

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«___» _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
тема «Проектування та аналіз режимів роботи електричної
мережі»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-71

Вакаров Я.А.

Керівник

к.т.н., доцент

Волохін В.В.

Суми – 2021

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ

Кафедра Електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

“ ____ ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Вакарова Ярослава Андроновича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування та аналіз режимів роботи електричної мережі» затверджена наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом закінченої роботи 31.05.2021 р.
3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, потужності та категорії надійності споживачів
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):
 - Розрахунок електричної мережі
 - Розрахунок релейного захисту трансформаторів
 - Вибір обладнання розподільчих пристроїв
 - Розрахунок заземлення та грозозахисту
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень:
 - схема електричної мережі
 - схема підстанції

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок електричної мережі	25.04.- 30.04.2021	
2	Розрахунок релейного захисту трансформаторів	01.05.- 07.05.2021	
3	Вибір розподільчих пристроїв	08.05.- 18.05.2021	
4	Оформлення пояснювальної записки і креслень	25.05.- 30.05.2021	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 57, рис. 10, табл. 34, кресл. 1

Бібліографічний опис: Я.А. Вакаров «Проектування та аналіз роботи електричної мережі» [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Я.А. Вакаров ; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2021. – 51 с.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, релейний захист, заземлення, лінія електропередавання.

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, релейная защита, заземления, линия электропередачи;

electrical network, substation, power transformer, connections, transients, relay protection, power line.

Короткий огляд (реферат): В роботі передбачена розробка декількох електричних мереж та вибір оптимальної, що забезпечує електроенергією споживачів розташованих по відповідним координатам. Також здійснюється розрахунок електричної мережі: ліній електропередачі, проводів, елементів розподільчих пристроїв, трансформаторів, компенсуючих пристроїв у відповідності з діючими правилами та нормативними документами.

За техніко-економічними підрахунками вибирається одна з найкращих конфігурацій електричної мережі.

Проведено розрахунок електричної мережі, розрахунок струмів КЗ та обрано трансформатори підстанції, переріз проводів кабельної лінії, апаратів і провідників розподільчих пристроїв, здійснена перевірка силових трансформаторів на їх перевантаження.

Зміст

Вступ.....	3
1.1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А.....	9
1.1.1 Визначення довжин ліній для схеми А.....	9
1.1.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А	10
1.1.3 Вибір трансформаторів для схеми А.....	13
1.1.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А.....	16
1.2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ Б.....	22
1.2.1 Визначення довжин ліній для схеми Б.....	22
1.2.4 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми б.....	22
1.2.3 Вибір трансформаторів для схеми б.....	24
1.2.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми б	26
1.3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	30
1.3.1 Аварійний режим роботи електричної схеми А	33
1.3.2 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А.....	36
2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	39
2.1 Розрахунок реле для трансформатора ТРДН-40000/220.....	39
2.2 Розрахунок реле для трансформатора ТРДЦН-63000/220.....	40
2.3 Розрахунок захисту трансформатора ТД-630/10.....	42
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ	
4 ЗАЗЕМЛЕННЯ І ГРОЗОЗАХИСТ	
Висновки	56
Список літератури.....	57

					БР 3.6.141.307 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування та аналіз роботи електричної мережі	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
Розроб.	Вакаров						3	57
Перевір.	Волохін							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Лебединський				СумДУ ЕТ-71			

ВСТУП

Національна енергетика, на сьогоднішній момент, є однією з пріоритетних галузей, від подальшого розвитку залежить існування України в глобалізованому світі. Враховуючи, що велике значення для економічної роботи електричної мережі має правильний і раціональний вибір основних схем електричних з'єднань, які забезпечують гнучкість роботи і надійність електропостачання споживачів. Питанням вибору економічно доцільної схеми електричної мережі, розрахунку основних параметрів підбору апаратури присвячений основний зміст в даній дипломній роботі.

Даним проектом передбачена розробка декількох електричних мереж та вибір оптимальної, що забезпечує електроенергією споживачів розташованих по відповідним координатам. Також здійснюється вибір елементів енергосистеми, ліній електропередач, проводів, елементів розподільчих пристроїв, трансформаторів, компенсуючих пристроїв у відповідності з діючими правилами та нормативними документами.

За техніко-економічними підрахунками вибирається одна з найкращих конфігурацій електричної мережі.

Виконується перевірка надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати безперебійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками. Всі розрахунки оформлені у вигляді таблиць.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						3
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Завданням дипломної роботи є проектування та розрахунок електричної мережі. Чотири споживачі характеризуються великою 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. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Розрахувати релейний захист, заземлення, грозозахист.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	В	А	К	Я	Р	О
Х, мм	35	18	35	13	17	10
У, мм	45	16	12	42	27	14
P_{\max} , МВт*	44	60	68	72	527	551
cos f	0,90	0,78	0,81	0,90	0,92	0,86
$T_{\text{нб}}$, годин	5490	5220	4610	5720	5240	4550
Категорія	II	II	III	I	II	II

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення приведена в таблиці 1.2.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						4
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	А
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	2
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	1
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,50

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЙ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [1]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (1.2)$$

де K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	В	А	К	Я	Р	О
S_{max} , МВА	44+21j	60+48j	68+49j	72+35j	0,527+0,225j	0,551+0,327j
S_{min} , МВА	22+11j	30+24j	34+25j	36+17j	0,264+0,112j	0,276+0,164j

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволяється живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

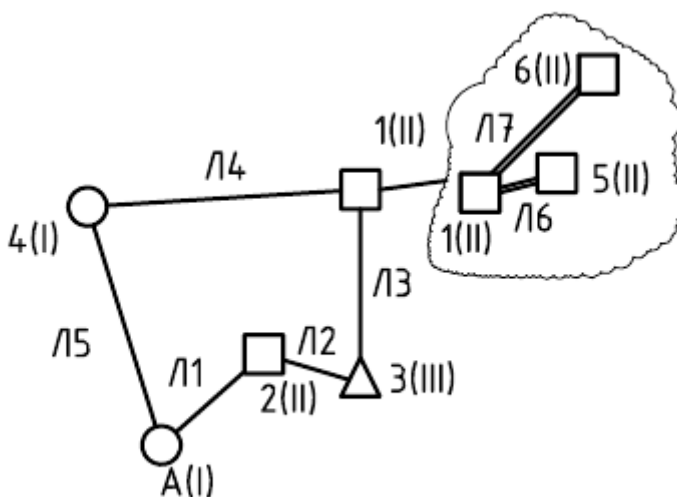


Рисунок 1.1 – Схема А

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

На рисунку 1.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

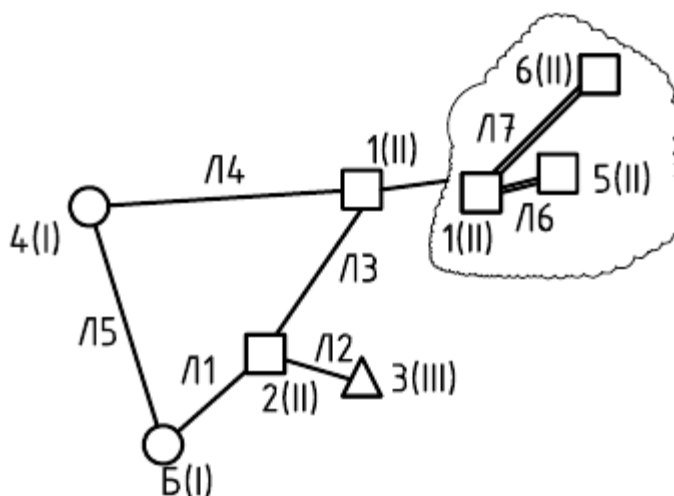


Рисунок 1.2 – Схема Б

Таблиця 1.4 – Умовне позначення категорій споживачів

Умовне позначення	Назва категорій
○	Перша
□	Друга
△	Третя

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнених мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

1.1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А

1.1.1 ВИЗНАЧЕННЯ ДОВЖИН ЛІНІЙ ДЛЯ СХЕМИ А.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

$$L = l \cdot k_L \quad (1.4)$$

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

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [3, ст. 9], $k_L \approx 1,25$.

Для двохланцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{цеп}$.

$$L' = L \cdot k_{цеп} \quad (1.5)$$

$k_{цеп} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах[3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.5.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Лінія	Довжина, км	Дійсна довжина, км
1	Л1	А-2	24	60
2	Л2	2-3	17	44
3	Л3	3-1	33	83
4	Л4	4-1	48	120
5	Л5	4-А	44	110
6	Л6	1-5	32	4
7	Л7	1-6	17	2

1.1.2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТА НАПРУГ НА ДІЛЯНКАХ БЕЗ УРАХУВАННЯ ВТРАТ ТА ВИБІР ПРОВОДІВ ДЛЯ СХЕМИ А

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

Для мережі високої напруги

$$S_{L1} = \frac{(S_2)(L_2+L_3+L_4+L_5)+(S_3)(L_3+L_4+L_5)+(S_1+S_5+S_6)(L_4+L_5)+S_4L_5}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (1.4)$$

$$S_{L5} = \frac{(S_2)(L_1)+(S_3)(L_1+L_2)+(S_1+S_5+S_6)(L_3+L_2+L_1)+S_4(L_2+L_3+L_4+L_1)}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (1.4a)$$

$$S_{L2} = S_{L1} - S_2 \quad (1.5)$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_4 \quad (1.5a)$$

$$S_{L3} = S_{L4} - S_1 - S_5 - S_6 \quad (1.5b)$$

де S_3, S_2, S_1, S_4 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_3, S_2, S_1, S_4 , км.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для мережі низької напруги

Якщо мережа низької напруги замкнута

$$S_{L6} = \frac{S_5(L_7+L_8)+S_6L_7}{L_6+L_7+L_8} \quad (1.5б)$$

$$S_{L7} = \frac{S_6(L_6+L_8)+S_5L_6}{L_6+L_7+L_8} \quad (1.5в)$$

$$S_{L8} = S_{L7} - S_6 \quad (1.5в)$$

де S_5, S_6 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_6, L_7, L_8 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_5, S_6 , км.

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Іларіонова[1]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.6)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.7)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – обрана номінальна напруга.

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

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.8)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

I_m – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

j_e – економічна густина струму, А/мм².

У табл. 1.6 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	146+99j	199	-	928	464
Л2	86+51j	157	-	527	264
Л3	18+2,1j	84	-	97	48
Л4	27+20j	101	-	175	87
Л5	99+j55	183	-	592	296
Л6	0,53+j0,22	14	30	-	-
Л7	0,55+j0,33	15	33	-	-

При оцінці перерізу проводу бачимо, що при $U_{ном}=110$ кВ втрати потужності у проводах зростають більше ніж у 4 рази. Крім того при аварійному режимі проводи ділянок можуть мати значення струмів, вищі ніж допустимі. Тому для мережі обираємо напругу $U_{ном}=220$ кВ.

У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	464	220	422	АС-500/67	945
Л2	264	220	240	АС-240/32	605
Л3	48	220	44	АС-240/32	605
Л4	87	220	80	АС-240/32	605
Л5	296	220	269	АС-300/39	710
Л6	30	10	27	АС-35/6,5	175
Л7	33	10	31	АС-35/6,5	175

1.1.3 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ СХЕМИ А

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього.

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (1.9)$$

де $S_{T_{\text{ном}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i\text{max}}}{1,4} \quad (1.10)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T\text{ном}}} \quad (1.11)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S _{ном} (1-го тр), МВА	K ₃	Марка тр-ра
1	50	II	2	40	0,61	ТРДН-40000/220
2	80	II	2	55	0,61	ТРДЦН-63000/220
3	84	III	1	100	0,84	ТРДН-100000/220
4	80	I	2	63	0,64	ТРДН-63000/220
5	0,573	II	2	0,63	0,45	ТМ-630/10
6	0,870	II	2	0,63	0,51	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.12)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.13)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{ВН}$ – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хк} , ВАР	п _т
		ВН	НН					Кі-	% на				
ТРДН-40000/220	40	230	11	12	170	50	0,9	±8	1,5	2,27	100,8	360	20,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	4	100,8	504	20,9
ТРДЦН-100000/220	100	230	11	12	360	115	0,7	±8	1,5	1,9	63,5	700	20,9

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пТ
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5.5	8.5	1.68	2.5	2.14	8.73	15.8	25

1.1.4 РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ ТА ПАДІННЯ НАПРУГИ НА ДІЛЯНКАХ МЕРЕЖІ ДЛЯ СХЕМИ А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \quad (1.14)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \quad (1.15)$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.16)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.17)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 3.8.

Таблиця 1.11 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	60	АС-500/67	0,06+0,413j	2,72	7,9	3,6+25j
Л2	44	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	4,5	5,3+19j
Л3	83	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	10	10+36j
Л4	120	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	15	15+52j
Л5	110	АС-300/39	0,098+0,429j	2,64	14	11+47j
Л6	4	АС-35/6,5	0,790+0,386j	-	-	1,6+0,77j
Л7	2	АС-35/6,5	0,790+0,386j	-	-	0,85+0,42j

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.7 та 1. даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.18)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.19)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;

U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.20)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у таблиці 1.12. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблиці 1.13.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	151+99j	2,4+16,7j	153+112j	498	945
Л2	89+48j	1,1+4,0j	90+49j	269	605
Л3	21+3,1j	0,002+0,07j	21+8j	58	605
Л4	25+16j	0,255+0,92j	25+8,8j	69	605
Л5	97+44j	2,5+11j	99+48j	290	710
Л6	0,534+0,276j	0,012+0,006j	0,539+0,279j	35	175
Л7	0,558+0,38j	0,003+0,002j	0,562+0,384j	39	175
1-1'	45+22j	0,08+1,4j	45+25j		
2-2'	60+48j	0,218+5,6j	60+55j		
3-3'	68+49j	0,25+8,5j	68+58j		
4-4'	72+35j	0,24+6,1j	72+42j		
5-5'	0,527+0,225j	0,005+0,020j	0,534+0,276j		
6-6'	0,551+0,33j	0,004+0,01j	0,55+0,38j		
А	253+161j				

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	Ступінь РПН
A	230	230	
1	220	210	
2	220	216	
3	220	209	
4	220	217	
5	10	9,97	
6	10	9,95	
1'	10	10,06	-0
2'	10	10,03	-2
3'	10	10,01	0
4'	10	10,07	-2
5'	0,38	0,398	
6'	0,38	0,398	

На рисунку 1.3 показано схему заміщення мережі А.

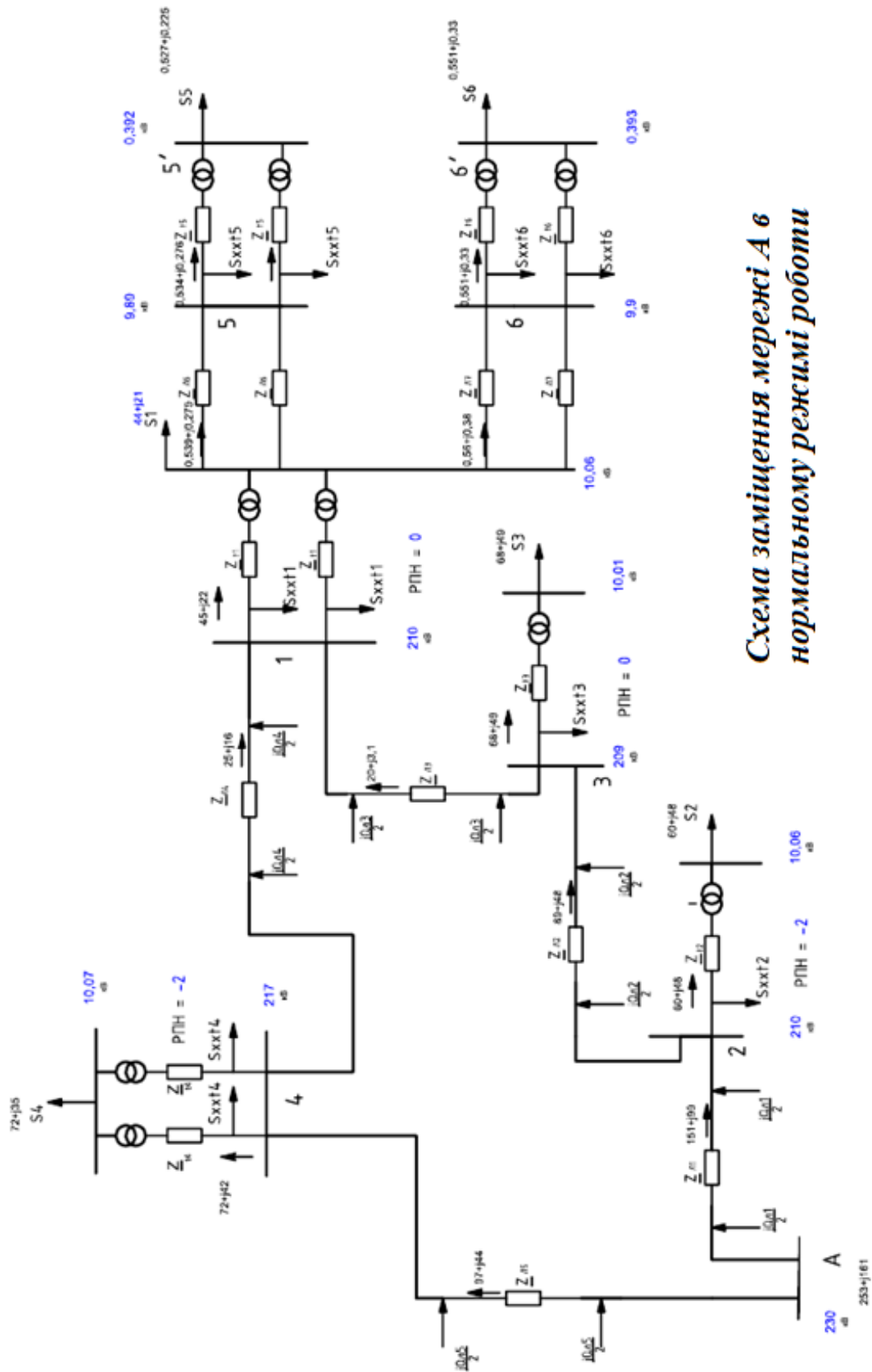


Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

Рис. 1.3 – Схема заміщення мережі А

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

1.2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ Б

ВИЗНАЧЕННЯ ДОВЖИН ЛІНІЙ ДЛЯ СХЕМИ Б

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.1). Довжини ліній мережі Б показано в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Дійсна довжина, км
1	Л1	24	60
2	Л2	17	44
3	Л3	33	84
4	Л4	48	120
5	Л5	14	110
6	Л6	32	4
7	Л7	17	2

1.2.1 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТА НАПРУГ НА ДІЛЯНКАХ БЕЗ УРАХУВАННЯ ВТРАТ ТА ВИБІР ПРОВІДІВ ДЛЯ СХЕМИ Б

Розраховуємо значення напруги та струмів на всіх ділянках мережі. Для схеми зображеної на рисунку 1.2 розрахунок потужностей проводимо по формулах (1.2 – 1.4). Також визначаємо напругу на ділянках за формулою (1.6) та струм за формулою (1.7). Переріз провідників визначаємо за методом економічної густини струму за формулою (1.8). У даному проекті для побудови ЛЕП використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини для таких провідників наведено у табл. 1.4. У табл. 1.15 наведено результати орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Таблиця 1.15 – Потоки потужності та струми в лініях схеми Б

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	156+106j	203	-	989	495
Л2	68+49j	144	-	440	220
Л3	28+8,1j	103	-	154	77
Л4	17+14j	81	-	114	57
Л5	89+49j	175	-	532	266
Л6	0,527+0,224j	14	30	-	-
Л7	0,551+0,327j	15	34	-	-

Тому для мережі обираємо напругу $U_{ном}=110$ кВ.

У табл. 1.15 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.16 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	495	220	449	АС-500/64	945
Л2	220	220	220	АС-240/32	605
Л3	77	220	70	АС-240/32	605
Л4	57	220	52	АС-240/32	605
Л5	266	220	242	АС-300/39	710
Л6	30	10	27	АС-35/6,5	175
Л7	34	10	31	АС-35/6,5	175

1.2.2 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ СХЕМИ Б

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Для вибору трансформаторів на підстанціях використовуємо формули (1.9 – 1.11). Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.15.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.17 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S _{ном} (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	50	II	2	40	0,61	ТРДН-40000/220
2	80	II	2	55	0,61	ТРДЦН-63000/220
3	84	III	1	100	0,84	ТРДН-100000/220
4	80	I	2	63	0,64	ТРДН-63000/220
5	0,573	II	2	0,63	0,45	ТМ-630/10
6	0,870	II	2	0,63	0,51	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 1.18 та 1.19.

Таблиця 1.18 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S _н , М ВА	Каталожні дані							Розрахункові дані				
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВ т	ΔP _х , кВ т	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хк} , ВАр	N _т
		В Н	Н Н					Кі- льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/220	40	23 0	1 1	12	17 0	50	0. 9	±8	1,5	2.27	100. 8	360	20 ,9
ТРДЦН-63000/220	63	23 0	1 1	12	30 0	82	0, 8	±8	1,5	4	100. 8	504	20 ,9

Таблиця 1.19 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	Sном, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		Uном, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр	Nт
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0.69	5.5	8.5	1.68	2.5	2.14	8.73	15.8	14.49

1.2.3 РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ ТА ПАДІННЯ НАПРУГИ НА ДІЛЯНКАХ МЕРЕЖІ ДЛЯ СХЕМИ Б

Розрахунок активного, реактивного, повного опору ліній та зарядної потужності [1] виконуємо за формулами (1.14 – 1.17).

Результати розрахунків показано у табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Параметри ліній за схемою Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	60	АС-500/64	0,06+0,413j	2,72	7,9	3,6+25j
Л2	44	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	5,5	5,3+19j
Л3	84	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	10,6	10+37j
Л4	120	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	15,1	15+53j
Л5	110	АС-300/39	0,098+0,429j	2,64	14,1	10,7+36j
Л6	4	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	1,57+0,77j
Л7	2	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	0,85+0,42j

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.15 та 1.17).

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.17). Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2]. Напругу розраховуємо за формулою (1.19).

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.21. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.22.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку потужностей

Ділянк а	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	161+105j	2,7+18j	164+119j	498	945
Л2	68+56j	0,85+3,1j	69+56j	269	605
Л3	31+4,1j	0,21+0,75j	31+3,6j	58	605
Л4	14,1+8,1j	0,079+0,28j	14,1+0,76j	69	605
Л5	87+36j	1,9+8,5j	88+37j	290	710
Л6	0,534+0,276j	0,012+0,006 j	0,539+0,279j	35	175
Л7	0,558+0,38j	0,003+0,002 j	0,562+0,384j	39	175
1-1'	45+22j	0,08+1,4j	45+25j		
2-2'	60+48j	0,218+5,6j	60+55j		
3-3'	68+49j	0,25+8,5j	68+58j		
4-4'	72+35j	0,24+6,1j	72+42j		
5-5'	0,527+0,225j	0,005+0,020 j	0,534+0,276j		
6-6'	0,551+0,33j	0,004+0,01j	0,55+0,38j		
Б	252+157j				

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
Б	230	230	
1	220	216	
2	220	215	
3	220	209	
4	220	219	
5	10	9,9	
6	10	9,75	
1'	10	10	-3
2'	10	10,05	2
3'	10	10	0
4'	10	10	-3
5'	0,38	0,392	
6'	0,38	0,393	

На рисунку 1.4 показано схему заміщення мережі Б.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

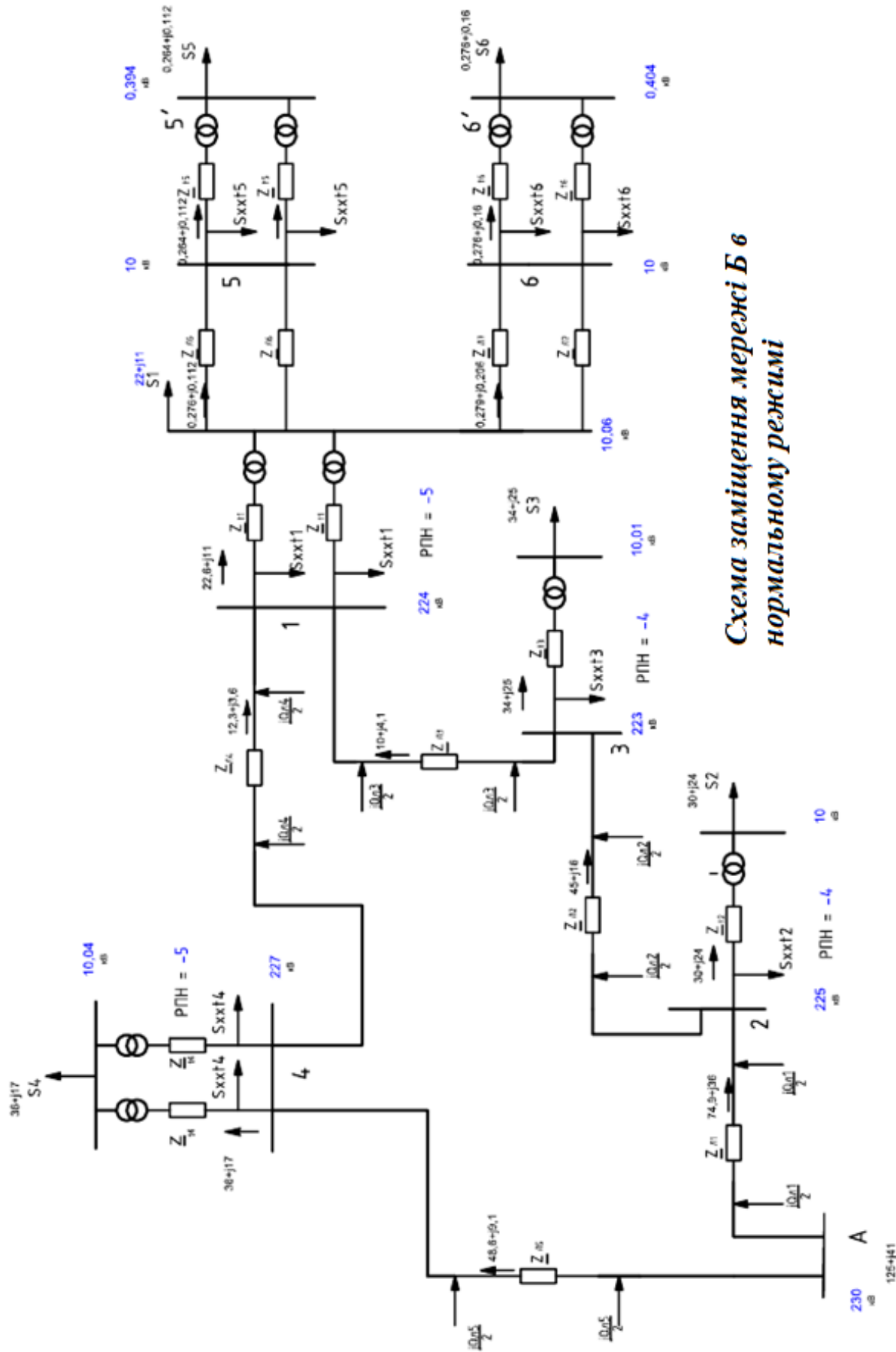


Рис. 1.4 – Схема заміщення мережі Б

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

БР 3.6.141.307 ПЗ

1.3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою [3] :

$$Z = P_n \cdot K + I \quad (1.21)$$

де: P_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що приймається рівним 0,12 [3];

K – капітальні витрати на спорудження мережі;

I – річні експлуатаційні витрати.

У капітальні витрати на спорудження мережі входять вартість ліній і підстанцій. До складу останніх включається вартість трансформаторів, ВРУ і постійні витрати. При виконанні проекту всі вони визначаються за укрупненими показниками вартості [6].

Вартість ліній визначається їх довжиною, номінальною напругою, матеріалом і типом опор, районом по ожеледі і перетином проводів. Вартість трансформаторів залежить від їх якості, типу, потужності і напруги [3].

В даному проекті вартість РУ напругою нижче 110 кВ не враховуються.

Для даного проекту підстанції споживачів однакові для обох схем, тому в економічному розрахунку їх вартість не враховуємо.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми А показано в табл. 1.23.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми Б показано в табл. 1.24.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.23 – Розрахунок втрат електричної енергії схеми А

Ділянка	Параметри, для розрахунку втрат електричної енергії		
	$T_{нб}$, год	τ , год	ΔW , МВ · год
Т6	4550	2936	55
Л7	4550	2936	11
Т5	5240	3678	54
Л6	5240	3678	21
Т4	5720	4243	3831
Т3	4610	2998	1959
Т2	5220	3656	3394
Т1	5490	3968	1670
Л1	4975	3384	8239
Л2	5657	3208	3575
Л3	5476	3950	356
Л4	5576	3951	1007
Л5	5657	4167	10564
Сумарні втрати			1,56%

Таблиця 1.24 – Розрахунок втрат електричної енергії схеми В

Ділянка	Параметри, для розрахунку втрат електричної енергії		
	$T_{нб}$, год	τ , год	$T_{нб}$, год
Т6	4550	2936	55
Л7	4550	2936	11
Л8	5240	3678	54
Т5	5240	3678	21
Л6	5720	4243	3831
Т4	4610	2998	1959
Т3	5220	3656	3394
Т2	5490	3968	1670
Т1	4975	3384	8239
Л1	5657	3208	3575
Л2	5476	3950	356
Л3	5576	3951	1007
Л4	5657	4167	10564
Л5	4550	2936	55
Сумарні втрати			2,1%

$$\Delta W_A < \Delta W_B$$

Найменші приведені затрати будуть для схеми А, тому вибираємо її як основну і виконуємо розрахунок мережі при аварійному та мінімальному режимах роботи.

1.4 АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у таблиці 1.25.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	-	-	-	-	945
Л2	60+52j	6.9+2.5j	61+52j	269	605
Л3	128+108j	5.8+2.1j	134+123j	450	605
Л4	179+137j	12+54j	192+184j	580	605
Л5	264+218j	16+50j	280+260j	705	710
Л6	0,534+0,276j	0,012+0,006j	0,539+0,279j	35	175
Л7	0,558+0,38j	0,003+0,002j	0,562+0,384j	39	175
1-1'	45+22j	0,08+1,4j	45+25j		
2-2'	60+48j	0,218+5,6j	60+55j		
3-3'	68+49j	0,25+8,5j	68+58j		
4-4'	72+35j	0,24+6,1j	72+42j		
5-5'	0,527+0,225j	0,005+0,020j	0,534+0,276j		
6-6'	0,551+0,33j	0,004+0,01j	0,55+0,38j		
А	280+260j				

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у таблиці 1.26.

Таблиця 1.26 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	190	
2	220	175	
3	220	180	
4	220	200	
5	10	9,77	
6	10	9,78	
1'	10	9.8	6
2'	10	9.91	8
3'	10	9.88	8
4'	10	9,99	5
5'	0,38	0,385	
6'	0,38	0,384	

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана на рисунку 1.5.

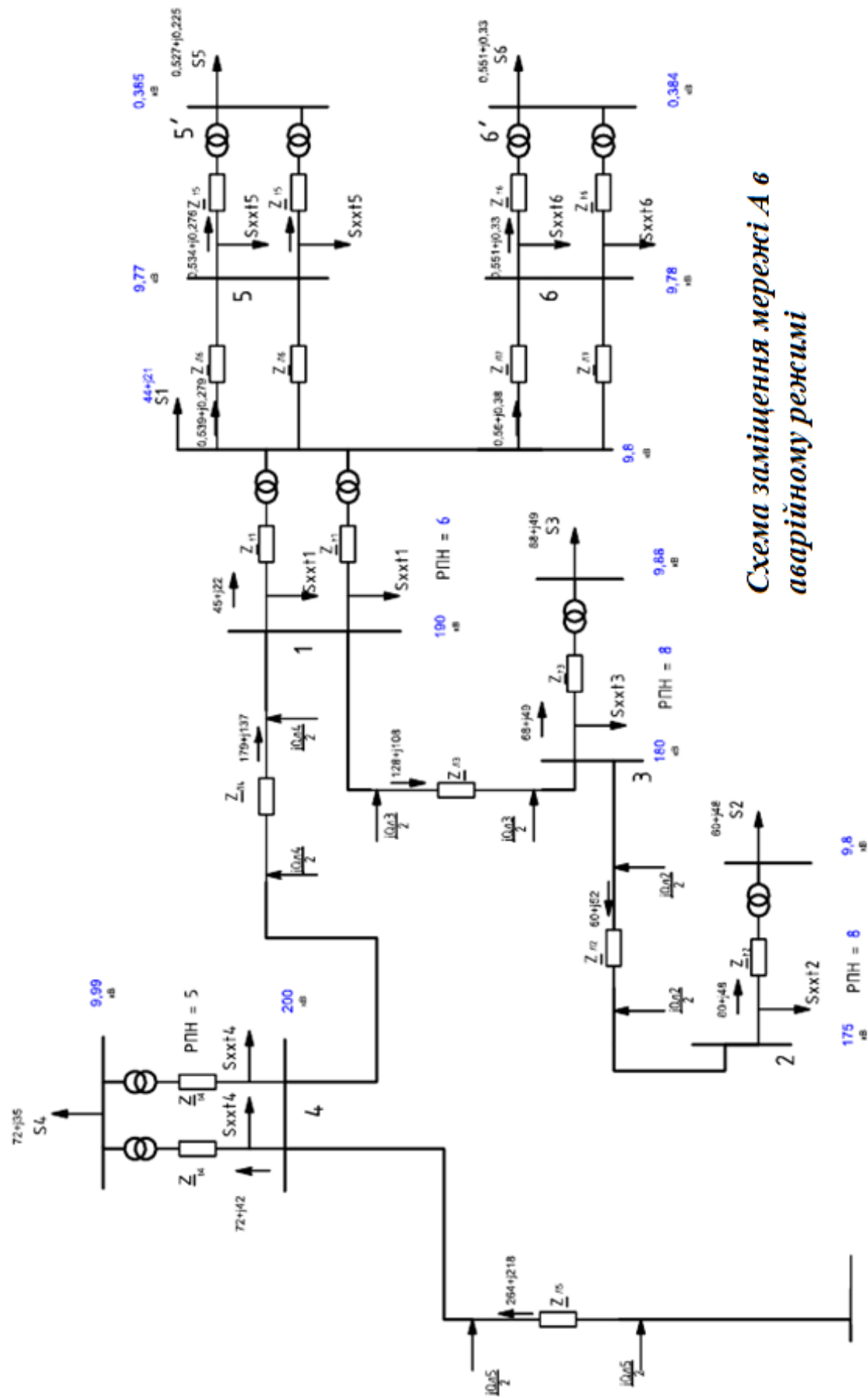


Схема заміщення мережі А в аварійному режимі

Рис. 1.5 – Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми А

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

1.5 РЕЖИМ МІНІМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.2 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (7.1)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.1 або 4.4. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у таблиці 1.27.

Таблиця 1.27 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	Скінцева, МВА	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	74,9+36,2j	0,52+3,6j	75,5+35,8j	219	945
Л2	44,5+15,6j	0,028+0,09j	44,7+13,7j	122	605
Л3	10,3+4,1j	0,0008+0,003j	10,3+0,1j	36	605
Л4	12,3+3,6j	0,054+0,19j	12,4+3,7j	34	605
Л5	48,6+9,1j	0,17+2,4j	49,2+4,5j	129	710
Л6	0,267+0,154j	0,004+0,002j	0,269+0,155j	18	175
Л7	0,279+0,206j	0,006+0,003j	0,281+0,206j	20	175
1-1'	22.6+11.1j	0,027+0,488j	22.7+12,3j		
2-2'	30+24j	0,054+1,3j	30,2+26,5j		
3-3'	34+25j	0,053 +2,3j	34+27j		
4-4'	36+17j	0,059+1,5j	36,2+19,9j		
5-5'	0,264+0,112j	0,002+0,006j	0,267+0,154j		
6-6'	0,276+0,16j	0,002+0,011j	0,279+0,206j		
А	125+40,3j				

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у таблиці 1.28.

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	224	
2	220	225	
3	220	223	
4	220	227	
5	10	10	
6	10	10	
1'	10	10,06	-5
2'	10	10,01	-4
3'	10	10,02	-4
4'	10	10,04	-5
5'	0,4	0,394	
6'	0,4	0,404	

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена на рисунку 1.6.

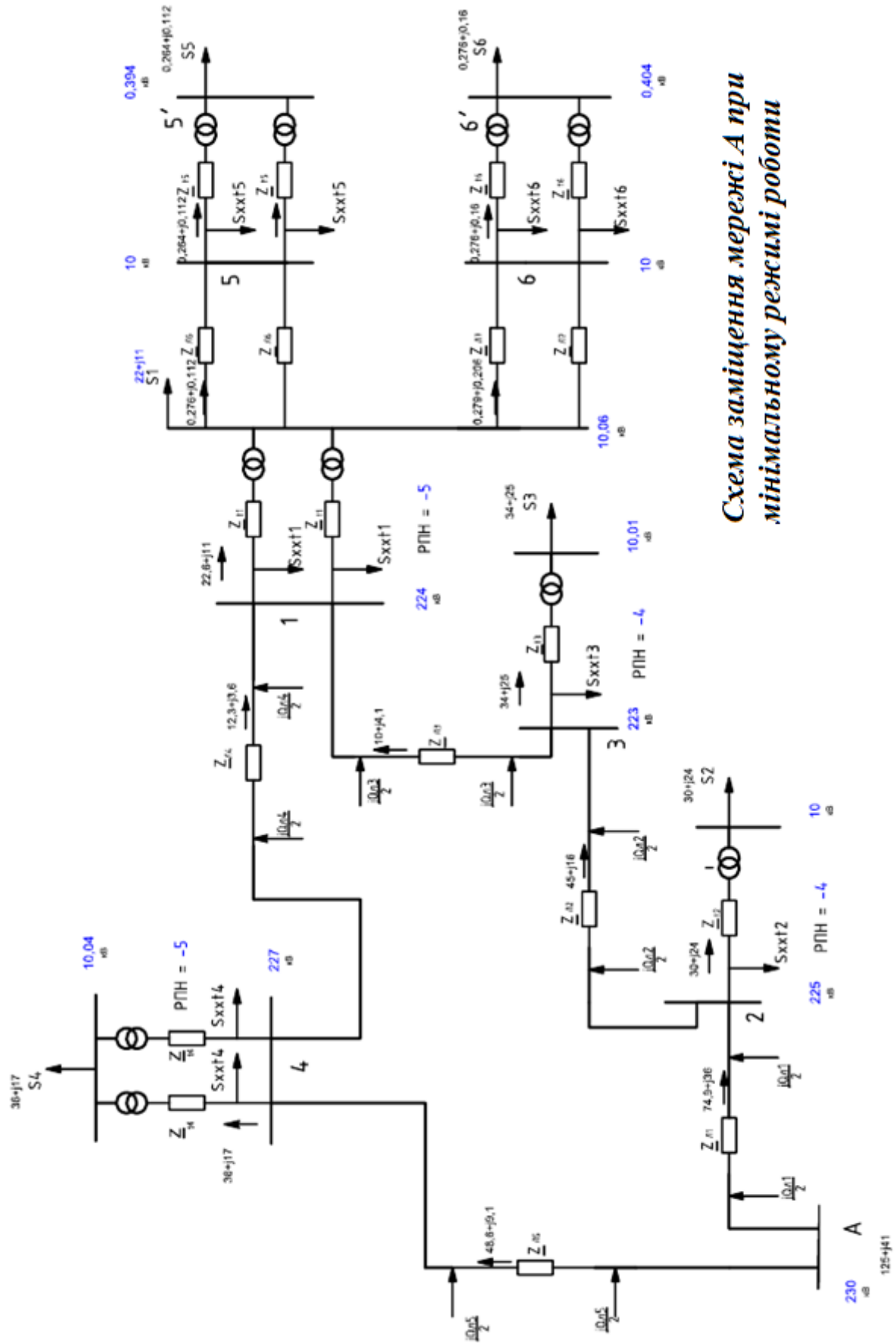


Схема заміщення мережі А при мінімальному режимі роботи

Рис. 1.6 – Схема заміщення мережі при мінімальному режимі

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вибір релейного захисту буде виконуватися для заздалегідь підібраних наступних трансформаторів: ТРДН-40000/220; ТРДЦН-63000/220; ТД-630/10.

2.1 Розрахунок реле для трансформатора ТРДН-40000/220

Розрахуємо перший трансформатор ТРДН-40000/220, та виберемо для нього реле.

Опір трансформатора:

$$X_{\text{трСР}} = \frac{U_{\text{ксп}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = 100,8 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmin}} = \frac{U_{\text{кmin}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U \cdot \text{рпн})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = 106,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmax}} = \frac{U_{\text{кmax}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 + \Delta U \cdot \text{рпн})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = 121,6 \text{ Ом};$$

Максимальні значення струмів КЗ:

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{трmin}})} = \frac{230000}{\sqrt{3} \cdot (100,8 + 106,4)} = 642 \text{ А};$$

$$I_{\text{кmaxНН}}^{(3)} = I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}(1 - \Delta U \cdot \text{рпн})}{U_{\text{НН}}} =$$

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = 642 \cdot \frac{220 \cdot (1 - 0,12)}{11} = 11299,2 \text{ А};$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{maxВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{сmin}} + X_{\text{трmax}})} = 639 \text{ А};$$

$$I_{\text{кmaxНН}}^{(3)} = I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{maxВН}}}{U_{\text{НН}}} = 639 \cdot \frac{220}{11} = 12791,8 \text{ А};$$

Первинний струм спрацювання захисту $I_{\text{сз}}$ вибирається за двома умовами.

Умова відбування від струму небалансу:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБmax}} \geq K_{\text{Н}} \cdot (K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_{\text{i}} + \Delta U \cdot \text{рпн}) \cdot I_{\text{кmax}}$$

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де K_n – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3; $K_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичної складової дорівнює 1; $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1; f_i – коефіцієнт десяти відсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1; $\Delta U \cdot рпн = 0,12$; I_{kmax} – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН:

$$I_{С.З.} = k_{від} \cdot \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = 1,3 \cdot \frac{27800}{\sqrt{3} \cdot 220} = 94 \text{ А.}$$

Струми спрацювання захисту за формулами:

$$I_{сз} \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,05) \cdot 642 = 267 \text{ А}$$

Струми спрацювання реле (вторинний струм):

$$I_{ср} = \sqrt{3} \frac{I_{сзmax}}{n_1} = \frac{393 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 4,5 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{рmin}}{I_{ср}} = \frac{8}{4,5} = 1,7 \leq 2;$$

Це є не припустимо. Для підвищення чутливості необхідно застосувати диференційний захист із гальмуванням, наприклад на реле ДЗТ-11.

Отже для даного трансформатора обираємо реле захисту ДЗТ-11.

2.2 Розрахунок реле для трансформатора ТРДЦН-63000/220

Опір трансформатора:

$$X_{трСР} = \frac{U_{ксп} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{тр}} = 92,1 \text{ Ом};$$

$$X_{трmin} = \frac{U_{kmin} \cdot [U_{ВН} \cdot (1 - \Delta U \cdot рпн)]^2}{100 \cdot S_{тр}} = 111,2 \text{ Ом};$$

$$X_{трmax} = \frac{U_{kmax} \cdot [U_{ВН} \cdot (1 + \Delta U \cdot рпн)]^2}{100 \cdot S_{тр}} = 212 \text{ Ом};$$

Максимальні значення струмів КЗ:

$$I_{kmaxВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{трmin})} = \frac{230000}{\sqrt{3} \cdot (92,1 + 111,2)} = 655 \text{ А};$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{kmaxBH}^{(3)} = \frac{U_{maxBH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{cmin} + X_{трmax})} = \frac{2520000}{\sqrt{3} \cdot (111,2 + 212)} = 450A;$$

$$I_{kmaxHH}^{(3)} = I_{kmaxBH}^{(3)} \cdot \frac{U_{maxBH}}{U_{HH}} = 655 \cdot \frac{220}{11} = 13105 A;$$

Первинний струм спрацювання захисту $I_{сз}$ вибирається за двома умовами.

Умова відбування від струму небалансу:

$$I_{сз} \geq K_H \cdot I_{НБmax} \geq K_H \cdot (K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i + \Delta U \cdot рпн) \cdot I_{kmax}$$

де K_H – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3; $K_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичної складової дорівнює 1; $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1; f_i – коефіцієнт десяти відсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1; $\Delta U \cdot рпн = 0,12$; I_{kmax} – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ

Умова відбування від кидка струму намагнічування трансформатора:

$$I_{сз} \geq K_H \cdot I_{тр}$$

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН:

$$I_{ТР220} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} U_{ВН}} = \frac{45000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 118A$$

Струми спрацювання захисту за формулами:

$$I_{сз} \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,05) \cdot 655 = 272A$$

Струми спрацювання реле (вторинний струм):

$$I_{ср} = \sqrt{3} \frac{I_{сзmax}}{n_1} = \frac{182 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 2,1A.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{рmin}}{I_{ср}} = \frac{4,3}{2,1} = 2,04 \leq 1,5;$$

Це є припустимо для реле типу ДЗТ-21 де його коефіцієнт чутливості повинен бути не менше $K_{ч.р} \geq 1,5$, тобто це реле підходить.

Отже для даного трансформатора обираємо реле захисту ДЗТ-21.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА ТД-630/10

Максимальний струмовий захист повинен налаштуватися від максимального можливого робочого струму.

Визначаємо максимальний робочий струм:

$$I_{\max} = \frac{K_3 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{1,1 \cdot 490}{1,73 \cdot 10} = 31,1 \text{ А};$$

Де $K_3=1,1$ – фактично трансформатор завантажений на 55%, через це беремо 1,1.

Визначаємо первинний струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\max}}{K_{\text{П}}} = \frac{1,1 \cdot 25,4}{0,935} = 29,8 \text{ А};$$

Де $K_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності, $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт повернення, загальноприйняте значення 0,935.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{T}}} = \frac{29,8 \cdot 1}{25} = 1,1 \text{ А};$$

Де $K_{\text{сх}} = 1$ береться по аналогії із розрахунку ТО;

$n_{\text{T}}=25$;

Розрахуємо струм в реле при однофазному КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{р. min}} = \frac{I_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{518}{43} \approx 11,9 \text{ А};$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості при однофазному КЗ трансформатора:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{р. min}}}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{11,9}{1,1} = 10,81 \geq 1,5$$

Тобто умова є виконаною, згідно ПУЕ 7-видання пункт 3.2.21 коефіцієнт чутливості МСЗ повинен бути $> 1,5$ в основній зоні захисту.

Вибираємо час спрацювання МСЗ:

Щоб МСЗ працювала селективно, потрібно відбудовуватися від часу спрацювання попередніх захистів, в даному випадку це вступної автомат на

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

стороні 0,4 кВ, де час його спрацьовування $t_{сз. пред.} = 0,3$ сек.

За рекомендаціями на термінали SEPAM, застосовується тимчасова щабель селективності $\Delta t = 0,3$ сек.

В результаті час спрацьовування МСЗ визначається за формулою:

$$t_{сп} = t_{сз. пред.} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ сек.}$$

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Розрахунки будемо проводити на підстанції типу КТП-25-630/10/0,4 У1

3.1 Визначення розрахункових електричних навантажень

Визначимо номінальний струм сторони ВН:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{490}{1.71 \cdot 10 \cdot 0.82} = 35 \text{ А};$$

Знайдемо коефіцієнт максимуму

$$K_{\text{max}} = K_u \cdot N_{\text{еф}} = 0,63 \cdot 26 = 1.128;$$

Знайдемо середню потужність із формули:

$$K_u = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{НОМ}}};$$

Виходячи з цієї формули:

$$P_{\text{ср}} = K_u \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,63 \cdot 490 \cdot 26 = 8026 \text{ кВт};$$

Знаючи середню потужність визначимо максимальну:

$$P_{\text{max}} = K_{\text{max}} \cdot P_{\text{ср}} = 1.128 \cdot 8026 = 9053 \text{ кВт};$$

Розрахуємо повну потужність:

$$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos\varphi} = \frac{9053}{0.82} = 11040 \text{ кВт};$$

Знаючи повну потужність можемо знайти максимальний струм:

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{11040}{1.73 \cdot 10} = 638 \text{ A};$$

Визначимо номінальний струм сторони НН:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{20}{1.71 \cdot 0.4 \cdot 0.82} = 40 \text{ A};$$

Знайдемо коефіцієнт максимуму

$$K_{\max} = K_u \cdot N_{\text{еф}} = 1.093;$$

Знайдемо середню потужність із формули:

$$K_u = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}};$$

Виходячи з цієї формули:

$$P_{\text{ср}} = K_u \cdot P_{\text{ном}} = 0,46 \cdot 20 \cdot 84 = 772 \text{ кВт};$$

Знаючи середню потужність визначимо максимальну:

$$P_{\max} = K_{\max} \cdot P_{\text{ср}} = 1.128 \cdot 8026 = 844 \text{ кВт};$$

Розрахуємо повну потужність:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\varphi} = \frac{860}{0.86} = 1000 \text{ кВт};$$

Визначимо реактивну потужність виходячи з того що ми маємо повну:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \text{tg}\varphi = 860 \cdot 0.59 = 507 \text{ кВт}$$

Знаючи повну потужність можемо знайти максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{1.73 \cdot 0.4} = 835 \text{ A};$$

Розрахунок вимикачів:

Оберемо секційний вимикач на РУ-10 кВ.

$$I_{\text{роз}} = \frac{I_{\max}}{2} = \frac{835}{2} = 417 \text{ A};$$

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Попередньо вибираємо вимикач на 630 А, так як жоден з параметрів не перевищує відповідного значення припустимої величини, то для даної установки обираємо вимикач 10-20-630.

Для цього вимикача оберемо трансформатор струму на 600 А.

В даному випадку нам підходить по всім параметрам трансформатор струму марки ТвЛМ-10-Р/р-600/5.

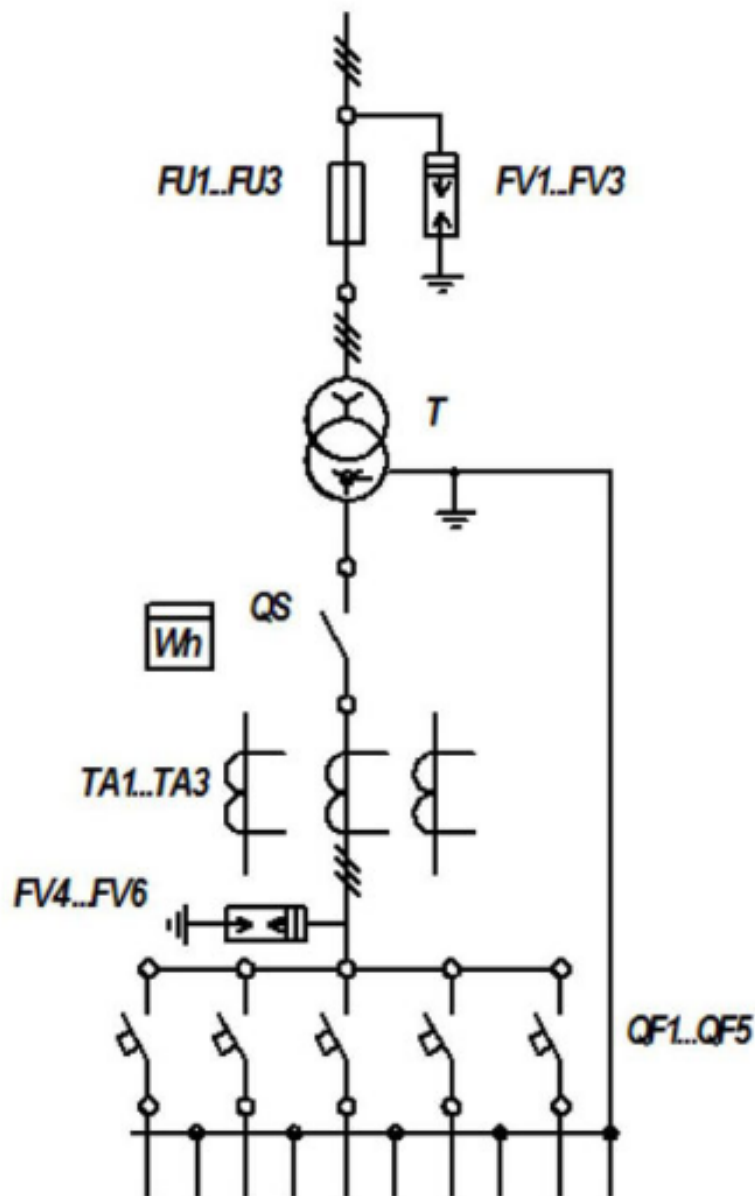


Схема 3.1 – Однолінійна схема КТПУ-1

										Арк.
										46
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

4.БЛИСКАВКОЗАХИСТ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

4.1.РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРП

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220кВ, встановлених на двох порталах, і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$.

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів, розташованих по діагоналі ВРП.

Вихідні дані

Таблиця 4.1 – Розрахункові параметри

A, м	B, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
60	40	40	38	34	8	12	10

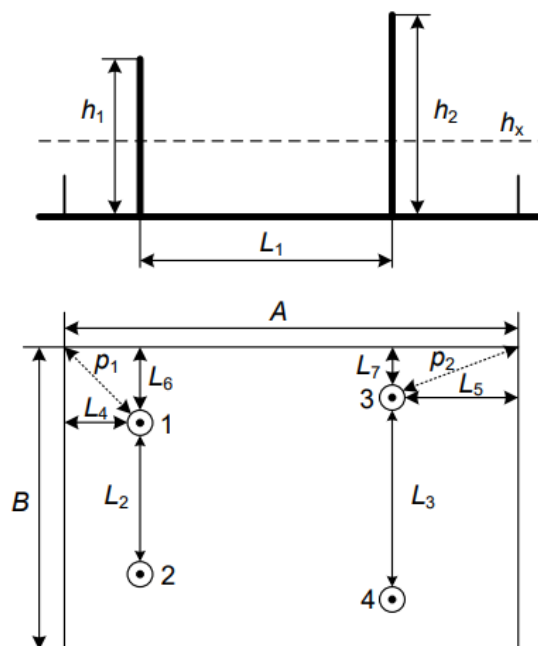


Рисунок 3.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-220кВ

					Арк.	
					47	
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.307 ПЗ	

Розв'язання

Визначимо відстані L_6 та L_7 за наступними формулами:

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 16}{2} = 10 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 30}{2} = 3 \text{ м}$$

Визначаємо відстані p_1 і p_2 :

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,142 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{4^2 + 3^2} = 5 \text{ м}$$

Для зони захисту одиничного стрижньового блискавковідводу необхідної надійності радіус горизонтального перерізу r_x (при чому $r_{x1}=p_1$) на висоті h_x визначається за формулою:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

де r_0 та h_0 – це радіус та висота конуса, значення яких обчислюються за формулами, наведеними у таблиці 3.2 при $P_3 = 0,999$.

Таблиця 4.2 – Розрахунок зони захисту одиничного стрижньового блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,999	від 0 до 30	0,7h	0,6h
	від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h - 30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	від 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3}(h - 100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$

Зони захисту блискавковідводів висотою $h \leq 30$ м були визначені на основі великих лабораторних досліджень. Надійність їх підтверджена тривалим досвідом експлуатації. Вони увійшли як складова частина до низки нормативних документів.

Потім встановлені зони захисту були поширені на блискавковідводи висотою до 100 м, при цьому було введено виправлення, що враховує зниження ефективності блискавковідводів висотою більше 30 м унаслідок бічних ударів блискавки, що уражають блискавковідводи в точках нижче його вершини.

Визначаємо висоту блискавковідводів h_1 і h_2 ($h_1=h_2$). За ДБН при h від 0 до 30м.

$$\begin{cases} h_0 = 0,7 \cdot h_1 \\ r_0 = 0,6 \cdot h_1 \\ r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \end{cases}$$

Розрахувавши систему, отримали : $h_1 = h_2 = 21,59$ м.

Так як отримане значення не входить у заданий інтервал, перерахуємо, взявши формули для h від 30 до 100м. Система матиме вигляд:

$$\begin{cases} h_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 \\ r_0 = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 \\ r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \end{cases}$$

Розрахувавши систему, отримали : $h_1 = h_2 = 21,475$ м.

Визначимо висоту блискавковідводів h_3 і h_4 ($h_3=h_4$). За ДБН при h від 0 до 30м.

$$\begin{cases} h_0 = 0,7 \cdot h_3 \\ r_0 = 0,6 \cdot h_3 \\ r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \end{cases}$$

Розрахувавши систему, отримали : $h_3 = h_4 = 25,32$ м

Граничні відстані L_{\max} і L_c обчислюються за емпіричними формулами табл.

4.3, придатними для блискавковідводів висотою до 150 м.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Розрахунок параметрів зони захисту подвійного стрижньового блискавковідводу

Надійність захисту P_z	Висота блискавковідводу h , м	L_{max} , м	L_c , м
0,999	від 0 до 30	4,25h	2,25h
	від 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[2,25 - 0,01007(h - 30)]h$
	від 100 до 150	4,0h	1,5h

Визначимо зони захисту блискавковідводів 1 та 2 :

$$L_{12} = L_2 = 16 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 12.954 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 15.113 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{23,93(28,35 - 6)}{28,35} = 7.811 \text{ м}$$

$$L_c = [2,25 - 0,01007 \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 48.578 \text{ м}$$

$$L_{max} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 91.757 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 15.113 \text{ м}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 7.811 \text{ м}$$

Розрахунок задовольняє умову $h_x < h_{c12}$.

Визначимо зони захисту блискавковідводів 3 та 4 :

$$L_{34} = L_3 = 30 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6h_3 = 15.192 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7h_3 = 17.724 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 10.049 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 56.97 \text{ м}$$

$$L_{max} = 4,25h_3 = 107.61 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 17.724 \text{ м}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 10.049 \text{ м}$$

Розрахунок задовольняє умову $h_x < h_{c34}$.

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти $h_1 = 21.59\text{м}$.

$$L_{c13} = [2,25 - 0,01007 \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 48.578 \text{ м}$$

$$L_{max13} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 91.757 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 15.113 \text{ м}$$

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти $h_3 = 25.32\text{м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 56.97 \text{ м}$$

$$L_{max31} = 4,25h_3 = 107.61 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 17.724 \text{ м}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{15.113 + 17.724}{2} = 16.419 \text{ м} \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{12.594 + 15.192}{2} = 14.073 \text{ м} \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{14.073 \cdot (16.419 - 6)}{16.419} = 8.93 \text{ м} \end{array} \right.$$

Визначимо параметри зони захисту між 1 та 4 (2 та 3) блискавковідводами.

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 41.049 \text{ м}$$

Розрахуємо зону захисту між блискавковідводами 1 та 4 (2 та 3) за умови, що висота $h_1 = 21.59\text{м}$

$$L_{c14} = [2,25 - 0,01007 \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 48.578 \text{ м}$$

$$L_{max14} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 91.757 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$h_{c14} = h_{01} = 15.113 \text{ м}$$

Розрахуємо зону захисту між блискавковідводами 1 та 4 (2 та 3) за умови, що висота $h_4 = 25.32 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 56.97 \text{ м}$$

$$L_{max41} = 4,25h_4 = 107.61 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 17.724 \text{ м}$$

Перевіримо зони захисту блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3) при спільній їх дії :

$$\begin{cases} h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 16.419 \text{ м} \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 14.073 \text{ м} \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c \min 14} - h_x)}{h_{c \min 14}} = 8.93 \text{ м} \end{cases}$$

В даному завданні були розраховані висота і зона захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, які встановлені на двох порталах і двох блискавковідводах, що стоять окремо. Був накреслений горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів.

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.6:

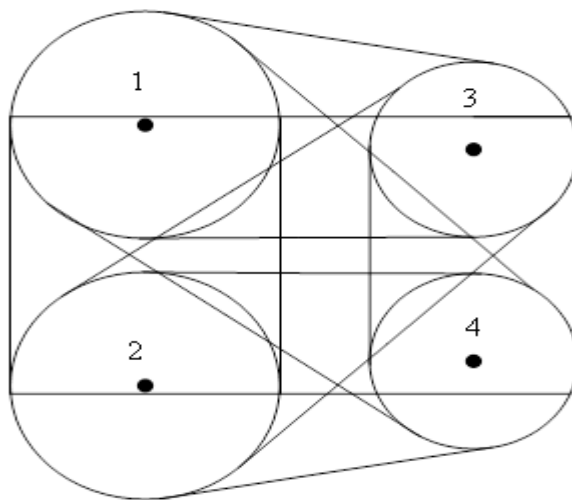


Рис. 6 – Зона захисту підстанції

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

4.2 Розрахунок заземлювального контуру ВРП

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 4.1 – Дані для розрахунку

а, м	в, м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом·м	$n_{\text{тр}}$, шт	$l_{\text{пр}}$, м	Тип тросу
220	300	102	2	280	АС- 300/39

Розв'язок

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованими у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів $l = 10$ м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах знаходимо за формулою:

$$\rho_{\text{розр}} = K \cdot \rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $K = 1,4$ – сезонний коефіцієнт.

Виходячи з $\rho_{\text{розр}}$, визначаємо допустимий опір заземлення опори $R_{\text{оп}}$ високовольтної лінії для грозового сезону. $R_{\text{оп}} \leq 15 \text{ Ом}$.

Величина питомого опору троса $r'_{\text{тр}}$ для тросу типу АС-350/39 дорівнює 2,4 Ом/км.

Опір троса визначимо за формулою:

$$R_{\text{тр}} = \frac{r'_{\text{тр}} \cdot l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{2,4 \cdot 200 \cdot 10^{-3}}{1} = 0,48 \text{ Ом}$$

Опір заземлення системи трос – опора обчислюється за формулою:

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} \cdot R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,48 \cdot 15} = 2,68 \text{ Ом}$$

Отриманий опір $R_{\text{тр-оп}}$ вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП.

$$R_{\text{тр-оп}} = R_{\text{пр}}$$

Допустимий опір R_3 штучного заземлювача за наявності природних заземлювачів визначимо з рівняння:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}} \cdot R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 \cdot 2,68}{2,68 - 0,5} = 0,615 \text{ Ом}$$

де $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю: $R_{\text{доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Схема заземлювального контуру зображена на рисунку 4.1.

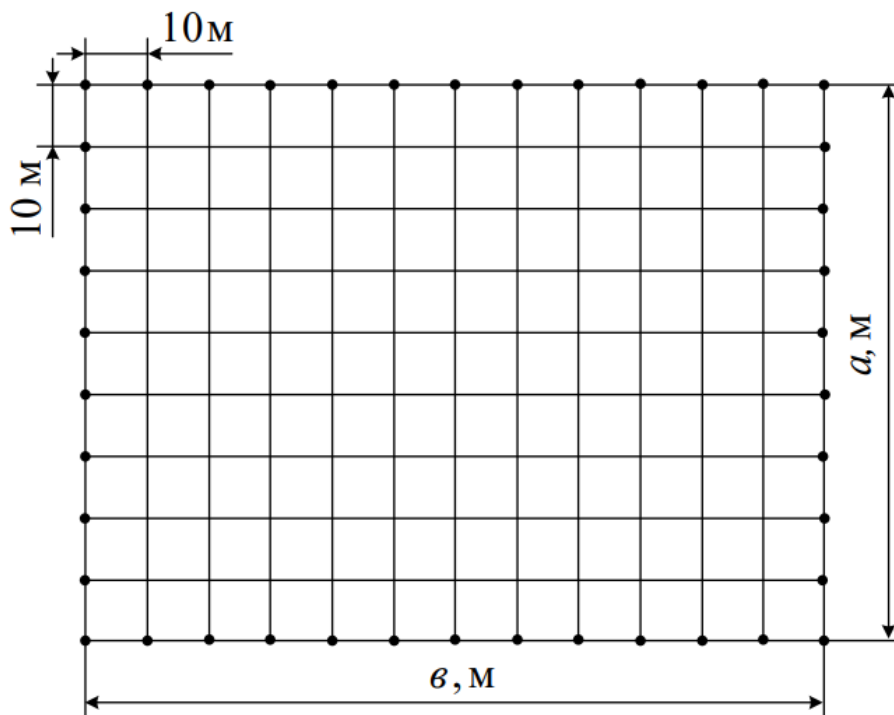


Рисунок 4.1 – Схема заземлювального контуру

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами, розраховується за формулою:

$$R_{\text{з.р.}} = \rho_{\text{роз}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right)$$

де L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

$$L = b \cdot 21 + a \cdot 23 = 9220 \text{ м}$$

l , n – число і довжина вертикальних електродів, значення яких знаходимо за рисунком 4.1.

$$n = 22 \cdot 1 + 20 \cdot 1 = 42 \text{ шт}$$

A – коефіцієнт, що залежить від l/\sqrt{S} . Його знаходимо та таблицею 4.2 за допомогою лінійної інтерполяції.

$$\frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{l}{\sqrt{b \cdot a}} = \frac{10}{\sqrt{220 \cdot 200}} = 0,048$$

Таблиця 4.2 – Значення коефіцієнта A

l/\sqrt{S}	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
A	0,4	0,43	0,40	0,37	0,33	0,26

Для $l/\sqrt{S} = 0,048$ коефіцієнт $A = 0,372$.

Підставляємо значення у формулу знаходження опору заземлювального контуру ВРП:

$$R_{з.р.} = \rho_{роз} \left(\frac{0,372}{\sqrt{200 \cdot 220}} + \frac{1}{9220 + 42 \cdot 10} \right) = 0.263 \text{ Ом}$$

Так як розраховане $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_з$, можемо зробити висновок, що обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

ВИСНОВКИ

В процесі виконання дипломної роботи були досягнуті описані у вступі цілі і вирішені поставлені завдання.

Були знайдені потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Знайдені також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуті величини напруги у вузлах мережі з урахуванням подовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі.

Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список літератури

1. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебедка. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. – 34 с.
2. Неклепаев Б. Н. “Електрична частина електростанцій” М.: Енергоатом видання, 1983-640 с.
3. Рожкова Л. Д., Козулін В. С. “Електроустаткування станцій і підстанцій” М.: Енергоатом видання, 1987-640 с.
4. “Електрична частина електростанцій” Довідник матеріалів для курсового проектування Під ред. Неклепаєва Б. Н. М.: Енергія 1978-455 с.
5. Мірецький В. І., Коломойцев Р. М. “Методичні вказівки по вибору апаратури і лінійних реакторів на ЕОМ” ІФІНГ, 1987-30 с.
6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги [Електронний ресурс]-режим доступу
<https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=705915>
7. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги [Електронний ресурс]-режим доступу
<https://studfile.net/preview/3269680/page:7>

					БР 3.6.141.307 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57