом впливу на первинне комутаційне обладнання, призначеного для розмикання струмів аварійного режиму. За виникнення збоїв енергомережі, релейний захист, повинен виявляти їх і, залежно від характеру порушення, або вимикати обладнання, якщо виникла небезпека його пошкодження, або проводити автоматичні операції, потрібні для відновлення нормального стану (наприклад, увімкнення після аварійного вимкнення, з надією на самоусунення аварії чи під'єднання резервного живлення), або здійснювати сигналізацію оперативним працівникам, які повинні вживати заходи для виправлення неполадок.

Релейний захист, є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна робота енергосистем.

Для захисту силових трансформаторів, використовуються диференційні релейні схеми. У диференційному захисті (ДЗ) трансформаторів, визначаються струми з боку високої й низької напруги, уточнюється їх різниця та застосовується перший закон Кірхгофа.

Диференційний захист зазвичай, призначено для захисту від міжфазних замикань в обмотках трансформатора та на їх виводах, від замикань між витками однієї фази, а також, від замикань на корпус трансформатора.

Потрібно розрахувати захист трансформатора ТДТНЖ-16000/220 (РПН на СН $\pm 12 \times 1\%$); $U_{kBC} = 10,5\%$; $U_{kBH} = 17\%$; $U_{kCH} = 6\%$; живиться від енергосистеми з параметрами $x_{\text{с.макс}} = 12 \text{ Ом}$, $x_{\text{с.мін}} = 18 \text{ Ом}$. Схеми для розрахунку трансформатора показано на Рис.3.1.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Федоренко В.С.</i>			<i>Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В</i>					48	1
<i>Консультант</i>						<i>СумДУ, ЕТМ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

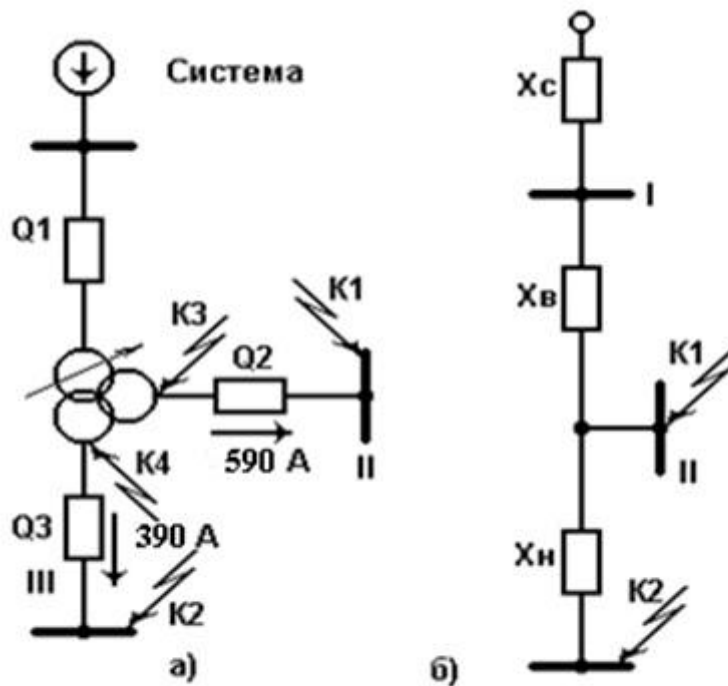


Рис.3.1 –пояснювальна схема и схема заміщення для розрахунку трансформатора

Прийmemo, що трансформатор живиться від енергосистеми з параметрами:

$$X_{c.макс} = 12 (Ом)$$

$$X_{c.мин} = 18 (Ом)$$

Розрахуємо опір трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ном.в.}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{12 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 396,75 (Ом)$$

$$X_{TC} = X_{TH} = 158,7 \cdot 1,75 = 694,31 (Ом)$$

$$X_{TB} = 158,7 \cdot 0,125 = 86,78 (Ом)$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН потрібно врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформатора

типу ТДТНЖ 16000/220 межі регулювання складають $\pm 12 * 1 \%$. Отже розрахуємо зміну опору:

$$X_{B.мин} = X_B(1 - \Delta U_1)^2 = 86,78 \cdot (1 - 0,12)^2 = 67,2 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H.мин} = X_H(1 - \Delta U_1)^2 = 694,31 \cdot (1 - 0,12)^2 = 537,67 \text{ (Ом)}$$

$$X_{B.макс} = X_B(1 + \Delta U_1)^2 = 86,78 \cdot (1 + 0,12)^2 = 108,86 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H.макс} = X_H(1 + \Delta U_1)^2 = 694,31 \cdot (1 + 0,12)^2 = 870,94 \text{ (Ом)}$$

Струм КЗ на шинах НН становить:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{B.мин} + X_{H.мин})} = \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(12 + 67,2 + 537,67)} = 215,26 \text{ (А)}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мин} + X_{B.макс} + X_{H.макс})} = \frac{230 \cdot 10^3}{2(18 + 108,86 + 870,94)} = 133,08 \text{ (А)}$$

Розрахуємо первинні та вторинні струми:

$$I_{ном.пер} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 40,16 \text{ (А)}$$

$$I_{ном.втор} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 839,78 \text{ (А)}$$

За розрахунковими даними струмів $I_{ном.пер}$ та $I_{ном.втор}$ вибираємо трансформатори струму: 100/5 та два 1000/5, оскільки у нас трансформатор з розщепленою обмоткою.

$$I_1 = \frac{I_{ном.пер} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{40,16 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 3,47 \text{ (А)}$$

$$I_2 = \frac{I_{ном.втор} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{839,78 \cdot 1}{1000/5} = 4,2 \text{ (А)}$$

Отримані дані заносимо до таблиці 3.1.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора

Параметри	ВН 230 кВ	НН 11кВ
$I_{ном}, A$	40,16	839,78
$K_{ТТ}$	100/5	1000/5
Схема з'єднання ТТ	Δ	Y
$I_{ном.втор}, A$	3,47	4,2

Проведемо розрахунок повздовжнього диференційного струмового захисту
Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох значень:

А) Відстройка від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 1,3 \cdot 40,16 = 52,208 (A)$$

Б) Відстройка від струму небалансу:

$$I_{с.з.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U)I_{к.макс(1)}^{(3)} = 1,3(1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 215,26 = 61,56 (A)$$

Приймаємо $I_{с.з.} = 61,56 (A)$

1) Попередня перевірка коефіцієнту чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(2)}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{133,08}{61,56} = 2,16$$

Перевірка на чутливість реле типу ДЗТ – 11:

Обираємо струм спрацювання захисту:

а) Відстройка від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 1,5 \cdot 40,16 = 60,24 (A)$$

б) Відстройка від струму небалансу при КЗ на шинах НН:

$$I_{с.з.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U)I_{к.макс}^{(3)} = 1,5(1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 215,26 = 71,03 (A)$$

Струм спрацювання захисту приймаємо буде дорівнювати значенню а).
Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою тормозної обмотки зі сторони НН.

$$I_{с.з.} = 60,24 (A)$$

Визначимо коефіцієнт чутливості захисту реле при КЗ на шинах НН

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{133,08}{60,24} = 2,21 > 2 \text{ відповідає умові чутливості}$$

Вибір уставок реле ДЗТ-11

За основну сторону приймаємо сторону НН, оскільки вона має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацювання реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{с.х.} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{н.ном}}}{K_{ТТ}} = \frac{60,24 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{1000/5} = 6,297 (A)$$

Розрахункове число витків для основної обмотки:

$$w_{осн.роз} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} = \frac{100}{6,297} = 15,88 \text{ (витків)}$$

Приймаємо $w_{осн.роб} = 15 \text{ (витків)}$, що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{100}{15} = 6,67 (A)$$

Для сторони 230 кВ:

$$w_{ВН.роз} = w_{осн.роб} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.ВН}} = 15 \cdot \frac{4,2}{3,47} = 18,15 - \text{приймаємо } 18 \text{ (витків)}$$

Приймаємо $w_{ВН.роз} = 18 \text{ (витків)}$

Уточнюючий розрахунок з урахуванням вирівнювання

Струм спрацювання захисту з урахуванням вирівнювання:

					MP.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{с.з.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U + \Delta w_1)I_{к.макс}^{(3)} = 1,5(1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0083) \cdot 215,26 = 73,71(A)$$

$$\text{де } \Delta w_1 = \frac{18,15-18}{18,15} = 0,0083.$$

Уточнюючий розрахунковий струм спрацювання для основної сторони:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{с.х.} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{н.ном}}}{K_{ТТ}} = \frac{73,71 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{1000/5} = 7,7 (A)$$

Число витків тормозної обмотки:

$$w_{торм} = \frac{k_3 \cdot I_{нб.роз} \cdot w_{осн.роб}}{I_{к.макс(1)}^{(3)} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 73,71 \cdot 15}{215,26 \cdot 0,75} = 10,27 (\text{витків})$$

Приймаємо $w_{торм} = 10$ (витків)

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.ЗАХОДИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при її передачі і розподілі в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5%. Втрати електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії по мережах [12]. Це підтверджується і докризовим рівнем втрат електроенергії в більшості енергосистем колишнього СРСР, який не перевищував, як правило, 10%. Так як сьогодні цей рівень зріс в 1,5-2, а по окремим електромережним підприємствам - навіть в 3 рази, очевидно, що на тлі змін господарського механізму в енергетиці, кризи економіки в країні проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила свою актуальність, а навпаки - вийшла в одну з задач забезпечення фінансової стабільності організацій.

Як показують розрахунки, основний ефект в зниженні технічних втрат електроенергії може бути отриманий за рахунок технічного переозброєння, реконструкції, підвищення пропускної спроможності і надійності роботи електричних мереж, збалансованості їх режимів, т. Е. За рахунок впровадження капіталомістких заходів.

Основними заходами, для системоутворюючих електричних мереж 110 кВ і вище є наступні:

- налагодження серійного виробництва і широке впровадження регульованих пристроїв (статичних компенсаторів реактивної потужності) для оптимізації потоків реактивної потужності і зниження неприпустимих або небезпечних рівнів напруги в вузлах мереж;
- будівництво нових ліній електропередачі і підвищення пропускної здатності існуючих ліній для видачі активної потужності від "замкнених"

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Федоренко В.С.</i>			<i>Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В</i>					54	1
<i>Консультант</i>						<i>СумДУ, ЕТМ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

електростанцій для ліквідації дефіцитних вузлів і завищених транзитних перетоків;

- розвиток нетрадиційної та відновлюваної енергетики (малих ГЕС, вітроелектростанцій, приливних, геотермальних ГЕС і т. п.) для видачі малих потужностей в віддалені дефіцитні вузли електричних мереж.

Очевидно, на найближчу і віддалену перспективу залишаються актуальними оптимізація режимів електричних мереж по активної та реактивної потужності, регулювання напруги в мережах, оптимізація завантаження трансформаторів, виконання робіт під напругою і т. д.

До пріоритетних заходів щодо енергозбереження електроенергії в розподільних електричних мережах 0,4-35 кВ відносяться:

- використання 10 кВ в якості основного напруги розподільчої мережі;
- збільшення частки мереж з напругою 35 кВ;
- скорочення радіусу дії і будівництво ВЛ (0,4 кВ) в трифазному виконанні по всій довжині;
- застосування самоутримних ізолюваних і захищених проводів для ПЛ напругою 0,4-10 кВ;
- використання максимального допустимого перетину дроту в електричних мережах напругою 0,4-10 кВ з метою адаптації їх пропускної здатності до зростання навантажень протягом всього терміну служби;
- розробка і впровадження нового, більш економічного, електрообладнання, зокрема, розподільних трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, вбудованих в КТП і ЗТП конденсаторних батарей;
- застосування стовпових трансформаторів малої потужності (6-10 / 0,4 кВ) для скорочення протяжності мереж напругою 0,4 кВ і втрат електроенергії в них;

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- більш широке використання пристроїв автоматичного регулювання напруги під навантаженням, коштів місцевого регулювання напруги для підвищення якості електроенергії та її енергозбереження;
- комплексна автоматизація і телемеханізація електричних мереж, застосування комутаційних апаратів нового покоління, засобів дистанційного визначення місць пошкодження в електричних мережах для скорочення тривалості неоптимальні ремонтних і післяаварійних режимів, пошуку і ліквідації аварій;
- підвищення достовірності вимірювань в електричних мережах на основі використання нових інформаційних технологій, автоматизації обробки телеметричної інформації.

Необхідно сформулювати нові підходи до вибору заходів щодо зниження технічних втрат і оцінки їх порівняльної ефективності в умовах акціонування енергетики, коли рішення по вкладенню коштів приймаються вже не з метою досягнення максимуму "народногосподарського ефекту", а з метою отримання максимального прибутку даного АТ, досягнення запланованих рівнів рентабельності виробництва, розподілу електроенергії .

В умовах загального спаду навантаження і відсутності коштів на розвиток, реконструкцію та технічне переозброєння електричних мереж стає все більш очевидним, що вкладені гроші в вдосконалення системи обліку сьогодні окупаються значно швидше, ніж витрати на підвищення пропускну здатності мереж і навіть на компенсацію реактивної потужності. Удосконалення обліку електроенергії в сучасних умовах дозволяє отримати прямий і досить швидкий ефект. Зокрема, за оцінками фахівців, тільки заміна старих, переважно "малоамперной" однофазних лічильників класу 2,5 на нові класу 2,0 підвищує рівень збирання коштів за передану споживачам електроенергію на 10-20%.

Вирішальне значення при виборі тих чи інших заходів щодо вдосконалення обліку та місць їх проведення мають розрахунки і аналіз допустимих і

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

фактичних небалансів електроенергії на електростанціях, підстанціях і в електричних мережах відповідно до Типової інструкції РД 34.09.101-94 [3].

Основним і найбільш перспективним рішенням проблеми зниження комерційних втрат електроенергії є розробка, створення і широке застосування автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ), в тому числі для побутових споживачів, тісна інтеграція цих систем з програмним і технічним забезпеченням автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДУ), забезпечення АСКОЕ та АСДУ надійними каналами зв'язку і передачі інформації, метрологічна атестація АСКОЕ. Однак ефективне впровадження АСКОЕ - завдання довгострокове і дороге, вирішення якої можливе лише шляхом поетапного розвитку системи обліку, її модернізації, метрологічного забезпечення вимірювань електроенергії, вдосконалення нормативної бази.

На сьогоднішній день до першочергових завдань цього розвитку відносяться:

- періодична калібрування (повірка) лічильників індукційної системи з метою визначення їх похибки;
- заміна індукційних лічильників для комерційного обліку на електронні лічильники (за винятком побутових індукційних однофазних лічильників);
- створення нормативної та технічної бази для періодичної повірки вимірювальних трансформаторів струму і напруги в робочих умовах експлуатації з метою оцінки їх фактичної похибки;
- створення пільгової системи оподаткування для підприємств, що випускають АСКОЕ та енергозберігаюче обладнання;
- вдосконалення правової основи для запобігання розкрадань електроенергії, посилення цивільної та кримінальної відповідальності за ці розкрадання, як це має місце в промислово розвинених країнах;
- створення нормативної бази для ліквідації "безгоспних" споживачів і електричних мереж, забезпечення безбиткових умов їх прийняття на баланс і обслуговування енергопостачальними організаціями;

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- створення законодавчої та технічної бази для впровадження приладів обліку електроенергії з передоплатою.

Дуже важливе значення на стадії впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії в мережах має так званий людський фактор, під яким розуміється:

- навчання і підвищення кваліфікації персоналу;
- усвідомлення персоналом важливості для підприємства в цілому і для його працівників особисто ефективного вирішення поставленого завдання;
- мотивація персоналу, моральне і матеріальне стимулювання;
- зв'язок з громадськістю, широке повідомлення про цілі і завдання зниження втрат, очікуваних і отриманих результатах.

Для того щоб вимагати від персоналу Енергозбуту, підприємств і працівників електричних мереж виконання нормативних вимог з підтримки системи обліку електроенергії на належному рівні, по достовірного розрахунку технічних втрат, виконання заходів щодо зниження втрат, персонал повинен знати ці нормативні вимоги і вміти їх виконувати. Крім того, він повинен хотіти їх виконувати, т. Е. Бути морально і матеріально зацікавленим у фактичному, а не в формальному зниженні втрат. Для цього необхідно проводити систематичне навчання персоналу не тільки теоретично, але і практично, з переатестацію і контролем засвоєння знань (іспитами). Навчання повинно проводитися для всіх рівнів - від керівників підрозділів, служб і відділів до рядових виконавців.

Керівники повинні вміти вирішувати спільні завдання управління процесом зниження втрат в мережах, виконавці - вміти вирішувати конкретні завдання. Метою навчання повинно бути не тільки отримання нових знань і навичок, а й обмін передовим досвідом, поширення цього досвіду у всіх підприємствах енергосистеми.

Однак одних знань і умінь недостатньо. В енергопостачальних організаціях повинна бути розроблена, затверджена система заохочення за зниження втрат електроенергії в мережах, виявлення розкрадань електроенергії з обов'язковим

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

залишенням частини отриманого прибутку від зниження втрат (до 50%) в розпорядженні персоналу, який отримав цей прибуток.

Необхідні, очевидно, нові підходи до нормування втрат електроенергії в мережах, які повинні враховувати не тільки їх технічну складову, але і систематичну складову похибки розрахунку втрат і системи обліку електроенергії.

Дуже важливим є контроль з боку керівників енергосистеми, підприємств, районів, електромереж і Енергозбуту за ефективністю роботи контролерів, майстрів і монтерів РЕМ з метою запобігання отримання особистого доходу безпосередньо з винуватців розкрадань, "допомоги" споживачам щодо несанкціонованого підключення до мереж .

В кінцевому рахунку, повинен бути створений такий економічний механізм, який ставив би в пряму залежність преміювання персоналу від його активності та ефективності в області зниження втрат. [13].

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення суми капітальних вкладень і річних експлуатаційних витрат

Загальну суму капітальних витрат в відповідності до прийнятих проектних рішень визначимо як суму добутків укрупнених розцінок кожного елементу мережі на його фізичний обсяг (кількість, довжину, обсяг і інш.).

Склад і зміст річних експлуатаційних витрат визначаються складом устаткування схеми електропостачання і необхідних обсягів ремонтів і технічного обслуговування мережі протягом року.

Витрати на ремонт та обслуговування устаткування називають поточними. Річні експлуатаційні витрати EB^P будемо визначати за формулою:

$$EB^P = M + AB_0^P + \text{ФОП}_{\text{ЕП}}^P + \text{Осс} + \text{ТЗВ} + V_{\text{вп}} + V_y, \text{ тис. грн.}$$

де M – вартість необхідних матеріалів, потрібних для експлуатації і ремонту, тис. грн;

AB_0^P – загальні річні амортизаційні відрахування на відбудовний (середній) і капітальні ремонти, тис. грн;

$\text{ФОП}_{\text{ЕП}}^P$ – річний фонд оплати праці експлуатаційного персоналу, тис. грн;

Осс – нарахування на ФОП по соціальному страхуванню, тис. грн;

ТЗВ – транспортно-заготівельні витрати, тис. грн;

$V_{\text{вп}}$ – витрати на електроенергію для власних потреб, тис. грн;

V_y – управлінські витрати, тис. грн.

Для визначення річних експлуатаційних витрат необхідно насамперед визначити величини фонду заробітної плати експлуатаційного персоналу, амортизаційних відрахувань, витрат на ремонт та управління.

MP.3.8.141.374 ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Федоренко В.С.			Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Волохін В.В.					60	1
Консультант						СумДУ, ЕТМ-91		
Н. Контр.		Никифоров М.А.						
Затверд.		Лебединський І.Л.						

Таблиця 5.1 – Структура капітальних витрат на спорудження однієї із частин мережі електропостачання

№	Найменування обладнання	Од.вим	Кількість	Кошторисна вартість одиниці		Загальна вартість	
				Обл. тис. грн	Монт, тис. грн	Обл. тис. грн	Монт, тис. грн
1	Проводи АС240/32	км	78,131	10,2	3	796,9	234,393
4	ТДТНЖ-16000/220	шт.	2	148,2	17,3	296,4	34,6
6	Повітряний вимикач типу ВВБ-220Б-31.5/2000У1	шт.	1	11,22	1,17	11,22	1,17
7	Вимикач типу ВМПЭ-10-1600-31.5У3	шт.	15	14,61	1,53	219,15	22,95
8	Секційний вимикач типу ВМПЭ-10-1000-31.5У3	шт.	1	12,33	1,45	12,33	1,45
9	Роз'єднувачі типу РНД-220/630 Т1	шт.	6	3,5	0,8	21	4,8
10	РП типу П-РПК-2ТМх630	шт.	1	50,9	8,2	50,9	8,2
11	Трансформатор струму ТФЗМ 220Б-III	шт.	1	39,6	6,7	39,6	6,7
12	Трансформатор струму ТЛ10-І	шт.	25	0,8	0,3	20	7,5
13	Трансформатор НКФ-220-58У1	шт.	4	49	13,7	196	54,8

Продовження таблиці 5.1. - Структура капітальних витрат на спорудження мережі електропостачання

14	Трансформатор ЭНОЛ-06-10УЗ	шт.	2	6,4	3,5	12,8	7
15	Трансформатор ТМ- 100/35.	шт.	2	53,3	7,1	106,6	14,2
16	Роз'єднувачі заземлення	шт.	8	3,5	0,8	28	6,4
17	Реле ДЗТ-11	шт.	1	3,6	0,4	3,6	0,4
	Разом					5715,07	1136,25

Вартість неврахованого обладнання становить 20 % від вартості врахованого обладнання:

$$Кн.об = 0,2 \cdot 5715,07 = 1143,014 \text{ тис.грн}$$

Вартість монтажних робіт для неврахованого обладнання:

$$Км.н.об = 0,2 \cdot 1136,25 = 227,25 \text{ тис.грн}$$

Транспортно-заготівельні роботи складають 8% від вартості всього врахованого і неврахованого обладнання:

$$Кт.р = 0,08 \cdot (Кк.вит + Кн.об) = 0,08 \cdot (5715,07 + 1143,014) = 548,6 \text{ тис.грн}$$

Загальна вартість обладнання:

$$\Sigma Коб = Кк.вит + Кн.об + Кт.р = 5715,07 + 1143,014 + 548,6 = 7399,4 \text{ тис.грн}$$

Загальна вартість будівельно-монтажних робіт:

$$\Sigma Км = Км.об + Км.н.об = 1143,014 + 227,25 = 1363,5 \text{ тис.грн}$$

Всього капітальних витрат на обладнання і монтаж:

$$Км.об = \Sigma Коб + \Sigma Км = 7399,4 + 1363,5 = 8762,9 \text{ тис.грн}$$

Повні капітальні витрати складають:

$$К = Км.об + Кпр = 8762,9 = 8816,24 \text{ тис.грн}$$

					<i>МР.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2 Визначення кількості і складу експлуатаційного персоналу

Для визначення величини фонду оплати праці визначимо необхідну чисельність обслуговуючого персоналу мережі. Розрахунок загальнорічної облікової чисельності обслуговуючого персоналу мережі $Ч_{шт}^{сп}$ виконаємо виходячи із суми кількості експлуатаційного персоналу штатного коефіцієнта $К_{шт}$, що нормує явочну чисельність, що приходить на 100 УО.

$$Ч_{псп} = К_{шт} \cdot УО \cdot К_{пер} / 100,$$

де $К_{пер}$ - коефіцієнт перекладу явочної чисельності в облікову, що обумовлено балансом робочого часу.

Відповідно до рекомендацій Міненерго України приймемо $К_{шт}=2,63$.

Коефіцієнт переводу явочної чисельності в облікову визначається в залежності від запланованого відсотка неявок L_n працюючих, обумовленим законодавством:

$$К_{пер} = 1 + L_n$$

Відсоток неявок L_n визначається в результаті розрахунку балансу одного працюючого. Дані розрахунку зведемо в табл. 5.2.

Знаючи облікову чисельність виробничого персоналу, розподілимо його по категоріях. Розрахунок зводимо в табл. 5.3

Таблиця 5.2 Баланс робочого часу одного працюючого на 2020 р.

№	Складові елементи фонду часу	Фактич. за 2020 р., нормо-годин
1	Кількість днів у році (календар)	365
2	Число неробочих днів, усього (календар)	113
	у т.ч. вихідних (календар)	104
	у т.ч. святкових, не співпад. з вихідними (календар)	9

Продовження таблиці 5.2 - Баланс робочого часу одного працюючого на 2020 р

3	Число робочих днів	252
	Тривалість зміни	8
	Номінальний фонд часу роботи	2016
4	Витрати робочого часу, усього годин	288
	те ж днів	36
	у т.ч. чергова відпустка, дн.	22
	у т.ч. навчальна відпустка, дн.	3
	у т.ч. через хворобу, дн.	4
	у т.ч. з родами, дн.	4
	у т.ч. у зв'язку з громад, обов'язками, дн.	2
	у т.ч. інші невиходи, дн.	1
5	Внутрішні втрати, ч	18
	у т.ч. скорочені передсвяткові дні	9
	у т.ч. скорочення робочого дня для підлітків	4
	у т.ч. інші втрати	5
6	Ефективний фонд робочого часу Феф, ч.	1710
7	% неявок на роботу, ЛН	15,18%

5.3 Визначення фонду оплати праці працюючих і нарахувань на нього

У мережних організаціях прийнята погодинно-преміальна оплата праці.

Дані розрахунку зводимо в таблицю 5.3

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сума відрахувань на соціальне страхування розраховується за формулою:

$$O_{cc} = \Phi O П \cdot \Phi,$$

де Φ – норматив відрахувань, куди, відповідно до діючого законодавства, входять відрахування:

- 32% у пенсійний фонд;
- 4% у фонд соціального страхування;
- 1,5 % у фонд зайнятості;
- усього 37,

Таблиця 5.3– Розрахунок складу виробничого персоналу

Функції	Категорії	% від загальної чисел.		Чисельність	
		Рекоменд.	Обрана	Обліков а	Явчн а
					Усього
Експлуатаційно-ремонтний персонал	Основні виробничі робітники	50-55%	55%	5,00	4,00
	Допоміжні виробничі робітники	22-25%	25%	2,00	2,00
	Фахівці ІТП	10-12%	12%	1,00	1,00
Управлінський персонал	Керівники	2-4%	2%	0,25	0,25
	Фахівці	5-7%	6%	0,50	0,50

Продовження таблиці 5.3 - Розрахунок складу виробничого персоналу

	Службовці	1-2%			
	Разом	100%	100%	8,75	7,75

5.4 Визначення суми амортизаційних відрахувань на відновлення основних фондів, транспортно-заготівельних витрат і витрат на електроенергії на власні нестатки

$$AB_{\phi}^P = AB_{BB}^P + AB_{\Phi}^P,$$

де AB_{BB}^P - відрахування на повне відновлення;

$AB_{кр}^P$ - відрахування на капітальний ремонт і модернізацію.

$$AB_{BB}^P = Kzi \cdot \alpha_i$$

$$AB_{кр}^P = Kzi \cdot \alpha_{кр}$$

де Kzi – капітальні витрати по i -му елементі мережі;

α_i і $\alpha_{кр}$ - нормативи відрахування на відновлення і капітальний ремонт.

Дані розрахунку амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.5

Суму транспортно-заготівельних витрат укрупнено приймаємо в розмірі 10% від вартості матеріалів, тобто:

$$TЗВ = 0,1 \cdot M$$

Дані вносимо в табл. 5.5

До витрати електроенергії на власні потреби віднесемо витрату електроенергії при ремонтах і іспитах електроустаткування, а також на освітлення РП і ТП, на підігрів приміщень і приводом МВ і лічильників у зимовий час.

Середньодобове споживання енергії для спроектованої системи складає приблизно 30 кВт·год у день, вартість 1 кВт·год - 1,68 коп. Тоді:

$$B_{вл} = 30 \cdot 364 \cdot 1,68 = 18,345 \text{ тис}$$

Дані заносимо в табл. 5.5

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати по статті “Охорона праці”, управлінські та інші

Величину витрат на управлінські витрати визначаємо на підставі кошторису, що складаємо за методикою :

Зміст управлінського персоналу:

$$V_{уп} = \Phi O\Pi_{y.п} \cdot (1 + \Phi)$$

де $\Phi O\Pi_{y.п}$ з табл 5.4.

$\Phi = 0,375$ - величина нарахувань на $\Phi O\Pi$ згідно норм діючого законодавства

Витрати на будівельну частину: оскільки вартість будівельної частини ПС і ТП врахована в їхній повній вартості, то й амортизаційне відрахування і витрати матеріалів у будівельній частині вже також враховані.

Дані по визначенню величини управлінських витрат зводимо в табл. 5.4

В електричних мережах витрати на ОП прямо залежать від величини нормованої чисельності виробничого персоналу, що, у свою чергу, є похідною величиною від фізичного обсягу (умовних одиниць) по ремонті і технічному обслуговуванні електричних мереж.

На основі досвіду експлуатації приймемо норматив питомих витрат по статті ОП: $V_{от.лит} = 20$ грн·рік/1УО.

Таблиця 5.4 Кошторис управлінських витрат на 2020 р.

Стаття витрат	Зміст статті	Сума, тис. грн.
Утримання управлінського персоналу	Річний фонд оплати праці працівників управління з нарахуваннями на нього	260,91
	Забезпечення безпечної експлуатації елементів мер. витрати. на сп.дяг	150,42
Інші витрати	Раціоналізація й ін.	40,12
Усього		451,45

Ця сума враховує зміст персоналу служби охорони праці, навчання і контроль знань персоналу підприємства, видачу спецодягу і спецхарчування й ін.

На підставі даних табл. 5.5 визначаємо суму річних витрат на обслуговування запроектованої електромережі:

$$EB^P = 1120,61 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 5.5 Річні витрати на технічне обслуговування мережі електроживлення

Статті витрат	Позн.	Витрати, тис. грн.
1. Фонд оплати праці, усього	ФОП	360,2
1.1. в.т.ч. фонд основний ЗП виробничих робітників	ФЗП _{ос}	130,4
1.2. у т.ч. фонд додатк. ЗП виробничих робітників	ФЗП	180,5
1.3. у т.ч. оплата усіх видів відпусток	ФЗП	55,59
2. Нарахування на зарплату	Осс	120,1
2.1. у т.ч. пенсійний фонд		112,4
2.2. у т.ч. соц.страхування		12,81
2.3. у т.ч. фонд зайнятості		3,80
3. Амортизаційні відрахування на відновлення	АВвр	27,90
4. Амортизаційні відрахування на капітальний ремонт і модернізацію устаткування	АВкрр	13,45

Продовження таблиці 5.5 - Річні витрати на технічне обслуговування мережі електроживлення

5. Основні і допоміжні матеріали	М	16,46
6. Транспортно-заготівельні витрати	ТЗВ	4,55
7. Електроенергія й ін. енергоносії на власні потреби	Ввп	18,345
8. Управлінські витрати	Ву	63,45
Усього		1120,61

Під час виконання економічної частини магістерської роботи на тему «Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі» було розраховано капітальні витрат на спорудження мережі електропостачання, кількість і склад експлуатаційного персоналу, визначено фонд оплати праці працюючих і нарахувань на нього, визначено суми амортизаційних відрахувань на відновлення основних фондів, транспортно-заготівельних витрат і витрат на електроенергії на власні нестатки.

6.Охорона праці

6.1 Безпека праці при обслуговуванні електроустановок , трансформаторів.

Перед початком робіт в електроустановках в цілях безпеки необхідно проводити організаційні і технічні заходи.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, переводів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми. Розпорядження – це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт. Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи.

При роботі по наряді бригада повинна складатися не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряду в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

					<i>МР.3.8.141.374 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Федоренко В.С.</i>			<i>Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В</i>					70	1
<i>Консультант</i>						<i>СумДУ, ЕТМ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

Допуск до роботи здійснюється допускаючим – відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Після цього той, що допускає перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених в неї осіб, прочитує по наряду прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується, що все сказане зрозуміло бригаді. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, – за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин.

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Спостерігачу забороняється суміщати нагляд з виробництвом якої-небудь роботи і залишати бригаду без нагляду під час її виконання. Вирішується короткочасна відсутність одного або декількох членів бригади. За відсутності виробника робіт, якщо його не може замінити відповідальний керівник або особа, що видала даний наряд, або особа з оперативного персоналу, бригада виводиться з розподільного пристрою, двері РУ закриваються і оформлюється перерва в роботі.

Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки. При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається відповідальним керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання. Оперативний персонал оглядає устаткування і місця роботи, перевіряє відсутність людей, сторонніх предметів, інструменту, знімає заземлення і перевіряє відповідно до прийнятого порядку обліку, видаляє тимчасову огорожу, знімає плакати «Працювати тут», «Влізати тут», встановлює на місце постійні огорожі, знімає плакати, вивішені до початку роботи. Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

У електроустановках напругою вище 1000 В з усіх боків, звідки може бути подана напруга на місце роботи, при відключенні повинен бути видимий розрив, який здійснюється відключенням роз'єднувачів, віддільників і вимикачів навантаження без автоматичного включення їх за допомогою пружин, встановлених на самих апаратах. Видимий розрив можна створити, знявши запобіжники, або від'єднавши, або знявши шини і дроти. Трансформатори напруги і силові трансформатори відключаються з обох боків, щоб виключити зворотну трансформацію. Щоб уникнути помилкового або мимовільного включення комутаційних апаратів виконують наступні заходи:

- ручні приводи у відключеному положенні і стаціонарні огорожі замикають на механічний замок;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, відключають силові кола і кола оперативного струму;
- у вантажних і пружинних приводів вмикаючий вантаж або пружини приводять в неробоче положення.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У електроустановках напругою до 1000 В залежно від конструкції замикають рукоятки або дверці шафи, вкривають кнопки, встановлюють між контактами ізолюючі накладки, від'єднують кінці проводів від вмикаючої котушки. Відключене положення апаратів з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги.

На приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури вивішують заборонні плакати «Не включати. Працюють люди», а на повітряних і кабельних лініях – «Не включати. Робота на лінії». Залежно від місцевих умов і характеру роботи не відключені струмоведучі частини, доступні для ненавмисного дотику на час роботи, захищають щитами, екранами з ізоляційних матеріалів, ізолюючими накладками або встановлюють спеціальні пересувні огорожі.

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. УБ'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

Відсутність напруги перевіряють між всіма фазами, кожною фазою і землею, кожною фазою і нульовим дротом.

Для включення на паралельну роботу трансформаторів, ліній і кабелів необхідне їх попереднє фазування, тобто визначення однойменних фаз, що підлягають з'єднанню. Фазування проводять на відключених роз'єднувачах, вимикачах або кабелях, від'єднаних від лінійних роз'єднувачів. На цій роботі повинні бути зайняте не менше двох осіб, що мають III і IV групи.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оперативний персонал (або працівники електролабораторії під його спостереженням) проводить фазування по розпорядженню. Без участі оперативного персоналу фазування проводять по наряду.

Перед початком роботи необхідно надіти головний убір, щільно застібнути одяг, надіти діелектричні рукавички і окуляри. Стояти слід стійко на ізолюючій підставі і не торкатися стін або заземлених частин. Перед фазуванням перевіряють напругу на всіх шести затискачах від обох джерел живлення: при напрузі до 220 В – струмошукачем, при напрузі вище 220 В – покажчиком напруги з додатковим резистором.

При фазуванні, щупом покажчика напруги торкаються до струмопровідного проводу якої-небудь фази, а щупом іншої трубки з додатковим резистором – до тієї ж фази іншого джерела. При збігу однойменних фаз лампи світяться не будуть, оскільки відсутня різниця потенціалів. Якщо фази переплутані, покажчик покаже наявність напруги. Тоді фазування виправляють тільки після повного зняття з електроустановки напруги і виконання інших необхідних заходів безпеки. Покажчик напруги, що використовується при фазуванні, повинен бути розрахований на подвійну робочу напругу фазованих кіл або мати відповідний додатковий резистор.

Під час експлуатації і випробувань трансформаторів їх баки повинні бути заземлені.

Забороняється знаходження на кришці бака і підйом інструментів і інших предметів на кришку бака під час роботи трансформатора.

Огляд газового реле слід здійснювати із спеціального майданчика стаціонарних сходів трансформатора.

Під час огляду працюючого трансформатора забороняється знаходитися в зоні викиду масла із запобіжного клапана або вихлопної труби.

Забороняється наближатися до трансформатора, що знаходиться під напругою з явними ознаками пошкодження: сторонні шуми, розряди на ізоляторах, сильна (струменем) тіч масла і ін.

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Забороняється перемикати рукояткою пристрій РПН трансформатора, що знаходиться під напругою.

На працюючому трансформаторі затиски вторинних обмоток вбудованих трансформаторів струму повинні бути замкнуті накоротко за допомогою спеціальних перемичок в шафі затисків або приєднаннями вторинних ланцюгів захисту, електроавтоматики, і вимірювань. При цьому забороняється розривати ланцюги, підключені до вторинних обмоток трансформаторів струму без попереднього закорочування обмоток перемичкою.

Зварювальні роботи на непрацюючому трансформаторі, при необхідності, слід виконувати тільки після заповнення його маслом до рівня 200 – 250 мм вище за місце зварювання щоб уникнути займання пари масла.

Під час проведення зварювальних робіт, з метою усунення течі масла в трансформаторі, необхідно створити вакуум, який забезпечує припинення течі масла в місці зварки.

Для виконання монтажних або ремонтних робіт усередині бака трансформатора необхідно продути бак трансформатора сухим чистим повітрям і забезпечити природну вентиляцію відкриттям верхніх і нижніх люків. В процесі виконання робіт необхідно здійснювати безперервний контроль за людьми, що знаходяться усередині бака трансформатора.

Під час заповнення трансформатора маслом або під час зливу масла бак трансформатора і виводи його обмоток повинні бути заземлені, щоб виключити появу електростатичних розрядів.

Необхідно уникати попадання і тривалої дії трансформаторного масла на шкіру. . [9].

6.2. Розрахунок блискавкозахисту ВРП

Струми розряду блискавки можуть впливати на об'єкт прямим способом у разі попадання блискавки в його систему блискавкозахисту, у споруди, предмети або дерева, що знаходяться в безпосередній близькості. При цьому найбільш частими є випадки вторинних дій у разі удару блискавки у віддалені об'єкти

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(лінії електропередавання, підстанції тощо), пов'язані будь-якими комунікаціями з об'єктом, що захищається, або під час міжмарних розрядів, що викликають виникнення імпульсних струмів великих значень у металевих елементах конструкцій і комунікаціях. [11].

Трансформаторні підстанції повинні мати захист від прямих ударів блискавки та грозових хвиль, які можуть прийти з приєднаних повітряних ліній електропередач. Цей захист виконують з урахуванням кількості грозових годин на рік за допомогою стрижневих і тросових блискавковідводів і захисних апаратів, встановлених в розподільних пристроях, а також грозозахисних тросів установлених на підходах повітряних ліній до розподільних пристроїв. До захисних апаратів належать обмежувач перенапруг (ОПН), розрядники вентильні (РВ) і захисні іскрові проміжки. Розміри підстанції наведено в таблиці 6.1.

У даному розділі було розраховано висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220. Надійність зони захисту від уражень $P_3 = 0,999$.

Таблиця 6.1 – Розміри підстанції

A, м	B, м	L_1 (м)	L_2 (м)	L_3 (м)	L_4 (м)	L_5 (м)	h_x (м)
40	30	30	14	26	12	12	5

За розмірами підстанції будуємо схему розміщення стрижневих блискавковідводів Рис.6.1.

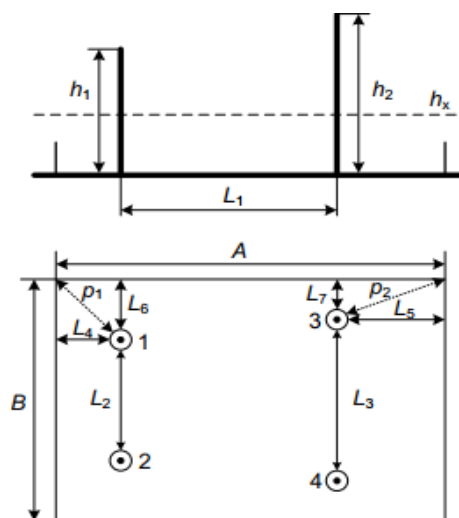


Рис 6.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-220

За рисунком 6.1 визначимо довжини L_6, L_7, p_1, p_2 .

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{30 - 14}{2} = 8 \text{ (м)}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{30 - 26}{2} = 2 \text{ (м)}$$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{12^2 + 8^2} = 14,42 \text{ (м)}$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{12^2 + 2^2} = 12,16 \text{ (м)}$$

Перетин зон захисту стрижневого блискавковідводу показано на Рис 6.2

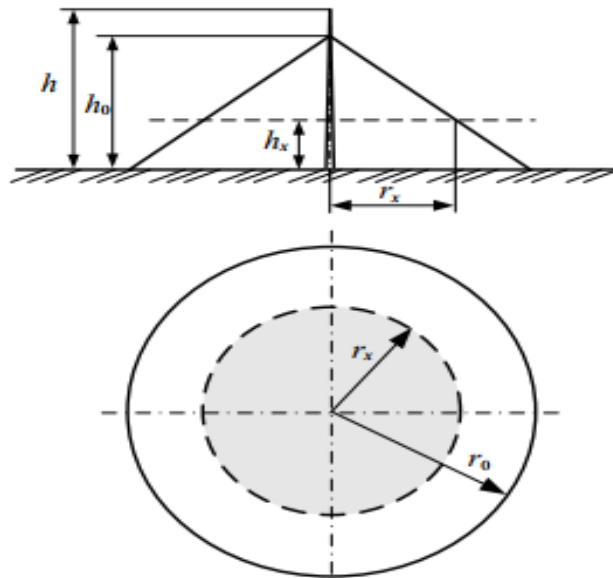


Рис 6.2 – Перетин зони захисту стрижневого блискавковідводу.

h – висота блискавковідводу; h_0 – висота конуса; r_0 – радіус конуса;

r_x – радіус горизонтального перерізу на висоті h_x .

Розрахуємо висоти блискавковідводів 1 та 2 та створені ними зони захисту ВРП на висоті h_x .

Приймаємо, що $r_{x1} = p_1$

$$\begin{cases} h_{01} = 0,7 \cdot h_1 \\ r_{x1} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} \\ r_{01} = 0,7 \cdot h_1 \end{cases}$$

Розв'яжемо дану систему:

$$p_1 = \frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 0,42h_1^2 - (0,7p_1 + 0,6h_x)h_1 = 0$$

Розв'язавши дане рівняння знайдемо висоту блискавковідводів 1-2

$$h_1 = 0(\text{м}); h_2 = 29,7(\text{м})$$

Отже $h_1 = h_2 = 29,7(\text{м})$

Аналогічно розрахуємо висоти 3-4

Приймаємо, що $r_{x3} = p_2$

$$\begin{cases} h_{03} = 0,7 \cdot h_3 \\ r_{x3} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} \\ r_{03} = 0,7 \cdot h_3 \end{cases}$$

Розв'яжемо дану систему рівнянь:

$$p_2 = \frac{0,6h_3(0,7h_3 - h_x)}{0,7h_3} = 0,42h_3^2 - (0,7p_2 + 0,6h_x)h_3 = 0$$

Розв'язавши дане рівняння знайдемо висоту блискавковідводів 3-4

$$h_3 = 0(\text{м}); h_4 = 23,68(\text{м})$$

Отже $h_3 = h_4 = 23,68(\text{м})$

Розрахуємо параметри зон захисту блискавковідводів зони 1-2

$$L_{12} = L_2 = 14(\text{м})$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 29,7 = 17,82(\text{м})$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 29,7 = 20,79(\text{м})$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{17,82(20,79 - 5)}{20,79} = 13,53(\text{м})$$

$$\begin{aligned} L_{c12} &= (2,25 - 0,01007(h - 30))h = (2,25 - 0,01007(29,7 - 30)) \cdot 29,7 \\ &= 67,72(\text{м}) \end{aligned}$$

$$L_{max12} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30))h = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(29,7 - 30)) \cdot 29,7$$

$$= 126,25 \text{ (м)}$$

Розрахуємо параметри зон захисту блискавковідводів зони 3-4

$$L_{34} = L_3 = 26 \text{ (м)}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 23,68 = 14,2 \text{ (м)}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 23,68 = 16,57 \text{ (м)}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{14,2(16,57 - 5)}{16,57} = 9,91 \text{ (м)}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot h_3 = 53,28 \text{ (м)}$$

$$L_{max34} = 4,25 \cdot h_3 = 100,64 \text{ (м)}$$

Розрахуємо параметри зон захисту блискавковідводів зони 1-3

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \frac{(L_3 - L_2)^2}{2}} = \sqrt{30^2 + \frac{(26 - 14)^2}{2}} = 30,09 \text{ (м)}$$

$$L_{c13} = (2,25 - 0,01007(h - 30))h = (2,25 - 0,01007(29,7 - 30)) \cdot 29,7$$

$$= 67,72 \text{ (м)}$$

$$L_{max13} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30))h = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(29,7 - 30)) \cdot 29,7$$

$$= 126,25 \text{ (м)}$$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 53,28 \text{ (м)}$$

$$L_{max31} = 4,25 \cdot h_3 = 100,64 \text{ (м)}$$

Розрахуємо параметри зон захисту блискавковідводів зони 1-4 і зображуємо на Рис 6.3.

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + (L_2 + \frac{(L_3 - L_2)^2}{2})} = \sqrt{30^2 + (14 + \frac{(28 - 14)^2}{2})} = 31,81 \text{ (м)}$$

$$L_{c14} = (2,25 - 0,01007(h - 30))h = (2,25 - 0,01007(29,7 - 30)) \cdot 29,7$$

$$= 67,72 \text{ (м)}$$

$$L_{max14} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30))h = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(29,7 - 30)) \cdot 29,7$$

$$= 126,25 \text{ (м)}$$

					МР.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_3 = 53,28 \text{ (м)}$$

$$L_{max41} = 4,25 \cdot h_3 = 100,64 \text{ (м)}$$

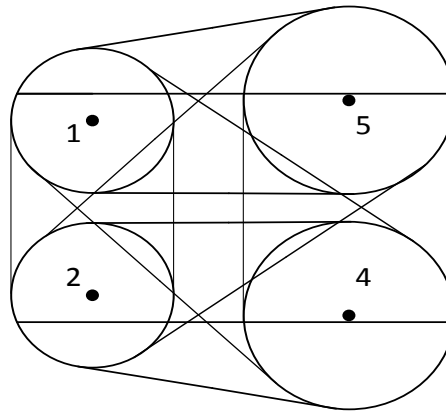


Рис 5.3 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу різної висоти

					<i>MP.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Висновок

У даній роботі було зроблено розрахунок електричної мережі, знайдено параметри схеми заміщення лінії та трансформаторів, було складено схему заміщення мережі та зроблений розрахунок нормального режиму замкнутої мережі.

У ході розрахунку електричної частини підстанції були вибрані: вимикачі в розподільних пристроях, трансформатори струму й напруги, ошиновка розподільних пристроїв, потужність і кількість силових трансформаторів та трансформаторів власних потреб.

В розрахунку релейного захисту було розраховано струми короткого замикання та було вибрано для захисту реле типу ДЗТ-11.

Також було розглянуто заходи щодо енергозбереження в районних електричних мережах.

В економічній частині диплому було розраховано капітальні витрати на спорудження мережі електропостачання, кількість і склад експлуатаційного персоналу, визначено фонд оплати праці працюючих і нарахувань на нього, визначено суми амортизаційних відрахувань на відновлення основних фондів, транспортно-заготівельних витрат і витрат на електроенергію на власні нестатки.

В розділі охорони праці було розглянуто правила при роботі з електроустановками, був проведений розрахунок блискавкозахисту, який виконаний у вигляді стрижневих блискавковідводів.

					<i>МР.3.8.141.374 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Федоренко В.С.</i>			<i>Розрахунок обладнання та заходів енергозбереження районної електричної мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В</i>					81	1
<i>Консультант</i>						<i>СумДУ, ЕТМ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

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. Лебедка, 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. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: - М.: Энергоатомиздат, 1989 – 592 с.
4. С.С. Ананичева Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I энергетические системы и сети. – 2005. – 51 с.
5. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі. – К. : Знання, 2007. – 292 с.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1986 - 640 с.
7. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.— 3- изд. - М.:Энергоатомиздат, 1987- 648с.
8. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 500 с
9. Правила улаштування електроустановок (зі змінами та доповненнями). К.: Форт, 2017- 760с.
10. Электротехнический справочник т.3, Ки.1. Производство, передача и распределение электрической энергии /Под общ. ред. профессором МЭИ В.Г.Герасимова, П.Г.Грудинского и др.- 6-е изд.- М.:Энергоиздат, 1982 - 656с.

					MP.3.8.141.374 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

11. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічних робіт з курсу «Грозазахист і перенапряга в електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2011 – 40 с.
12. Бохмат И. С, Воротницкий В. Э., Татаринов Е. П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. - "Электрические станции", 1998, № 9.
13. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М., СПО Союзтехэнерго, 1987 – 134с.

					<i>МР.3.8.141.374 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83