

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" ____ " _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
програми 6.141.00.02 Електротехнічні системи електроспоживання

на тему: «Розрахунок параметрів, режимів та обладнання розподільних
електричних мереж»

Здобувача групи ЕТ-01

О. А. Ковальов

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело.

(підпис)

Олексій КОВАЛЬОВ

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник канд. фіз.-мат. наук, доцент Михайло ПЕТРОВСЬКИЙ _____

Суми – 2024

Анотація

с. 84, рис. 18, табл. 53.

Бібліографічний опис: Ковальов О.А. «Розрахунок параметрів, режимів та обладнання розподільних електричних мереж» : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра : спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. М.В. Петровський. Суми : Сумський державний університет, 2024. 84 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, диференційний струмовий захист трансформатора, грозозахист, блискавкозахист, заземлення, заземлюючі пристрої, схема заміщення мережі, схема підстанції

mains, consumer, category, power, transformer, transmission line, wire, resistance, voltage, substitution circuit, current distribution, switch, disconnecter, current transformer, differential current protection of transformer, lightning protection, lightning protection, earthing, earthing devices, substation scheme

Об'єкт дослідження: електрична частина підстанції.

Короткий огляд.

Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції.

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		3

Перелік скорочень, умовних позначень, термінів

ВН – вища напруга

НН – низька напруга

РП – розподільний пристрій

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією

КП – компенсуючий пристрій

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЕМ – розподільні мережі

РПН – регулювання під навантаженням

СКЗ – струм короткого замикання

СН – середня напруга

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Аркуш
						4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

ВСТУП	7
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Вихідні дані.....	8
1.2 Розробка конфігурації електричних мереж	9
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А.....	12
1.3.1 Визначення довжин лінії	12
1.3.2 Визначення довжин лінії для схеми А	13
1.3.3 Розрахунок струмів та напруги та вибір проводів	14
1.3.4 Вибір трансформаторів схеми А.....	18
1.3.5 Розрахунок втрати потужності та напруги на ділянках мережі схеми А.....	21
1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б	34
1.4.1 Визначення довжин лінії для схеми Б.....	34
1.4.2 Розрахунок струмів та напруг та вибір проводів для схеми Б.....	34
1.4.3 Вибір трансформаторів схеми Б.....	36
1.4.4 Розрахунок втрати потужності та напруги на ділянках мережі схеми Б	38
1.5 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі.....	41
1.5.1 Визначення втрат електроенергії мережі А.....	42
1.5.2 Визначення втрат електроенергії мережі Б.....	44
1.5.3 Вибір основної конфігурації схеми мережі	46

					БР 3.6.141.029 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок параметрів, режимів та обладнання розподільних електричних мереж Пояснювальна записка	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розробив</i>		<i>Ковальов О.А.</i>				5	84	
<i>Керівник</i>		<i>Петровський М.В.</i>				СумДУ, ЕТ-01		
<i>Консульт.</i>								
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

1.6	Аварійний режим роботи електричної схеми А.....	47
1.7	Режим мінімального навантаження схеми А.....	49
1.8	Висновок до розділу.....	51
2.	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	52
2.1	Перевірка потужності силових трансформаторів	52
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	58
2.3	Вибір силового комутаційного обладнання	61
2.4	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	68
2.5	Вибір трансформаторів власних потреб	72
2.6	Компонування розподільчих пристроїв 220 кВ	74
2.7	Компонування розподільчих пристроїв 10 кВ	75
3.	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	76
4.	РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ.....	79
	ВИСНОВКИ.....	81
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	82

ВСТУП

Дана робота присвячена проектуванню електричної мережі з наступною перевіркою в таких режимах: максимальний, мінімальний та аварійний. Досліджуються перетоки потужності та падіння напруги в елементах мережі.

Для аналізу електричної мережі необхідно виконати наступні завдання:

- Розрахувати довжини ліній електропередач;
- Обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та вибрати проводи для ліній, які з'єднують трансформаторні підстанції;
- Вибрати силові трансформатори;
- Обчислити перетоки потужності, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- Перевірити надійність мережі: у разі аварії мережа повинна забезпечувати безперервне електропостачання споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

- Розрахувати їх електричну частину та вибрати силові трансформатори;
- Розрахувати струми коротких замикань та на їх основі вибрати високовольтні апарати розподільчого пристрою і струмопровідні частини;
- Вибрати шини розподільчого пристрою, електровимірювальні трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Для підстанцій також необхідно:

- Розрахувати релейний захист;
- Розрахувати номінальні струми трансформатора;
- Провести розрахунок заземлювальної сітки для підстанції.

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані

Завдання передбачає забезпечення електропостачання для споживачів, розташованих у шести пунктах, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі мають значну потужність, що потребує вибору для них районної підстанції або головної понижувальної підстанції великого підприємства. Для цієї групи споживачів електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два інші споживачі мають відносно невелику потужність і знаходяться поблизу одного з великих споживачів. Це невеликі промислові, сільськогосподарські та житлові райони і населені пункти. Електропостачання цих споживачів планується здійснити від підстанцій великих споживачів з напругою 380 В[1].

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл.1.1

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до проектування:

Параметр	Спож. №1	Спож. №2	Спож. №3	Спож. №4	Спож. №5	Спож. №6
	К	О	В	О	Л	Е
Х, мм	36	26	19	-7	17	10
У, мм	25	21	38	37	27	14
Рmax, МВт*	37	43	54	16	527	551
cos f	0,92	0,95	0,91	0,84	0,92	0,86
Тнб, годин	4790	4530	5180	4230	5240	4550
Категорія	ІІІ	ІІІ	І	ІІІ	ІІ	ІІ

Примітка до таблиці 1.1:

для споживачів 5-6 потужність дана в кВт

Додаткова вихідна інформація про споживачів та їх розміщення приведена в таблиці 1.2

Таблиця 1.2 – Додаткова вихідна інформація про споживачів та їх розташування

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1–4 , км/мм	2
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	1
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі $P_{\text{мін}}$ щодо максимального	0,50

1.2 Розробка конфігурації електричних мереж

Перед розробкою конфігурації електричних мереж необхідно враховувати наступне[1]:

- Слід виділити підстанції, споживачі яких вимагають 100% резервування по мережі та розглянути способи забезпечення цієї вимоги.
- Замкнутою мережею доцільно з'язувати споживачів приблизно однакової потужності.
- По можливості необхідно уникати потоку потужності до джерела живлення.
- У замкнутих мережах не слід допускати мало завантажених ліній.
- Необхідно прагнути передавати електроенергію споживачам найкоротшим шляхом.

Електроспоживачі першої категорії (I), повинні забезпечуватись електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення.

Електроспоживачів другої категорії (II), рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення. Перерва в електропостачанні у разі відмови одного з джерел допускається на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Електроспоживачів третьої категорії (III), електропостачання може бути виконано від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання не перевищує однієї доби[1,3,12].

Перед розробкою конфігурацій мереж ми розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою[1]:

$$S_{max} = P_{max} + j(P_{max} * tg\varphi) \quad (1.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою[1,5]:

$$S_{min} = (P_{max} + j(P_{max} * tg\varphi)) * K_{min} \quad (1.2)$$

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

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів занесемо до таблиці 1.3

Таблиця 1.3 - Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	Спож. №1	Спож. №2	Спож. №3	Спож. №4	Спож. №5	Спож. №6
S_{\max}^*	37+j15,76	43+j14,13	54+j24,6	16+j10,34	527+j224,5	551+j326,9
S_{\min}^*	18.5+j7.88	21.5+j7.065	27+j12.3	8+j5.17	263.5+j112.25	275.5+j163.45

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 1.1 зобразимо перший варіант конфігурації схеми (схема А), на рисунку 1.2 – другий варіант конфігурації (схема Б)

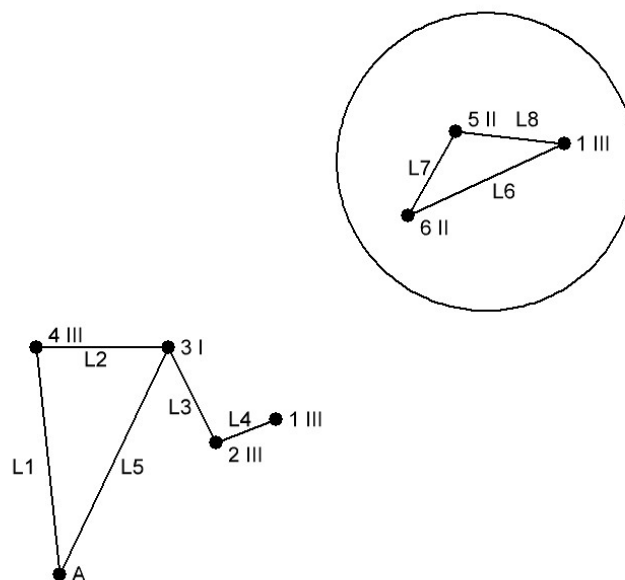


Рисунок 1.1- Конфігурація схеми А

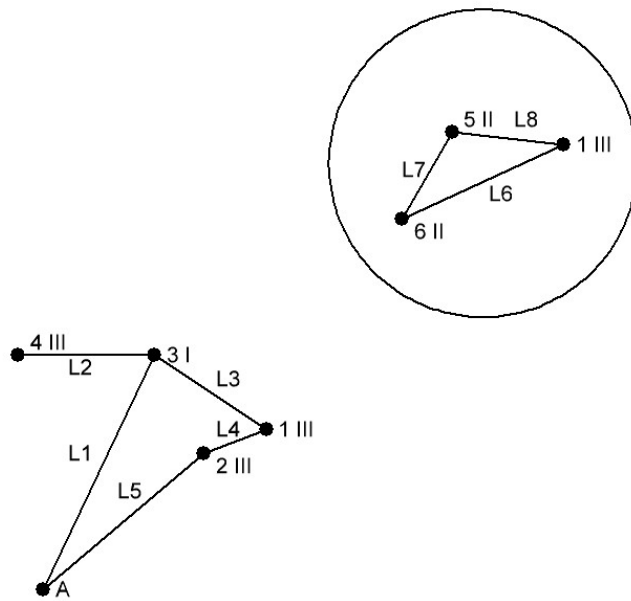


Рисунок 1.2 – Конфігурація схеми Б

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

1.3.1 Визначення довжин лінії

Розраховуємо довжини ліній за формулою[1]:

$$L = l \cdot k_L \quad (1.3)$$

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

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L = 1,25$ [1].

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{дв}$ та довжина лінії розраховується за формулою (1.4):

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L' = L \cdot k_{\text{дв}} \quad (1.4)$$

де $k_{\text{дв}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [1].

Дволанцюгові лінії менш надійні, тому при проектуванні доцільно використовувати одноланцюгових лінії.

1.3.2 Визначення довжин лінії для схеми А

За формулою 1.3 розраховуємо дійсні довжини ліній. Результати розрахунків занесемо в таблицю 1.4

Таблиця 1.4 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина на плані l, км	Дійсна довжина L, км	Коефіцієнт провисання
1	L1(A-4)	38	47,5	1,25
2	L2(4-3)	22	27,5	1,25
3	L3(3-2)	18	22,5	1,25
4	L4(2-1)	10,8	13,5	1,25
5	L5(A-3)	42	52,5	1,25
6	L6(1-6)	1,4	1,75	1,25
7	L7(5-6)	0,8	1	1,25
8	L8(1-5)	0,9	1,13	1,25

1.3.3 Розрахунок струмів та напруги та вибір проводів

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

Спочатку визначимо напругу та потік потужності для замкнутої ділянки мережі (А-4-3). Наведемо схему заміщення:

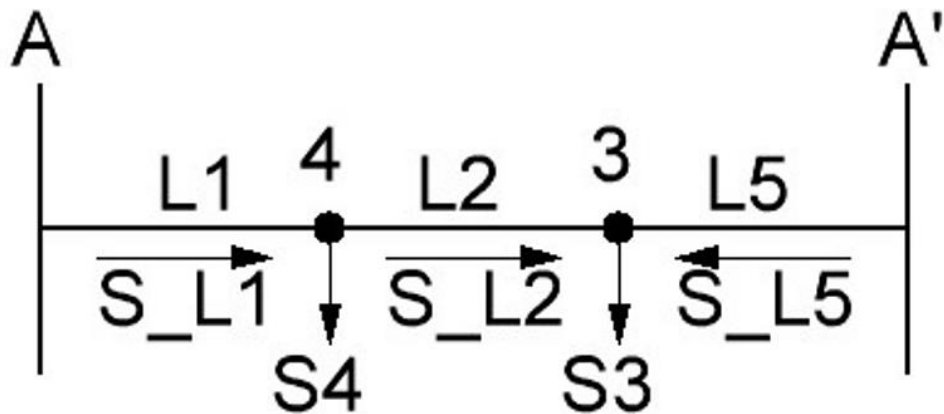


Рисунок 1.3 – Схема заміщення замкнутої ділянки А-4-3

Потужність, що споживається з вузлів 4 та 1, МВА:

$$S_{p4} = S_4 = 16.34 + j10.34 \quad (1.5)$$

$$S_{p3} = S_1 + S_2 + S_3 + S_5 * 10^{-3} + S_6 * 10^{-3} = 151.078 + j65.381 \quad (1.6)$$

$$S_{L1} = \frac{S_{p3} * (L_2 + L_5) + S_{p4} * L_5}{L_1 + L_2 + L_5} = 22.52 + j11.786 \quad (1.7)$$

$$S_{L5} = \frac{S_{p4} * (L_1 + L_2) + S_{p3} * L_1}{L_1 + L_2 + L_5} = 144.558 + j63.936 \quad (1.8)$$

Для перевірки розрахунку складемо баланс потужності, МВА:

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{p4} + S_{p3} = 167.078 + j75.721 \quad (1.9)$$

$$S_{L1} + S_{L5} = 167.078 + j75.721 \quad (1.10)$$

Потік потужності на ділянці 4-3, МВА:

$$S_{L2} = S_{L1} - S_{p4} = 6.52 + j1.446 \quad (1.11)$$

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{L3} = S_1 + S_2 + S_5 + S_6 = 81.078 + j30.441 \quad (1.12)$$

Потік потужності на ділянці 1-2, МВА:

$$S_{L5} = S_{L3} - S_2 = 38.078 + j16.311 \quad (1.13)$$

Потоки потужності на замкнутій ділянці 1-5-6 розраховуємо аналогічно пункту 1.3.3 за формулами 1.5-1.13.

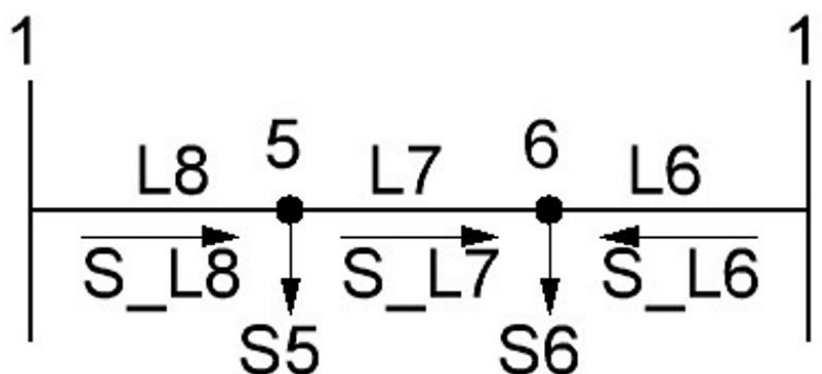


Рисунок 1.4 – Схема заміщення замкнутої ділянки 1-5-6:

Враховуючи довжини ліній і потужності, що йдуть по цих лініях, орієнтовні напруги визначимо по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.14)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Струм в лінії:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.15)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_H – обрана номінальна напруга.

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз провідника:

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (1.16)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

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

j_e – економічна густина струму, А/мм²

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У цьому проекті для побудови ЛЕП ми використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведені у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У таблицю 1.6 зводимо результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, та розраховані за формулою 1.15 струми при напругі 110 та 220 кВ, для ліній L6-L8 при 10 кВ.

Таблиця 1.6– Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=110 кВ	при U=220 кВ	при U=10кВ
L1(A-4)	167,078+j75,72	102,021	133,407	66,703	
L2(4-3)	6,52+j1,145	56,507	35,051	17,53	
L3(3-2)	81,078+j30,441	168,86	454,56	227,3	
L4(2-1)	38,078+j16,3	93,72	217,423	108,7	
L5(A-3)	144,56+j63,94	102,97	829,631	414,82	
L6(1-6)	0,252+j0,143	11,99			16,74
L7(5-6)	0,299+j0,184	13,114			20,26
L8(1-5)	1.078+j0.55	19,56			53,187

За даними з таблиці 1.6 для споживачів 1-4 обираємо напругу 220 кВ, так як за напруги 110 кВ при аварійному режимі протікатимуть струмі більші, ніж допустимі для максимального перерізу провідників при такій напрузі (максимальний переріз – 240 мм², для якого максимальний допустимий струм 605 А); для споживачів 5-6 напруга буде 10 кВ.

До таблиці 1.7 зводимо результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінально тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Дво- чи одноланцюгова	Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу		
L1(A-4)	66,703	220	60,64	АС-240/32	1	605
L2(4-3)	17,53	220	15,932	АС-240/32	1	605
L3(3-2)	227,3	220	227,3	АС-240/32	1	605
L4(2-1)	108,7	220	98,83	АС-240/32	1	605
L5(A-3)	414,82	220	414,82	АС-240/32	1	605
L6(1-6)	16,74	10	15,218	АС-25	1	135
L7(5-6)	20,26	10	18,414	АС-25	1	135
L8(1-5)	53,187	10	48,4	АС-25	1	135

1.3.4 Вибір трансформаторів схеми А

Визначимо потужність кожного з трансформаторів для підстанцій. При цьому на одно-трансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що живляться від нього.

Потужність трансформатора на одно-трансформаторній підстанції:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (1.17)$$

де $S_{\text{ТНОМ}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА;

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_{\text{розр}}$ – потужність одно-трансформаторної підстанції, МВА;

$S_{i\text{max}}$ – максимальна потужність i -го споживача. МВА.

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

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i\text{max}}}{1,4} \quad (1.18)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T\text{ном}}} \quad (1.19)$$

При проектуванні та виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне:

- 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.

Кінцевий вибір трансформаторів наведемо у таблиці 1.8

					<i>БР 3.6.14.1.029 ПЗ</i>	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S _{розр} (1-го тр), МВА	S _{ном} (1-го тр), МВА	K _з	Марка трансформатора
1	40,217	III	1	40,217	63	0.638	ТРДЦН-63000/220
2	45,262	III	1	45,262	63	0.718	ТРДЦН-63000/220
3	59,34	I	2	42,38	40	0.757	ТРДН-40000/220
4	19,05	III	1	19,05	32	0.595	ТРДН-32000/220
5	0,573	II	1	0,573	1,6	0.358	ТМ-1600/10
6	0,641	III	1	0,641	1,6	0.401	ТМ-1600/10

Запас потужності в майбутньому дасть нам змогу розширити мережу для підключення нових споживачів.

Розрахуємо опір та потужність холостого ходу обраних трансформаторів.

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.20)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.21)$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (1.22)$$

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

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

U_{BH} – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги, кВ;

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

U_K – напруга короткого замикання, %;

I_x – струм холостого ходу, %.

Результати розрахунку зведемо до таблиць 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4.

Тип трансформатора	S_n , МВА	Каталожні данні						Розрахункові данні		
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТРДНС-40000/220	40	230	11	11,5	170	50	0,6	5,62	152,09	240
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	11,5	265	70	0,5	3,53	96,56	315
ТРДН-32000/220	32	230	11	11,5	150	45	0,65	7,75	190,109	208

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6.

Тип трансформатора	S_n , кВА	Каталожні данні						Розрахункові данні		
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	16,5	3,3	1,3	0,64	3,44	20,8

1.3.5 Розрахунок втрати потужності та напруги на ділянка мережі схеми А

Обчислимо активний, реактивний та повний опори ліній:

$$R_l = r_0 \cdot l_i \quad (1.23)$$

$$X_l = x_0 \cdot l_i \quad (1.24)$$

$$Z_l = R_l + jX_l \quad (1.25)$$

Повний опір для дволанцюгових ліній:

$$Z_{л} = \frac{R_{л} + jX_{л}}{2} \quad (1.26)$$

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

l_i – довжина лінії, км;

r_0 та x_0 – питомі активні та реактивні опори ліній, Ом/км;

$Z_{л}$ – повний опір лінії, Ом.

Для ліній напругою 110 та 10кВ зарядна потужність має незначне значення, тому знехтуємо нею.

Розрахунок активного, реактивного, повного опору ліній виконуємо за формулами 1.23-1.25 Також при напрузі 220 кВ необхідно враховувати зарядну потужність лінії, що розраховується за формулою:

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.27)$$

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

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

l_i – довжина лінії, км.

Результати розрахунків зведемо до таблиці 1.11

Таблиця 1.11- Параметри ліній схеми А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВА р	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
L1(А-4)	47,5	АС-240/32	0,118+j0,435	2,60	5.977	5,605+j20,663

$$\Delta S = \left(\frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \right) + Q_{\text{Л}} \quad (1.29)$$

- де P - активна потужність на ділянці, МВт;
 Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z - опір ділянки, Ом.
 $Q_{\text{Л}}$ – зарядна потужність лінії, МВАр

Для ліній 110 кВ розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.30)$$

- де P - активна потужність на ділянці, МВт;
 Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z - опір ділянки, Ом.

Починаємо розрахунок з закритої ділянки мережі 1-5-6. На рисунку 1.5 наведена схема заміщення даної ділянки.

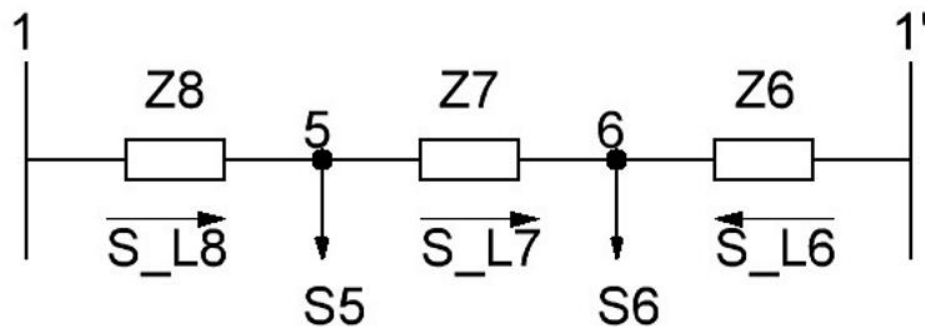


Рисунок 1.5- Схема заміщення контуру 1-5-6 схеми А для розрахунку втрат потужності

Потоки потужності від споживача 1 до споживачів 5 та 6, МВА:

$$S_{L6} = \frac{S_6 \cdot (Z_7 + Z_8) + S_5 \cdot Z_8}{Z_6 + Z_7 + Z_8} = 0,459 + j0,262 \quad (1.31)$$

$$S_{L8} = \frac{S_5 \cdot (Z_7 + Z_6) + S_6 \cdot Z_6}{Z_6 + Z_7 + Z_8} = 0,626 + j0,331 \quad (1.32)$$

Для перевірки розрахунку складемо баланс потужності, МВА:

$$S_6 + S_5 = 1,085 + j0,593 \quad (1.33)$$

$$S_{L8} + S_{L6} = 1,085 + j0,593 \quad (1.34)$$

Потік потужності на ділянці 5-6, МВА:

$$S_{L7} = S_{L8} - S_5 = 0,096 + j0,085 \quad (1.35)$$

Як бачимо, вузол 6 є точкою потокорозподілу, що утворює дві розімкнуті лінії 1-6' та 1-6''. В результаті утвориться наступна схема заміщення:

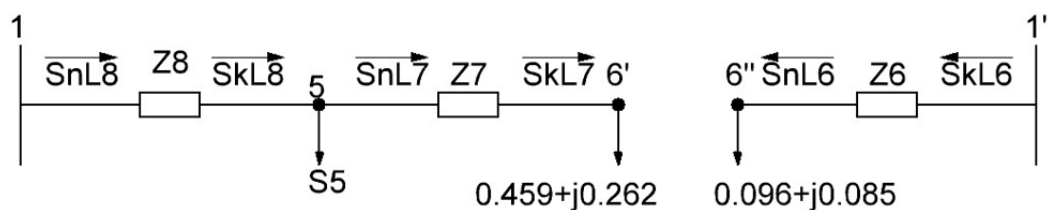


Рисунок 1.6 – Схема заміщення контуру 1-5-6 схеми А для розрахунку втрат потужності з точкою потокорозподілу.

Розглянемо спочатку лінію 1-6''. За кінцеву потужність приймемо, МВА:

$$S_{L6}^K = 0,459 + j0,262 \quad (1.36)$$

Втрати потужності на ділянці 1-6, МВА:

$$\Delta S_{L6} = \frac{P_{L6}^2 + Q_{L6}^2}{U_{\text{ном}}^2} * Z_6 = \frac{0,459^2 + j0,262^2}{10^2} * 2,013 + j0,704 = (5,623 + j1,965) * 10^{-3} \quad (1.37)$$

Початкова потужність ділянки 1-6, МВА:

$$S_{L6}^{\text{П}} = S_{L6}^{\text{К}} + \Delta S_{L6} = 0,464 + j0,264 \quad (1.38)$$

Тепер перейдемо до ділянки 5-6. Потужність в кінці ділянки, МВА:

$$S_{L7}^{\text{К}} = S_{L7} = 0,096 + j0,085 \quad (1.39)$$

Втрати потужності на ділянці 5-6, МВА:

$$\Delta S_{L7} = \frac{P_{L7}^2 + Q_{L7}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_7 = 1,891 * 10^{-4} + j6,609 * 10^{-5} \quad (1.40)$$

Початкова потужність ділянки 5-6, МВА:

$$S_{L7}^{\text{П}} = S_{L7}^{\text{К}} + \Delta S_{L7} = 0,096 + j0,086 \quad (1.41)$$

Потужність в кінці ділянки 1-5 за законом Кірхгофа, МВА:

$$S_{L8}^{\text{К}} = S_{L7}^{\text{П}} + S_5 = 0,626 + j0,331 \quad (1.42)$$

Втрати потужності на ділянці 1-5, МВА:

					<i>БР 3.6.14.1.029 ПЗ</i>	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta S_{L8} = \frac{P_{L8}^2 + Q_{L8}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_8 = (5,581 + j1,949) * 10^{-4} \quad (1.43)$$

Початкова потужність ділянки 1-5, МВА:

$$S_{L8}^{\Pi} = S_{L8}^{\text{K}} + \Delta S_{L8} = 0,627 + j0,331 \quad (1.44)$$

Перейдемо до розрахунку частини мережі вищої напруги.

Кінцева потужність на ділянці 1-2, МВА:

$$S_{L4}^{\text{K}} = S_1 + S_{L6}^{\Pi} + S_{L8}^{\Pi} = 38.161 + j16,67 \quad (1.45)$$

Втрати потужності на ділянці 1-2, МВА:

$$\Delta S_{L4} = \left(\frac{P_{L4}^2 + Q_{L4}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_4 \right) * Q_{L4} = 11.321 + j41.704 \quad (1.46)$$

Початкова потужність на ділянці 1-2, МВА:

$$S_{L4}^{\Pi} = S_{L4}^{\text{K}} + \Delta S_{L4} = 49.482 + j58.374 \quad (1.47)$$

Кінцева потужність на ділянці 3-2, МВА:

$$S_{L3}^{\text{K}} = S_2 = 43.07 + j14.445 \quad (1.48)$$

Втрати потужності на ділянці 3-2, МВА:

$$\Delta S_{L3} = \left(\frac{P_{L3}^2 + Q_{L3}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_3 \right) * Q_{L3} = 60.345 + j221.633 \quad (1.49)$$

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Початкова потужність на ділянці 3-2, МВА:

$$S_{L3}^{\Pi} = S_{L3}^K + \Delta S_{L3} = 103.415 + j236.078 \quad (1.50)$$

Проводимо розрахунок закритої ділянки А-3-4

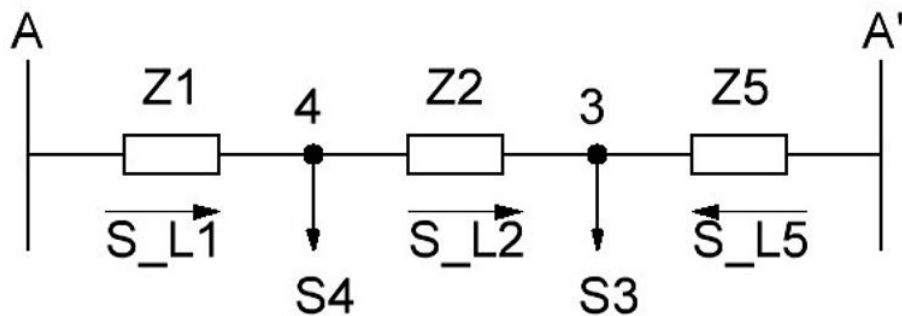


Рисунок 1.7- Схема заміщення контуру А-3-4 схеми А для розрахунку втрат потужності

Потоки потужності від споживача А до споживачів 3 та 4, МВА:

$$S_{L5} = \frac{S_3 \cdot (Z_2 + Z_1) + S_4 \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_5} = 37,758 + j18,67 \quad (1.51)$$

$$S_{L1} = \frac{S_4 \cdot (Z_2 + Z_5) + S_3 \cdot Z_5}{Z_1 + Z_2 + Z_5} = 32,337 + j16,958 \quad (1.52)$$

Для перевірки розрахунку складемо баланс потужності, МВА:

$$S_4 + S_3 = 70.095 + j35.628 \quad (1.53)$$

$$S_{L5} + S_{L1} = 70.095 + j35.628 \quad (1.54)$$

Потік потужності на ділянці 5-6, МВА:

$$S_{L2} = S_{L1} - S_4 = 16.292 + j6.41 \quad (1.55)$$

Як бачимо, вузол 3 є точкою поточкорозподілу, що утворює дві розімкнуті лінії 1-3' та 1'-3''. В результаті утвориться наступна схема заміщення:

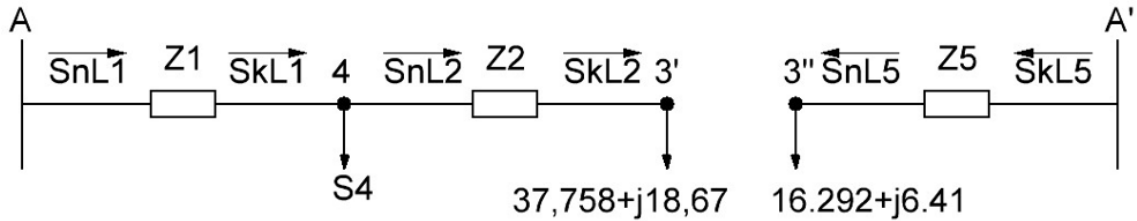


Рисунок 1.8 – Схема заміщення контуру А-3-4 схеми А для розрахунку втрат потужності з точкою поточкорозподілу.

Розглянемо спочатку лінію А'-3''. За кінцеву потужність приймемо, МВА:

$$S_{L5}^K = 37.758 + j18.67 \quad (1.56)$$

Втрати потужності на ділянці А'-3'', МВА:

$$\Delta S_{L5} = \left(\frac{P_{L5}^2 + Q_{L5}^2}{U_{ном}^2} * Z_5 \right) * Q_{L5} = 1.5 + j5.531 \quad (1.57)$$

Початкова потужність ділянки А'-3'', МВА:

$$S_{L5}^\Pi = S_{L5}^K + \Delta S_{L5} = 39.258 + j24.201 \quad (1.58)$$

Тепер перейдемо до ділянки 4-3. Потужність в кінці ділянки, МВА:

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{L2}^K = S_{L2} = 16.292 + j6.41 \quad (1.59)$$

Втрати потужності на ділянці 4-3, МВА:

$$\Delta S_{L2} = \left(\frac{P_{L2}^2 + Q_{L2}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_2 \right) * Q_{L2} = 0.071 + j0.262 \quad (1.60)$$

Початкова потужність ділянки 4-3, МВА:

$$S_{L2}^П = S_{L2}^K + \Delta S_{L2} = 16.363 + j6.672 \quad (1.61)$$

Потужність в кінці ділянки А-4 за законом Кірхгофа, МВА:

$$S_{L1}^K = S_{L2}^П + S_4 = 32.358 + j17.034 \quad (1.62)$$

Втрати потужності на ділянці А-4, МВА:

$$\Delta S_{L1} = \left(\frac{P_{L1}^2 + Q_{L1}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_1 \right) * Q_{L1} = 0.926 + j3.407 \quad (1.63)$$

Початкова потужність ділянки А-4, МВА:

$$S_{L1}^П = S_{L1}^K + \Delta S_{L1} = 33.334 + j20.628 \quad (1.64)$$

Потужність джерела А, МВА:

$$S_A = S_{L1}^П + S_{L5}^П = 72.592 + j44.829 \quad (1.65)$$

Результати розрахунку потужностей заносимо до таблиці 1.12

					<i>БР 3.6.14.1.029 ПЗ</i>	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12- Результати розрахунку потужностей схеми А

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
L1(A-4)	33.334+j20.628	0.926+j3.407	32.358+j17.034	66,703	605
L2(4-3)	16.363+j6.672	0.071+j0.262	16.292+j6.41	17,53	605
L3(3-2)	103.415+j236.078	60.345+j221.633	43.07+j14.445	227,3	605
L4(2-1)	49.482+j58.374	11.321+j41.704	38.161+j16.67	108,7	605
L5(A-3)	39.258+j24.201	1.5+j5.531	37.758+j18.67	414,82	605
L6(1-6)	0.464+j0.264	$(5.623+j1.966)*10^{-3}$	0.459+j0.262	16,74	135
L7(5-6)	0.096+j0.086	$1.891*10^{-4}+j6,609*10^{-5}$	0.096+j0.085	20,26	135
L8(1-5)	0.627+j0.331	$(5.581+j1.949)*10^{-4}$	0.626+j0.331	53,187	135
1-1`	37.07+j16.075	0.07+j0.315	37+j15.76		
2-2`	43.07+j14.445	0.07+j0.315	43+j14.13		
3-3`	54.05+j25.08	0.05+j0.48	54+j24.6		
4-4`	16.045+j10.548	0.045+j0.208	16+j10.34		
5-5`	0.53+j0.245	0,0033+j0,021	0.527+j0.225		
6-6`	0.554+j0.348	0,0033+j0,021	0.551+j0.327		
А	72.592+j44.829				

Розрахунок напруг у вузлах 1-4 мережі проводимо від джерела за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P^{II,R} + Q^{II,X}}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P^{II,X} - Q^{II,R}}{U_i}\right)^2} \quad (1.66)$$

- де P^{II} – активна потужність на початку ділянки, МВА;
 Q^{II} – реактивна потужність на початку ділянки, МВАр;
R та X – активний та реактивний опір, Ом;
 U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;
 U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ

Для ліній 110 кВ розрахунок напруг у вузлах мережі проводимо від джерела, розрахункова формула:

$$U_{i+1} = U_i - \frac{P^{\Pi} * R + Q^{\Pi} * X}{U_i} \quad (1.67)$$

- де P^{Π} – активна потужність на початку ділянки, МВА;
 Q^{Π} – реактивна потужність на початку ділянки, МВАр;
 R та X – активний та реактивний опір, Ом;
 U_{+1} - напруга у вузлі, кВ;
 U - напруга у попередньому вузлі, кВ

Напруга на низькій стороні трансформатора, кВ:

$$U_H = \frac{U_B}{K_T} \quad (1.68)$$

де U_H , U_B – напруги відповідно низької та високої сторони трансформатора, кВ;

K_T – коефіцієнт трансформації трансформатора.

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

$$d = 100\% - \frac{U_H}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.69)$$

Результати розрахунку втрат напруг наведемо у таблиці 1.13.

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі А

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Відхилення напруги, %
А	230	230	-
1	220	214.336	2.642
2	220	215.32	2.176
3	220	226.544	1.53
4	220	227,34	1.17
5	10	10,523	1.868
6	10	10,516	2.167
1`	10	10,251	2.447
2`	10	10,2	2.89
3`	10	10,298	1.526
4`	10	10,835	1.17
5`	0,4	0,383	4,53
6`	0,4	0,382	4,599

Схема заміщення мережі А показана на рисунку 1.9:

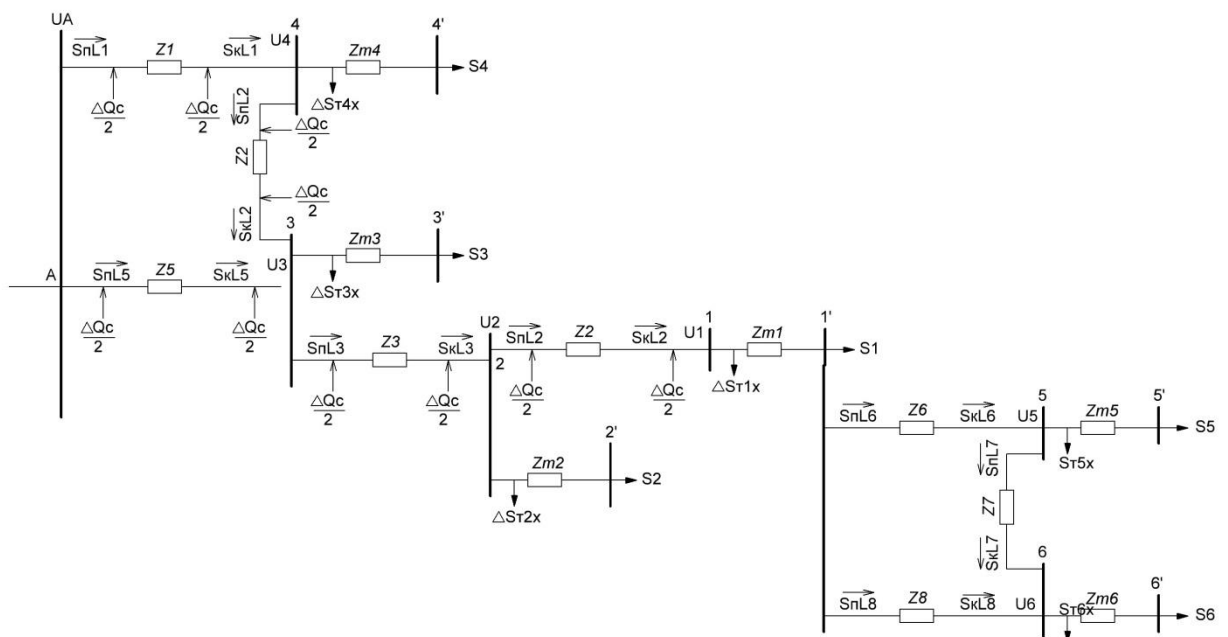


Рисунок 1.9 – Схема заміщення мережі А

1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б

1.4.1 Визначення довжин лінії для схеми Б

Аналогічно схемі А визначаємо довжини лінії для схеми Б, за формулою 1.1 з пункту 1.3.1, та заносимо результати до таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина на плані l, км	Дійсна довжина L, км	Коефіцієнт провисання
1	L1(A-3)	42	52,5	1,25
2	L2(4-3)	22	27,5	1,25
3	L3(3-1)	21,6	27	1,25
4	L4(1-2)	10,8	13,5	1,25
5	L5(A-2)	34	42,5	1,25
6	L6(1-6)	1,4	1,75	1,25
7	L7(5-6)	0,8	1	1,25
8	L8(1-5)	0,9	1,13	1,25

1.4.2 Розрахунок струмів та напруг та вибір проводів для схеми Б

Розраховуємо значення напруги та струмів на всіх ділянках мережі. Для схеми зображеної на рисунку 1.2 розрахунок потужностей проводимо по формулах (1.5 – 1.13). Також визначаємо напругу на ділянках за формулою (1.14) та струм за формулою (1.15). Переріз провідників визначаємо за методом економічної густини струму за формулою (1.16). У даному проекті для побудови ЛЕП використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини для таких провідників наведено у табл. 1.5. У табл. 1.15 наведено результати орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 – Потоки потужності та струми в лініях схеми Б

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=110 кВ	при U=220 кВ	при U=10кВ
L1(A-3)	71.657+j32.348	169.121	412.647	206.323	
L2(4-3)	70+j34.94	151.193	410.63	205.315	
L3(3-1)	1.657+j2.592	38.674	16.148	8.074	
L4(1-2)	35.343+j18.352	107.053	209.022	104.511	
L5(A-2)	78.343+j32.482	168.2	445.138	222.569	
L6(1-6)	0.456+j0.245	15.523			29.88
L7(5-6)	0.095+j0.082	7.802			7.249
L8(1-5)	0.622+j0.307	17.338			40.038

Для споживачів 1-4 обираємо напругу 110 кВ, для споживачів 5-6 напруга буде 10 кВ.

Зведемо в таблицю 1.16 результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.16 – Вибір проводів мережі Б

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Дво- чи одноколова	Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу		
L1(A-3)	412.647	110	375.134	АС-150/24	1	450
L2(4-3)	410.63	110	373.3	АС-150/24	1	450
L3(3-1)	16.148	110	16.148	АС-150/24	1	450
L4(1-2)	209.022	110	190.02	АС-150/24	1	450
L5(A-2)	445.138	110	445.138	АС-150/24	1	450
L6(1-6)	29.88	10	27.164	АС-50/8	1	210
L7(5-6)	7.249	10	6.59	АС-50/8	1	210
L8(1-5)	40.038	10	36.398	АС-50/8	1	210

1.4.3 Вибір трансформаторів схеми Б

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Для вибору трансформаторів на підстанціях використовуємо формули (1.17-1.19). Результати вибору трансформаторів занесемо у табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{розр}$ (1-го тр), МВА	$S_{ном}$ (1-го тр), МВА	K_3	Марка тр-ра
1	40,217	III	1	40,217	63	0.638	ТДН-63000/110
2	45,262	III	1	45,262	63	0.718	ТДН-63000/110
3	59,34	I	2	42,38	40	0.757	ТДН-40000/110
4	19,05	III	1	19,05	25	0.595	ТДН-25000/110
5	0,573	II	1	0,573	1,6	0.358	ТМ-1600/10
6	0,641	III	1	0,641	1,6	0.401	ТМ-1600/10

Так як і при конфігурації схеми А запас потужності надасть нам змогу розширити мережу для підключення нових споживачів.

Параметри трансформаторів, які ми підібрали для конфігурації схеми Б, розраховуються аналогічно, як і для конфігурації схеми А, використовуючи формули 1.20-1.21 з пункту 1.3.4.

Дані, отримані в результаті цих розрахунків, зводяться до таблиць 1.18 та 1.19. У цих таблицях детально представлені всі розраховані параметри трансформаторів, що дозволяє наочно побачити та порівняти їх характеристики для різних конфігурацій схем.

Таблиця 1.18 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4.

Тип трансформатора	S_H , МВА	Каталожні данні						Розрахункові данні		
		$U_{НОМ}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТДН-63000/110	63	115	38,5	10,5	245	50	0,5	2,03	34,72	200
ТДН-40000/110	40	115	38,5	10,5	170	34	0,55	0,57	22,04	346,5
ТДН-25000/110	25	115	38,5	10,5	120	25	0,65	2,54	55,545	162,5

Таблиця 1.19 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S_H , кВА	Каталожні данні						Розрахункові данні		
		$U_{НОМ}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	16,5	3,3	1,3	0,64	3,44	20,8

1.4.4 Розрахунок втрати потужності та напруги на ділянках мережі схеми Б

Розрахунок активного, реактивного та повного опору ліній виконуємо за формулами 1.23-1.25, та заносимо результат розрахунку до таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Параметри ліній схеми Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		$Z_{л}, \text{Ом}$
			$Z_0, \text{Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6},$ См/км	
L1(A-3)	52,5	АС-150/24	0.194+j0.420	2.7	10.185+j22.05
L2(4-3)	27,5	АС-150/24	0.194+j0.420	2.7	5.335+j11.55
L3(3-1)	27	АС-150/24	0.194+j0.420	2.7	5.238+j11.34
L4(1-2)	13,5	АС-150/24	0.194+j0.420	2.7	2.619+j5.67
L5(A-2)	42,5	АС-150/24	0.194+j0.420	2.7	8.245+j17.85
L6(1-6)	1,75	АС-50/8	0,595+j0,378	-	1.041+j0.662
L7(5-6)	1	АС-50/8	0,595+j0,378	-	0.595+j0.378
L8(1-5)	1,13	АС-50/8	0,595+j0,378	-	0.672+j0.427

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.18 та 1.19), 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 110 кВ проводимо за формулою (1.30).

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. Напругу розраховуємо за формулою (1.66– 1.68).

Вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	Відхилення напруги, %
1`	10	10,598	3,795
2`	10	10,535	4,41
3`	10	10,483	4,927
4`	10	10,62	3,581
5`	0,4	0,383	4,53
6`	0,4	0,382	4,599

Схема заміщення мережі Б показана на рисунку 1.10.

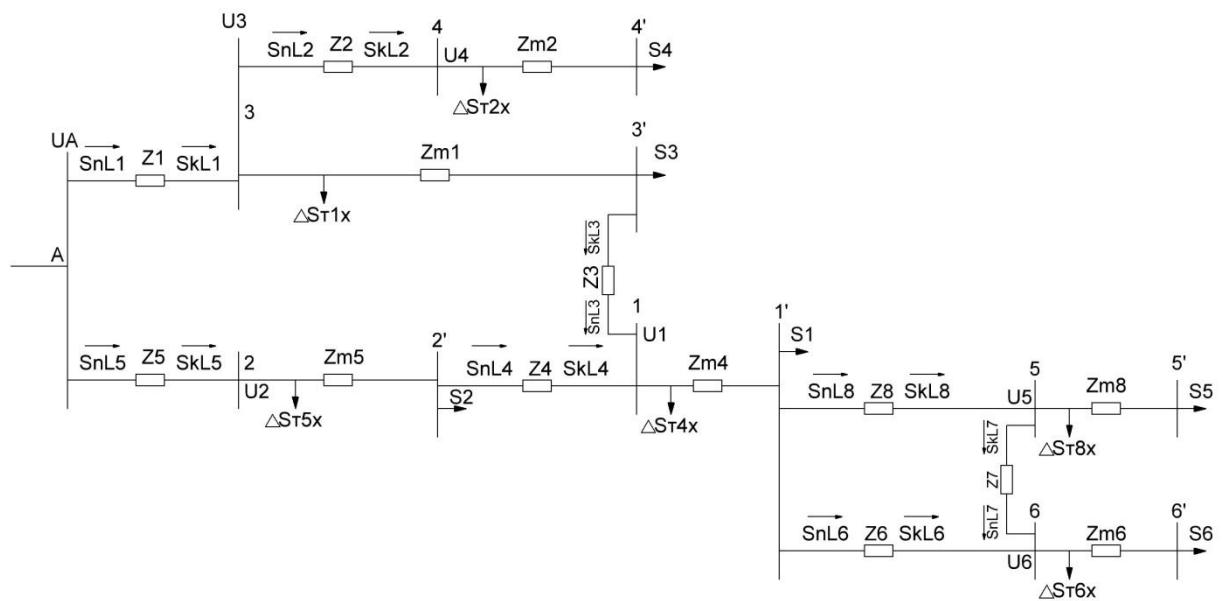


Рисунок 1.10 – Схема заміщення мережі Б

1.5 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращої з двох конфігурацій які ми розглянули. Критерієм цього є мінімум приведених витрат.

Розрахунок будемо проводити за часом найбільших втрат. Для кожної ділянки запишемо найбільші втрати потужності $\Delta P_{\text{НБ}}$, що відповідає передачі електричною мережею найбільшого навантаження $S_{\text{НБ}}$ та час використання найбільшого навантаження $T_{\text{НБ}}$. Час найбільших втрат визначається за емпіричною формулою:

$$\tau_i = (0,124 + T_{\text{НБ}} * 10^{-4})^2 * 8760 \quad (1.70)$$

де $T_{\text{НБ}}$ - час використання найбільшого навантаження, г.

Втрати електроенергії в лінії, кВт*год:

$$\Delta W_L = \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 * R_L * \tau + \Delta P_L * 8760 \quad (1.71)$$

де $S_{\text{НБ}}$ – найбільше навантаження електричної мережі, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга лінії, кВ;

R_L – активний опір лінії, Ом;

τ – Час найбільших втрат, г;

ΔP_L – втрати активної потужності в лінії, кВт.

					<i>БР 3.6.141.029 ПЗ</i>	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати електроенергії в трансформаторі, кВт*год:

$$\Delta W_T = \Delta P_K * \left(\frac{S_{НБ}}{S_{НОМ}} \right)^2 * \tau + \Delta P_X * 8760 \quad (1.72)$$

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

ΔP_K – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

ΔP_X – втрати холостого ходу трансформатора, кВт.

1.5.1 Визначення втрат електроенергії мережі А

Необхідні дані для визначення втрат в лініях конфігурації схеми А наведені в таблиці 1.23.

Таблиця 1.23 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях схеми А

Ділянка	$T_{НБ}$, Г	$S_{НБ}$, кВА	ΔP_L , кВт	R_L , Ом	τ , Г	ΔW_L , кВт*год
L1(A-4)	4230	$33334 + j2062$ 8	926	5,605	2718	$3,58 * 10^8$
L2(4-3)	8414	$16363 + j6672$	71	3,245	140	$3,13 * 10^6$
L3(3-2)	4530	$103415 + j2360$ 78	60345	3,245	3024	$2,70 * 10^9$
L4(2-1)	4790	$49482 + j5837$ 4	11321	0,797	3303	$2,32 * 10^8$
L5(A-3)	5180	$39258 + j2420$ 1	1500	6,195	3744	$7,52 * 10^8$
L6(1-6)	4550	$464 + j264$	5,623	2,013	3045	$1,32 * 10^7$
L7(5-6)	9084	$96 + j86$	0,1891	1,150	140	$1,65 * 10^4$
L8(1-5)	5240	$627 + j331$	0,5581	1,3	3814	$1,36 * 10^9$

Визначимо $T_{НБ}$ для ділянки 4-3, г:

$$T_{НБ2} = \frac{R_1 * T_{НБ1} + R_5 * T_{НБ5}}{R_1 + R_5} = 8414 \quad (1.73)$$

Визначимо $T_{НБ}$ для ділянки 5-6, г:

$$T_{НБ7} = \frac{R_6 * T_{НБ6} + R_8 * T_{НБ8}}{R_6 + R_8} = 9084 \quad (1.74)$$

Просумуємо всі втрати в лініях, кВт*год:

$$\Delta W_{LA} = \Delta W_{L1} + \Delta W_{L2} + \Delta W_{L3} + \Delta W_{L4} + \Delta W_{L5} + \Delta W_{L6} + \Delta W_{L7} = 4,06 * 10^9 \quad (1.75)$$

Усі розраховані дані запишемо в таблицю 1.23.

Запишемо необхідні данні для визначення втрат в трансформаторах в таблицю 1.24. На ПС, де встановлені по два трансформатори, втрати холостого ходу та короткого замикання збільшуються удвічі.

Таблиця 1.24 – Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах схеми А

Трансформатор	$T_{НБ}$, Г	$S_{НБ}$, кВА	$S_{НОМ}$, кВА	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	τ , Г	ΔW_T , кВт*год
1-1`	4790	37070	63000	265	70	3303	$9,16 * 10^5$
2-2`	4530	43070	63000	265	70	3024	$9,88 * 10^5$
3-3`	5180	54050	40000	170	50	3744	$1,6 * 10^6$
4-4`	4230	16045	32000	150	45	2718	$4,97 * 10^5$

Продовження таблиці 1.24

Трансформатор	$T_{НБ}, \Gamma$	$S_{НБ}, \text{кВА}$	$S_{НОМ}, \text{кВА}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta P_{х}, \text{кВт}$	τ, Γ	$\Delta W_{Т}, \text{кВт*год}$
5-5`	5240	530	1600	16,5	3,3	3814	$3,58 \cdot 10^4$
6-6`	4550	554	1600	16,5	3,3	3045	$3,49 \cdot 10^4$

Просумуємо всі втрати в трансформаторах, кВт*год:

$$\Delta W_{ТА} = \Delta W_{Т1} + \Delta W_{Т2} + \Delta W_{Т3} + \Delta W_{Т4} + \Delta W_{Т5} + \Delta W_{Т6} = 4,07 \cdot 10^6 \quad (1.76)$$

Усі розраховані дані запишемо в таблицю 1.23.

Загальні втрати електроенергії в мережі А, кВт*год:

$$\Delta W_{А} = \Delta W_{LA} + \Delta W_{ТА} = 4,060 \cdot 10^9 \quad (1.77)$$

1.5.2 Визначення втрат електроенергії мережі Б

Усі необхідні дані для визначення втрат в лініях запишемо до таблиці 1.25.

Таблиця 1.25 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях схеми Б

Ділянка	$T_{НБ}, \Gamma$	$S_{НБ}, \text{кВА}$	$\Delta P_{L}, \text{кВт}$	$R_{L}, \text{Ом}$	τ, Γ	$\Delta W_{L}, \text{кВт*год}$
L1(A-3)	5180	$16232 + j2390_0$	797	5,605	3744	$4,65 \cdot 10^8$
L2(4-3)	4230	$16187 + j1085_3$	162	3,245	2718	$1,92 \cdot 10^8$
L3(3-1)	4790	$47698 + j2460_9$	1257	3,245	3303	$2,54 \cdot 10^9$
L4(1-2)	4530	$70514 + j1928$	1045	0,797	3024	$1,09 \cdot 10^9$

Продовження таблиці 1.25

Ділянка	$T_{НБ}$, г	$S_{НБ}$, кВА	ΔP_L , кВт	R_L , Ом	τ , г	ΔW_L , кВт*год
L5(A-2)	4530	95063+j936	5572	6,195	3024	$1,40 \cdot 10^{10}$
L6(1-6)	4550	464+j264	5,623	2,013	3045	$1,32 \cdot 10^7$
L7(5-6)	5178	96+j86	0,1891	1,15	3742	$3,98 \cdot 10^5$
L8(1-5)	5240	627+j331	0,5581	1,3	3814	$1,95 \cdot 10^7$

Визначимо $T_{НБ}$ для ділянки 5-6, г:

$$T_{НБ7} = \frac{R_5 \cdot T_{НБ5} + R_6 \cdot T_{НБ6}}{R_5 + R_6} = 5178 \quad (1.78)$$

Просумуємо всі втрати в лініях, кВт*год:

$$\Delta W_{LB} = \Delta W_{L1} + \Delta W_{L2} + \Delta W_{L3} + \Delta W_{L4} + \Delta W_{L5} + \Delta W_{L6} + \Delta W_{L7} + \Delta W_{L8} = 1,83 \cdot 10^{10} \quad (1.79)$$

Усі розраховані дані запишемо в таблицю 1.25.

Запишемо необхідні данні для визначення втрат в трансформаторах в таблицю 1.26. На ПС, де встановлені по два трансформатори, втрати холостого ходу та короткого замикання збільшуються удвічі.

					<i>БР 3.6.14.1.029 ПЗ</i>	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.26 – Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах схеми Б

Трансформатор	$T_{НБ}, Г$	$S_{НБ}, кВА$	$S_{НОМ}, кВА$	$\Delta P_{К}, кВт$	$\Delta P_{Х}, кВт$	$\tau, Г$	$\Delta W_{Т}, кВт*год$
1-1`	4790	37070	63000	245	50	3303	$7,18*10^5$
2-2`	4530	43070	63000	245	50	3024	$7,84*10^5$
3-3`	5180	54050	40000	170	34	3744	$1,46*10^6$
4-4`	4230	16045	25000	120	25	2718	$3,53*10^5$
5-5`	5240	530	1600	16,5	3,3	3814	$3,58*10^4$
6-6`	4550	554	1600	16,5	3,3	3045	$3,49*10^4$

Просумуємо всі втрати в трансформаторах, кВт*год:

$$\Delta W_{ТБ} = \Delta W_{Т1} + \Delta W_{Т2} + \Delta W_{Т3} + \Delta W_{Т4} + \Delta W_{Т5} + \Delta W_{Т6} = 3,4 * 10^6 \quad (1.80)$$

Усі розраховані дані запишемо в таблицю 1.26.

Загальні втрати електроенергії в мережі А, кВт*год:

$$\Delta W_{Б} = \Delta W_{LА} + \Delta W_{ТА} = 1,831 * 10^{10} \quad (1.81)$$

1.5.3 Вибір основної конфігурації схеми мережі

За результатами пунктів 1.5.1 та 1.5.2, де ми розраховували втрати в лініях та у трансформаторах та просумували для кожної конфігурації ми маємо те що більші втрати приносить конфігурація Б.

$$\Delta W_{А} < \Delta W_{Б}$$

Отже, як основний, обираємо варіант мережі А, так як ця мережа є більш вигідною у порівнянні з втратами мережі Б.

1.6 Аварійний режим роботи електричної схеми А

Тільки через те, що конфігурація схеми А має менші втрати, вона не є кращою, тому в даному пункті ми розрахуємо її стан при аварійному режимі роботи..

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії допускається лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії допускається на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

В аварійному режимі, згідно з правилами, допускається відхилення від номінальної напруги на $\pm 10\%$.

Як аварійний для схеми А візьмемо режим, при якому обірвана найбільш навантажена лінія L2.

Результати розрахунків заносимо до таблиць 1.27 та 1.28.

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку аварійного режиму схеми А

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА	I розр, А	I доп, А
L1(A-4)	16.3+11.488	0.255+j0.94	16.045+j10.548	66,703	605
L2(4-3)	0	0	0	17,53	605
L3(3-2)	103.415+236.078	60.345+j221.633	43.07+j14.445	227,3	605
L4(2-1)	49.482+j58.374	11.321+j41.704	38.161+j16.67	108,7	605
L5(A-3)	57.052+j36.148	3.002+j11.068	54.05+j25.08	414,82	605
L6(1-6)	0.464+j0.264	$(5.623+j1.966)*10^{-3}$	0.459+j0.262	16,74	135
L7(5-6)	0.096+j0.086	$1.891*10^{-4}+j6,609*10^{-5}$	0.096+j0.085	20,26	135
L8(1-5)	0.627+j0.331	$(5.581+j1.949)*10^{-4}$	0.626+j0.331	53,187	135
1-1`	37.07+j16.075	0.07+j0.315	37+j15.76		
2-2`	43.07+j14.445	0.07+j0.315	43+j14.13		
3-3`	54.05+j25.08	0.05+j0.48	54+j24.6		
4-4`	16.045+j10.548	0.045+j0.208	16+j10.34		
5-5`	0.53+j0.245	0,0033+j0,021	0.527+j0.225		
6-6`	0.554+j0.348	0,0033+j0,021	0.551+j0.327		
А	73.353 + j47.636				

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі А при аварійному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Відхилення напруги, %
А	230	230	-
1	230	212.588	8.19
2	230	213.574	7.691
3	230	224.883	2.275
4	230	228.573	0.624
5	11	10,018	6.348
6	11	10,011	6.259
1`	11	10.167	5.305
2`	11	10.214	5.329
3`	11	10.775	5.612
4`	11	10.932	5.704
5`	0,4	0,364	9,799
6`	0,4	0,364	9,879

Схема заміщення аварійного режиму наведена на рисунку 1.11

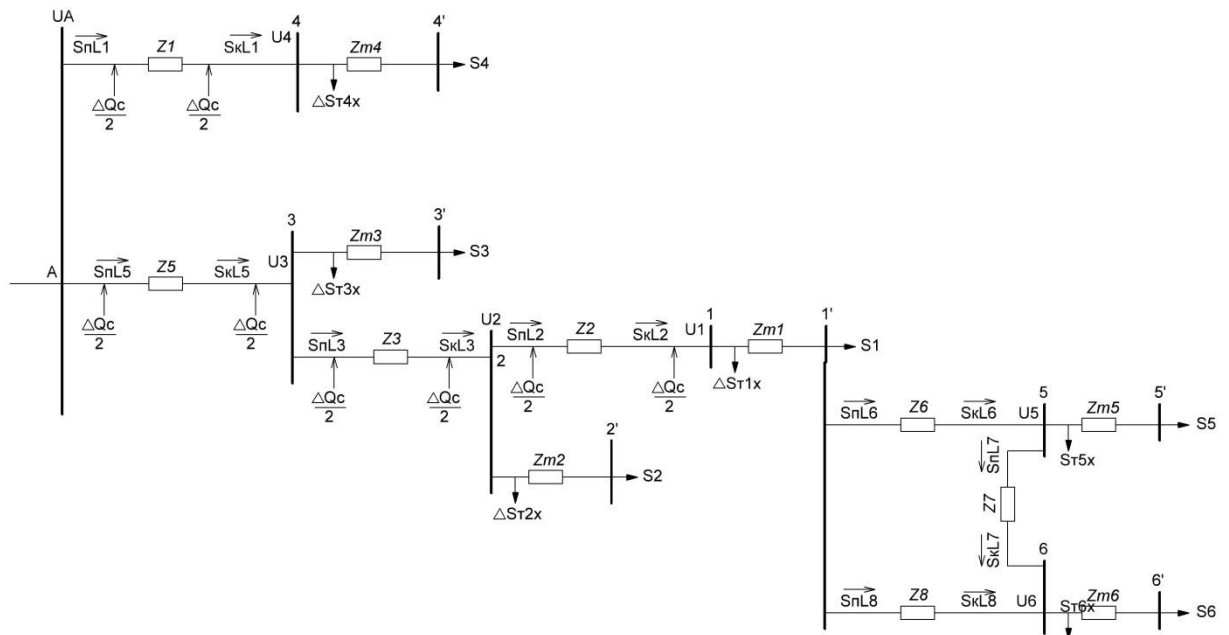


Рисунок 1.11 – Схема заміщення аварійного режиму мережі А.

1.7 Режим мінімального навантаження схеми А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за таблицею потужність споживачів дорівнює:

$$S_{min} = (P_{max} + j(P_{max} * tg\varphi)) * K_{min} \quad (1.82)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

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

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.3.5. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у таблиці 1.29.

Таблиця 1.29 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА
L1(A-4)	16.445+j9.572	0.234+j0.863	16.211+j8.709
L2(4-3)	8.166+j3.33	0.018+j0.066	8.148+j3.265
L3(3-2)	25.521+j21.89	3.951+j14.51	21.57+j7.38
L4(2-1)	19.858+j11.242	0.741+j2.729	19.117+j8.513
L5(A-3)	19.281+j10.91	0.379+j1.396	18.902+j9.515
L6(1-6)	0.232+j0.14	$(1.469+j5.136) * 10^{-4}$	0.231+j0.14
L7(5-6)	0.048+j0.044	$(4.876+j1.704i) * 10^{-5}$	0.048+j0.044
L8(1-5)	0.315+j0.177	$(4.041+j1.411) * 10^{-5}$	0.315+j0.177
1-1`	18.57+j8.195	0.07+j0.315	18.5+j7.88
2-2`	21.57+j7.38	0.07+j0.315	21.5+j7.065
3-3`	27.05+j12.78	0.05+j0.48	27+j12.3
4-4`	8.045+j5.378	0.045+j0.208	8+j5.17
5-5`	0.267+j0.133	0,0033+j0,021	0.264+j0.112
6-6`	0.279+j0.184	0,0033+j0,021	0.276+j0.163
А	35.726+j20.483		

Таблиця 1.30 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі А режимі мінімального навантаження.

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	Відхилення напруги, %
А	230	230	-
1	220	226,948	3,062
2	220	227,163	3,153
3	220	228,398	0,701
4	220	228,741	0,55
5	10	10,523	1.868
6	10	10,516	2.167
1`	10	10,854	2.447
2`	10	10,864	2.89
3`	10	10,923	1.526
4`	10	10,94	1.17
5`	0,4	0,4	0
6`	0,4	0,4	0

1.8 Висновок до розділу

У цьому розділі було спроектовано комбіновану мережу з кільцевими та радіальними ділянками (рис. 1.1). Мережа включає в себе різні сегменти для забезпечення гнучкості та надійності електропостачання. Вибрано номінальну напругу 220 кВ, яка оптимально відповідає вимогам мережі та забезпечує стабільність системи.

Визначено марки проводів та силові трансформатори, виходячи з класу напруги, потужності споживачів і їхніх категорій. Це дозволяє забезпечити ефективно та безперебійне постачання електроенергії. Для підвищення ефективності роботи системи відрегульовано напругу на підстанціях, обладнаних регулювальними пристроями напруги (РПН), що дозволяє підтримувати стабільність напруги на заданому рівні.

Загальні втрати в мережі склали близько 1%, що є прийнятним показником і свідчить про ефективність обраної конфігурації мережі. Проведено розрахунок потоків потужності в мережі для трьох основних режимів роботи: максимального, мінімального та аварійного. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам і нормативним документам проектування.

Відхилення напруги визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, які впливають на падіння напруги. Завдяки добре спроектованій мережі та оптимальному вибору елементів, компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв не потрібна, що спрощує експлуатацію мережі та знижує витрати на її обслуговування.

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Перевіряємо трансформатор ТРДН-40000/220 підстанції №3 відповідно до вихідних даних наведених в таблиці 2.1 та 2.4

Таблиця 2.1 – Данні про ПС №3 з таблиці 1.8

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{розр}$ (1-го тр), МВА	$S_{ном}$ (1-го тр), МВА	K_3	Марка тр-ра
3	59,34	I	2	42,38	40	0.75 7	ТРДН-40000/220

Таблиця 2.2 – Данні про трансформатор ТРДН-40000/220

Тип трансформатора	S_n , МВА	Каталожні данні						Розрахункові данні		
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	230	11	11,5	170	50	0,6	5,62	152,09	240

Таблиця 2.3 – Вихідні данні для проектування

№	$P_{ном.нав}$, МВт	$\cos, \varphi_{нав}$	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	$S_{КЗ.С}$, МВА	t , °C
11	43	0,78	12,506	43,229	5000	+10

Таблиця 2.4 – Денний графік навантаження у відсотках підстанції

Номер варіанта	Навантаження в % від номінальної потужності												
	/годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S, \%$	50	50	55	95	95	80	80	90	90	140	150	105	

Для більш точного вибору трансформатора необхідно побудувати графік навантаження підстанції, на якому відмічаємо лінію номінальної потужності трансформаторів червоним кольором.

Номінальна повна потужність навантаження підстанції складає 59,34 МВА. На графіку червоною лінією буде позначена номінальна потужність трансформаторів, яка становить 80 МВА. Це дозволить наочно порівняти навантаження підстанції з номінальною потужністю трансформатора і переконатися в правильності вибору обладнання. Графік допоможе визначити, чи зможе трансформатор впоратися з максимальними навантаженнями та забезпечити надійне електропостачання споживачів.

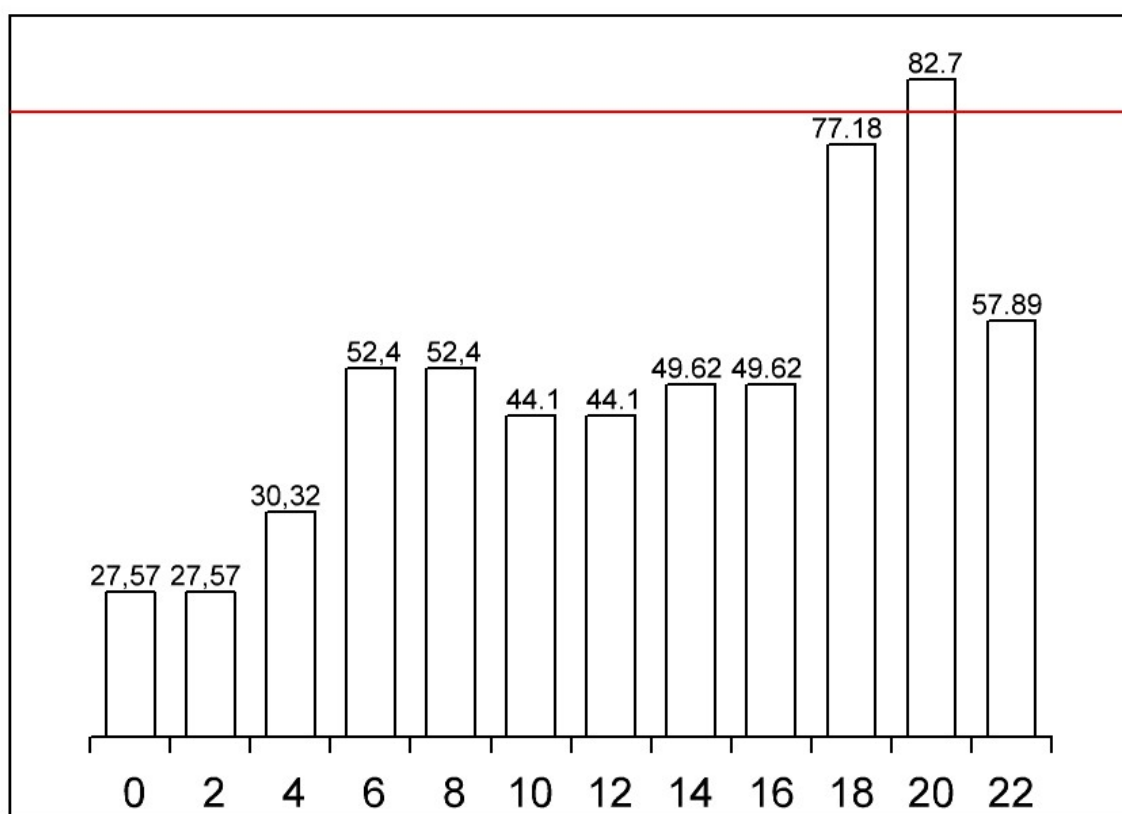


Рисунок 2.1 – Еквівалентний графік навантаження заданої підстанції

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.1)$$

$$K_1 = \frac{1}{80} \sqrt{\frac{4*(27.57^2 + 52.4^2 + 44.1^2 + 49.62^2) + 2*(30.32^2 + 77.18^2 + 82.7^2 + 57.89^2)}{4*4 + 2*4}} = 0,65 \quad (2.2)$$

Другий ступінь еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{80} \sqrt{\frac{2*82.7^2}{2}} = 1,034 \quad (2.3)$$

Максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{82.7}{80} = 1,034 \quad (2.4)$$

$$K'_2 = 0,9 * 1,034 = 0,093 \quad (2.5)$$

$K'_2 < K_2$, отже за K_2 беремо значення 1,034

Згідно з ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури 10 °С і часу перевантаження 2 години значення припустимого перевантаження $K_{2\text{ГОСТ}}$ за методом лінійної інтерполяції:

$$\begin{cases} 0,7 - 0,6 = 0,1 \\ 1,67 - 1,63 = 0,04 \end{cases} \rightarrow \frac{0,011*0,04}{0,1} = 0,0044 \quad (2.6)$$

$$K_{2\text{ГОСТ}} = 1,67 - 0,0044 = 1,6656 \quad (2.7)$$

Реальне значення менше аніж те, що за ГОСТом, проте ще необхідно перевірити, чи витримає задане навантаження один трансформатор, коли другий вийде з ладу. Для цього представимо рисунок 2.1 в такому вигляді:

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

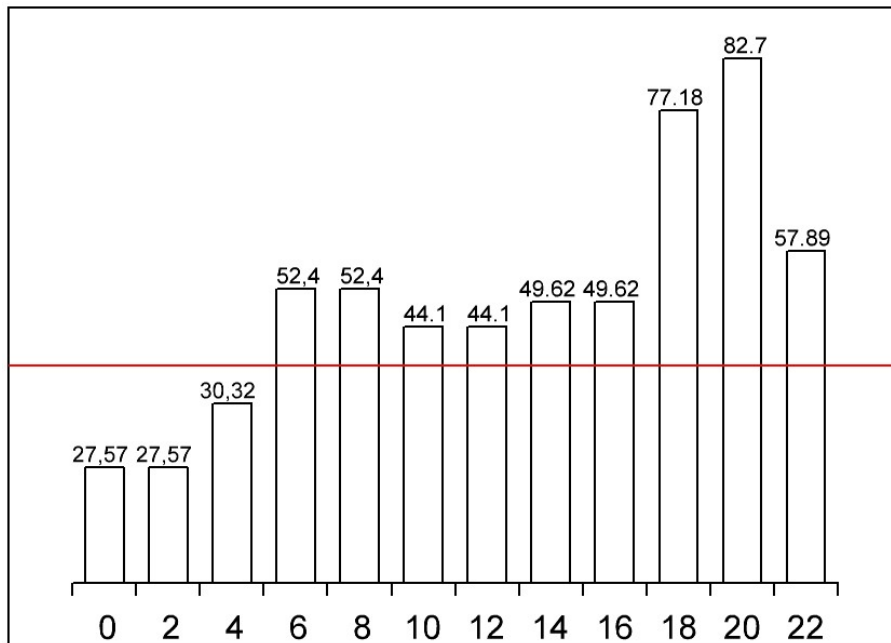


Рисунок 2.2 – Еквівалентний графік навантаження заданої підстанції в аварійному режимі

Початкове навантаження еквівалентного графіка:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.8)$$

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{4 \cdot 27,57^2 + 2 \cdot 30,32^2}{4 + 2}} = 0,6 \quad (2.9)$$

Другий ступінь еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{4 \cdot (52,4^2 + 44,1^2 + 49,62^2) + 2 \cdot (77,18^2 + 82,7^2 + 57,89^2)}{4 \cdot 3 + 2 \cdot 3}} = 1,45 \quad (2.10)$$

Максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{82,7}{40} = 2,068 \quad (2.11)$$

$$K'_2 = 0,9 * 2,068 = 1,86 \quad (2.12)$$

$K'_2 > K_2$, отже за K_2 беремо значення 1,86

Дивлячись на значення з ГОСТ 14209-85 для трансформаторів з системою охолодження Д при температурі 10 °С навіть без розрахунку точного значення за допомогою методу лінійної інтерполяції ми можемо побачити, що значення за ГОСТом менше, ніж розрахункове. Тому обраний трансформатор не задовольняє заданий графік навантаження, і тому необхідно взяти трансформатори більшої потужності. Оберемо два трансформатора типу ТРДЦН-63000/220. Його каталожні та розрахункові данні наведемо в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Данні про трансформатор ТРДЦН-63000/220

Тип трансформатора	S _n , МВА	Каталожні данні						Розрахункові данні		
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х кВА _р
		ВН	НН							
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	11,5	265	70	0,5	3,53	96,56	315

Сумарна потужність такої підстанції буде 126 МВА, тому перевірку для правильності вибору для нормального режиму можна не проводити, так як максимальна потужність навантаження становить лише 83,01 МВА.

Проведемо перевірку для аварійного режиму, коли працює лише один трансформатор. Для цього представимо рисунок 1 в такому вигляді:

Реальне значення менше аніж те, що за ГОСТом, отже трансформатори обрані правильно.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для проведення розрахунків струмів короткого замикання необхідно використовувати дані трансформатора типу ТРДЦН-63000/220, наведені в таблиці 2.5. Важливість цих даних полягає в тому, що вони включають всі необхідні параметри для точного розрахунку струмів короткого замикання, що дозволить адекватно оцінити електричні характеристики трансформатора під час аварійних режимів.

Крім того, для більш наочного та точного проведення розрахунків, необхідно представити схему заміщення, яка буде використовуватися для визначення струмів короткого замикання. Ця схема включає всі основні елементи електричної мережі та їх параметри, що дозволяє точно моделювати процеси, які відбуваються під час коротких замикань. Схема заміщення є ключовим інструментом для інженерного аналізу і забезпечення надійності та безпеки електричних систем.

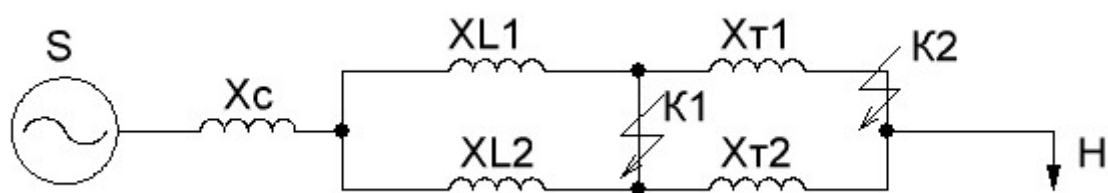


Рисунок 2.4 – Схема заміщення мережі

Обчислимо опори елементів схеми:

опір системи, Ом:

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{220^2}{5000} = 9,68 \quad (2.15)$$

еквівалентний опір ліній, Ом:

$$X_L = \frac{X_{L1} * X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{12,506 * 43,229}{12,506 + 43,229} = 9,7 \quad (2.16)$$

опір трансформаторів, Ом:

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{96,56}{2} = 48,28 \quad (2.17)$$

Знайдемо періодичні складові струму КЗ, кА:
в точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} * (9,68 + 9,7)} = 6,55 \quad (2.18)$$

в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} * (X_C + X_L + X_T)} * \frac{U_B}{U_H} = \frac{220}{\sqrt{3} * (9,68 + 9,7 + 48,28)} * \frac{220}{10} = 41,3 \quad (2.19)$$

Обчислимо ударний струм, кА:
в точці К1 ($k_y = 1,608$):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} * k_y * I_{K1} = \sqrt{2} * 1,608 * 6,55 = 14,9 \quad (2.20)$$

в точці К2 ($k_y = 1,862$):

$$i_{уд2} = \sqrt{2} * k_y * I_{K2} = \sqrt{2} * 1,862 * 41,3 = 108,75 \quad (2.21)$$

Будемо вважати, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ на початку КЗ дорівнюють амплітуді та періодичній складовій в момент відключення. Тоді:

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для точки К1:

$$I_{nt1} = I_{K1} \quad (2.22)$$

для точки К2:

$$I_{nt2} = I_{K2} \quad (2.23)$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача, кА:

для точки К1 ($t = 0,06$; $T_\alpha = 0,02$):

$$i_{a1} = \sqrt{2} * I_{nt1} * e^{-\frac{t}{T_\alpha}} = \sqrt{2} * 6,55 * e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,46 \quad (2.24)$$

для точки К2 ($t = 0,1$; $T_\alpha = 0,075$):

$$i_{a2} = \sqrt{2} * I_{nt2} * e^{-\frac{t}{T_\alpha}} = \sqrt{2} * 41,3 * e^{-\frac{0,1}{0,075}} = 15,4 \quad (2.25)$$

Визначимо інтеграл Джоуля (термічну стійкість), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

для точки К1 ($t = 0,06$; $T_\alpha = 0,02$):

$$B_{R1} = I_{K1}^2 * (t + T_\alpha) = 6,55^2 * (0,06 + 0,02) = 3,43 \quad (2.26)$$

для точки К2 ($t = 0,1$; $T_\alpha = 0,075$):

$$B_{R2} = I_{K2}^2 * (t + T_\alpha) = 41,3^2 * (0,1 + 0,075) = 298,496 \quad (2.27)$$

Всі отриманні дані зведемо до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати розрахунків струмів короткого замикання

Точка КЗ	Період. складова струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. складова струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 220кВ (К1)	6,55	14,9	6,55	0,46	3,43
Шини 10кВ (К2)	41,3	108,75	41,3	15,4	298,496

2.3 Вибір силового комутаційного обладнання

Максимальний струм на високій напрузі, А:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,465 \quad (2.28)$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі, А:

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092,23 \quad (2.29)$$

Струм у колі лінії, що відходить від підстанції (якщо від підстанції відходить 10 ліній), А:

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,223 \quad (2.30)$$

Для нашої ПС №3 згідно з каталожними даними [3], та нашими розрахунками ми вибираємо таке обладнання:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- ввідні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційний вимикач на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять від підстанції, 10 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги 220 кВ;
- роз'єднувачі нижчої напруги 10 кВ з боку нижчої напруги трансформатора, в колі секційного вимикача та в колі ліній, що відходять до споживачів (10 ліній).

Перейдемо до вибору необхідних електричних апаратів.

Результати кожного вибору будемо зводити в таблиць:

- Вибір вимикача на напрузі 220 кВ:

Порівняємо розрахункові значення цього пункту та таблиці 2.6 з каталожними даними вимикача ВВБ-220Б-31,5/2000У1. Результати запишемо до таблиці 2.7.

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.7– Вибір вимикача на напрузі 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	231,465 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,55 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	14,9 кА	102 кА
$I_{пв} \leq I_{ВідкНом}$	6,55 кА	31,5 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	0,46 кА	7,245 кА (23% від $I_{ВідкНом}$)
$B_K \leq I^2_{Тt_T}$	3,43 кА ² *с	4800 кА ² *с (40 ² кА*3 с)

- Вибір ввідного вимикача на боці нижчої напруги 10 кВ:

Порівняємо розрахункові значення цього пункту та таблиці 2.6 з каталожними даними вимикача МГГ-10-5000-63У3. Результат вибору занесемо до таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092,23 А	5600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	41,3 кА	64 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,75 кА	170 кА
$I_{пв} \leq I_{ВідкНом}$	41,3 кА	63 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	15,4 кА	-
$B_K \leq I^2_{Тt_T}$	298,496 кА ² *с	16384 кА ² *с (64 ² кА*4 с)

- Вибір секційного вимикача на боці нижчої напруги 10 кВ:

Порівняємо розрахункові значення цього пункту та таблиці 2.6 з каталожними даними вимикача МГГ-10-5000-63У3. Результат вибору занесемо до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Вибір секційного вимикача у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092,23 А	5600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	41,3 кА	64 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,75 кА	170 кА
$I_{пв} \leq I_{ВідкНом}$	41,3 кА	63 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	15,4 кА	-
$B_K \leq I^2_{Тт}$	298,496 кА ² *с	16384 кА ² *с (64 ² кА*4 с)

- вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ:

Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними вимикача МГГ-10-3150-45У3. Результати запишемо до таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ

Продовження таблиці 2.10

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{розр} \leq I_{ном}$	509,223 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	41,3 кА	45 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,75 кА	120 кА
$I_{пв} \leq I_{відкНом}$	41,3 кА	45 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	15,4 кА	-
$B_K \leq I^2_{тр} t_r$	298,496 кА ² *с	8100 кА ² *с (45 ² кА*4с)

- вибір роз'єднувачів на вищій напрузі 220 кВ

Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РНД-220/630 ТІ. Результати занесемо до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	231,465 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	14,9 кА	100 кА
$B_K \leq I^2_{тр} t_r$	3,43 кА ² *с	4800 кА ² *с (40 ² кА*3 с)

- вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ з боку нижчої сторони силового трансформатора

Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РВР-20/6300 УЗ. Результати занесемо до таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ з боку нижчої сторони силового трансформатора

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092,23 А	6400 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	108,75 кА	260 кА
$B_K \leq I^2 t_T$	298,496 кА ² *с	40 000 кА ² *с (100 ² кА*4с)

- вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ в колі секційного вимикача

Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РВР-20/6300 УЗ. Результати занесемо до таблиці 2.13

Таблиця 2.13 – Вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ в колі секційного вимикача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092,23 А	6400 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	108,75 кА	260 кА
$B_K \leq I^2 t_T$	298,496 кА ² *с	40 000 кА ² *с (100 ² кА*4с)

Спочатку проведемо вибір їх перетину за допустимим струмом, після чого перевіримо обрані шини на механічну міцність.

Візьмемо наступні мідні шини коробчастого перетину:

Таблиця 2.15 – Данні про обрані мідні шини для виконання ошинковки РП 10 кВ.

Розміри, мм				Переріз однієї шини, мм ²	Момент опору двох шин, см ³ W_{y0-y0}	Момент інерції двох шин, см ⁴ J_{y0-y0}	Допустимий струм, А
h	b	c	r				
125	55	6,5	10	1370	100	625	5500

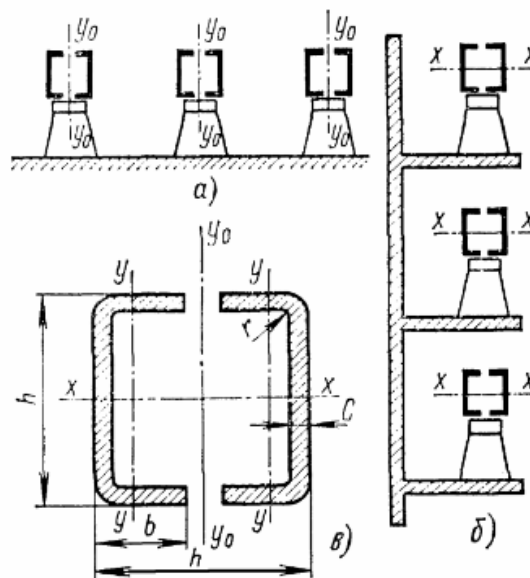


Рисунок 2.5 – Креслення коробчастої шини: а – горизонтальне розташування; б – вертикальне розташування, в – перетин коробчастої шини.

Обраний тип шин буде механічно міцним при виконанні умови:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{с}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

де $\sigma_{\text{доп}}$ – припустима механічна напруга в матеріалі шин (для міді марки МГМ складає 174,95 МПА);

σ_c – механічна напруга в матеріалі шин від дії сили, МПА. Так як шини будуть з'єднані жорстко, то дана величина буде рівна 0;

σ_{ϕ} – механічна напруга від взаємодії фаз, МПА.

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{i_y^2 * l^2}{W_{y0-y0} * \alpha}$$

де α відповідно до типових конструкцій РП 6-10 кВ приймемо 60 см

l – довжина прольоту, приймемо 1,75 м

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{(108,75 * 10^3)^2 * 1,75^2}{(100 * 10^{-6}) * 0,6} = 1,046 * 10^7 = 10,46 \text{ (МПА)}$$

$$\sigma_{\text{розр}} = 10,46 + 0 \leq 174,95$$

Умова виконується, отже шини механічно міцні, і можна обирати їх для встановлення.

2.4 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Трансформатори струму та вимірювальні трансформатори напруги необхідні для забезпечення роботи електричних вимірювальних приладів та пристроїв релейного захисту. Однак, оскільки релейний захист не є об'єктом цього проекту, перевірка трансформаторів за вторинним навантаженням буде проводитись враховуючи лише вимірювальні прилади.

В табличному вигляді представимо данні про клас точності та навантаження по фазах приладів, які будуть підключатися до ТС (табл. 2.16).

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.16 – Данні про прилади, підключені до ТС

Прилад	Клас точності	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5

Зведемо до таблиці 2.17 дані про місця встановлення та прилади, встановлені в цих місцях, а також сумарне навантаження фази А (так як ця фаза найбільш навантажена) з боку вторинної обмотки ТС.

Таблиця 2.17 – Перелік необхідних для встановлення електровимірювальних приладів.

Місце встановлення	Перелік приладів	Сумарне навантаження ТС, ВА	Сумарне навантаження ТН, ВА
Коло шин 220 кВ	Вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг	-	2
Коло силового трансформатора з боку нижчої напруги	Амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної та реактивної енергії	6	64,8
Коло секційного вимикача	Амперметр	0,5	-
Коло лінії, що відходить до споживачів (при нарузі 10 кВ)	Амперметр, лічильники активної та реактивної енергії	5,5	62,8

Розіб'ємо вибір ТС для кожного місця встановлення по пунктам:

- коло силового трансформатора з боку нижчої напруги:

оберемо для установки ТС типу ТШВ15 та порівняємо з розрахунковими даними. Результат зведемо до таблиці 2.18

Таблиця 2.18 – Вибір ТС в колі силового трансформатора з боку нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092,23 А	6000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,75 кА	-
$B_K \leq I^2_{Тт}$	298,496 кА ² *с	1200 кА ² *с (20 ² *3)
$S_{Н.прил} \leq S_{Н.ном}$	6 ВА	А

- коло секційного вимикача:

оберемо для установки ТС типу ТШВ15 та порівняємо з розрахунковими даними. Результат зведемо до таблиці 2.19

Таблиця 2.19 – Вибір ТС в колі секційного вимикача.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092,23 А	6000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,75 кА	-
$B_K \leq I^2_{Тт}$	298,496 кА ² *с	1200 кА ² *с (20 ² *3)
$S_{Н.прил} \leq S_{Н.ном}$	6 ВА	30 ВА

- коло лінії, що відходить до споживачів:

оберемо для установки ТС типу ТФЗМ35-У1 та порівняємо з розрахунковими даними. Результат зведемо до таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вибір ТС в колі лінії, що відходить до споживачів.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	509,223 А	600 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,75 кА	127 кА
$B_K \leq I^2_{Тт}$	298,496 кА ² *с	2883 кА ² *с (31 ² *3)
$S_{Н.прил} \leq S_{Н.ном}$	5,5 ВА	30 ВА

Перед вибором ТН зведемо до таблиці 2.21 данні про прилади, що будуть підключатися до цих ТН.

Таблиця 2.21 – Данні про прилади, підключені до ТН.

Прилад	Тип	Потужність однієї обмотки, ВА	Кількість обмоток	Сумарна потужність приладу
Вольтметр	Е-335	2	1	2
Лічильник активної енергії	І-674	15,7	2	31,4
Лічильник реактивної енергії	І-673	15,7	2	31,4

Занесемо до таблиці 2.17 сумарну потужність приладів для кожного місця встановлення. Обирати будемо ТН класу точності 0,5.

Для кола шин 220 кВ обираємо ТН типу НКФ-220-58, для всіх інших місць встановлень (кола силового трансформатора з боку нижчої напруги та лінії, що відходить до споживачів) оберемо ТН типу НОМ-10-66. Для з'єднання з цими ТН обираємо за умовою механічної міцності мідні жили перерізом 1,5 мм².

2.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Трансформатори власних потреб (далі – ТВП) необхідні для приєднання до їх низької сторони (380/220 В) споживачів власних потреб (далі – СВП). Такими споживачами на проектуваній нами підстанції є:

- двигуни охолодження трансформаторів;
- підігрів високовольтних вимикачів (3 вимикача на стороні 220 кВ типу ВВБ-220Б-31,5/2000У1) та приводів роз'єднувачів вищої напруги 220 кВ (4 роз'єднувача кВ типу РНД-220/630 ТІ);
- компресорні установки;
- підігрів релейної шафи;
- опалення, освітлення, вентиляція закритого РП;
- освітлення ВРП (при кількості комірок більше 3-х);

Данні про всіх СВП зведемо до таблиці 2.22.

Таблиця 2.23 – Данні про споживачів власних потреб

Вид споживача	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	Навантаження	
	кВт* кількість	всього, кВт			Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Охолодження ТРДЦН-63000/220	29,6*2	59,2	0,85	0,62	59,2	36,7

Продовження таблиці 2.23

Вид споживача	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	Навантаження	
	кВт* кількість	всього, кВт			P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Підігрів вимикачів 220 кВ	3,6*3	10,8	1	-	10,8	-
Підігрів приводів роз'єднувачів	4,4*4	17,6	1	-		-
Компресорні установки	30*3	90	0,82	0,7	90	63
Підігрів релейної шафи	-	1	1	-	1	-
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	-	6	1	-	6	-
Освітлення ВРП	-	5	0,95	0,32	5	1,6
Загальна потужність, кВА					207,562	

Розрахункове навантаження при коефіцієнті попиту $k_{\Pi} = 0,8$, кВА

$$S_{\text{розр}} = k_{\Pi} * \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = 0,8 * 207,562 = 166,05$$

Потужність ТВП має бути обрана за такою умовою:

$$S_{\text{T}} \geq S_{\text{розр}}$$

Обираємо два трансформатора ТСЗ-160. При відключенні одного з них другий буде завантажений на:

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{166,05}{160} = 1,04 \approx 4\%$$

Що більш ніж допустимо.

2.6 Компонування розподільчих пристроїв 220 кВ

Розподільчі пристрої (РП) 220 кВ на даній ПС будуть виконуватись відкритими, власне, для чого і було включено підігрів вимикачів і роз'єднувачів на боці вищої напруги в споживачі власних потреб.

Для сторони 220 кВ на проектованій підстанції оберемо типову схему «місток з вимикачами». Її типовий вигляд наведено на рис. 2.6.

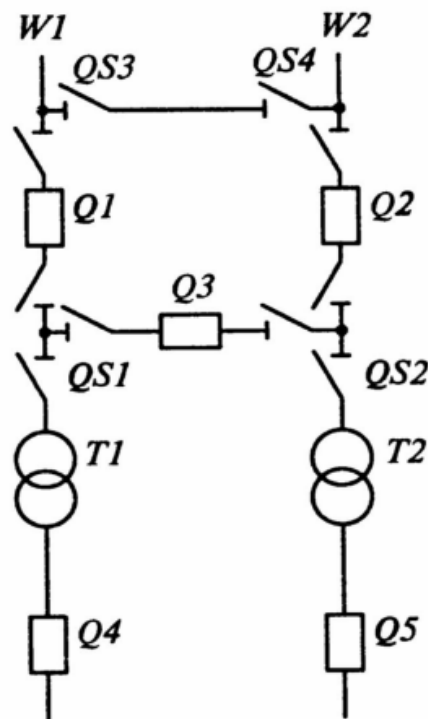


Рисунок 2.6 – Схема «місток з вимикачами»

3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Розрахунок будемо проводити для трансформатора ТРДЦН-63000/220.

Опір трансформатора:

$$X_{\text{тр.ср}} = \frac{U_{\text{ксп}} - U_{\text{вн}}^2}{100 * S_{\text{тр}}} = 92,1 \text{ (Ом)}$$

$$X_{\text{тр.min}} = \frac{U_{\text{к.min}} * (U_{\text{вн}} * (1 - \Delta U_{\text{рпн}}))^2}{100 * S_{\text{тр}}} = 111,2 \text{ (Ом)}$$

$$X_{\text{тр.max}} = \frac{U_{\text{к.max}} * (U_{\text{вн}} * (1 + \Delta U_{\text{рпн}}))^2}{100 * S_{\text{тр}}} = 212 \text{ (Ом)}$$

Максимальні значення КЗ:

$$I_{\text{к.max.вн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * (X_{\text{с}} + X_{\text{тр.min}})} = \frac{230000}{\sqrt{3} * (92,1 + 111,2)} = 655 \text{ (А)}$$

Мінімальні значення струмів КЗ:

$$I_{\text{к.max.вн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * (X_{\text{тр.min}} + X_{\text{тр.max}})} = \frac{2520000}{\sqrt{3} * (111,2 + 212)} = 450 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{к.max.нн}}^{(3)} = I_{\text{к.max.вн}}^{(3)} * \frac{U_{\text{max.вн}}}{U_{\text{нн}}} = 655 * \frac{220}{11} = 13105 \text{ (А)}$$

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

Умова відбування від струму небалансу:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{н}} * I_{\text{нбmax}} \geq K_{\text{н}} * (K_{\text{АПЕР}} * K_{\text{ОДН}} * f_i + \Delta U_{\text{рпн}}) * I_{\text{к.max}}$$

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де K_H – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3;
 $K_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичної складової, дорівнює 1;
 $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформатора струму, дорівнює 1;
 f_i – коефіцієнт десяти відсоткової похибки трансформатора струму, дорівнює 0,1;
 $\Delta U_{РНП} = 0,12$;
 $I_{k.max}$ – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ.

Умова відбування від кидка струму намагнічування трансформатора:

$$I_{СЗ} \geq K_H * I_{ТР}$$

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН:

$$I_{ТР220} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} * U_{ВН}} = \frac{45000}{\sqrt{3} * 220} = 118 \text{ (A)}$$

Струми спрацювання захисту за формулами:

$$I_{СЗ} \geq 1,3 * (0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,05) * 655 = 272 \text{ (A)}$$

Струми спрацювання реле (вторинний струм):

$$I_{СР} = \sqrt{3} * \frac{I_{СЗmax}}{n1} = \frac{182 * \sqrt{3}}{750/5} = 2,1 \text{ (A)}$$

Коефіцієнт чутливості:

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p.min}}{I_{\text{CP}}} = \frac{4.3}{2.1} = 2.04 \leq 1.5$$

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

Отже обираємо реле захисту ДЗТ-21.

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ

Заземлення представляє собою з'єднання металевих частин електроустановки із заземлюючим пристроєм, що забезпечує електробезпеку. Захисне заземлення має на меті забезпечення безпеки експлуатації електроустановок.

Заземлювач – це металевий провідник або група провідників, що мають контакт із землею, забезпечуючи електричне з'єднання із землею. Заземлюючий пристрій складається із заземлювача та заземлюючих провідників.

Для забезпечення безпечної роботи електроустановок, металеві частини обов'язково мають бути заземлені. Це критично важливо для мінімізації ризику електричних ударів.

Розрахунок буде проводитись для заземлюючого пристрою підстанції напругою 10/0,4 кВ, розміром 20 м на 10 м. Ґрунт на цій ділянці – пісок з питомим опором $\rho_{гр} = 500$ (Ом · м).

Нормований опір заземлюючого пристрою для сторони 0,4 кВ має бути 4 Ом, що є визначальним параметром для нашого розрахунку.

Згідно з Правилами Улаштування Електроустановок (ПУЕ) 7-го видання, допустимий опір заземлюючого пристрою враховує опір ґрунту:

$$p = p_{вим} * \psi = 500 * 1.3 = 650 \text{ (Ом * м)}$$

де $p_{вим}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту;

ψ – коефіцієнт сезонності, що враховує промерзання або просихання ґрунту, згідно таблиці для даного ґрунту беремо для кліматичної зони (III)=1,3

$$R_B = \frac{\rho_{вим}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} + \ln \frac{4t + l}{4t - 1} \right) = 135 \text{ (Ом)}$$

де l – довжина вертикального стрижня, 3 м;

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

d – діаметр перетину, 12 м;

t – відстань від поверхні ґрунту до середини довжини вертикального стрижня, 1,5 м.

Розрахунок мінімальної кількості вертикальних стрижнів:

$$n = \frac{R_B}{R_u} = \frac{135}{4 + 0.42} = 80$$

Визначимо опір без врахування з'єднувальної стрічки

$$R_{\text{роз}} = \frac{R_B}{0,42 * 80} = 3,75 \text{ (Ом)}$$

Відстань між горизонтальними заземлювачами дорівнює 3 (м).

Загальна довжина горизонтальної сітки заземлювача.

$$L = 1.05 * 3(80 - 1) = 249 \text{ (м)}$$

Під час розрахунків було обрано наступні заземлюючі елементи:

Вибираємо матеріал та поперечний перетин з'єднувальних провідників.

За вибираємо голі мідні $S_M = 4 \text{ (мм}^2\text{)}$, або алюмінієві $S_A = 6 \text{ (мм}^2\text{)}$ провідники.

Вибираємо матеріал та поперечний перетин магістральної шини, приймаємо сталеву шину товщиною $\delta C = 4 \text{ мм}$ і перетином не менше $\sigma = 100 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Також для надійного заземлення було обрано 80 вертикальних заземлювачів які з'єднані між собою за допомогою 249 (м) провідника.

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі було спроектовано комбіновану електромережу, що складається з кільцевих і радіальних ділянок (рис. 1.1). Вибрано напругу номіналом 220 кВ, а також визначено марки проводів і силових трансформаторів відповідно до класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі, на якій зазначено всі обрані проводи і трансформатори. Відрегульовано напругу на підстанціях, оснащених РПН. Загальні втрати в мережі склали близько 1%. У роботі розраховано потоки потужностей у мережі для максимального, мінімального та аварійного режимів роботи. Значення напруги у вузлових точках електричної системи залишаються в допустимих межах у всіх трьох режимах, що відповідає нормативним вимогам і правилам проектування. Ці відхилення зумовлені конфігурацією мережі, навантаженням та іншими факторами, що впливають на падіння напруги. Тому регулювання напруги за допомогою компенсуючих пристроїв не потрібне.

Крім того, окремо перевірено трансформатор на третій підстанції в режимі максимального навантаження. Для цієї підстанції було обрано вимикачі на високій і низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори струму на високій і низькій стороні, а також трансформатори напруги на високій і низькій стороні. Крім того, було обрано трансформатор власних потреб, який встановлюється на низькій стороні. Вибір цих компонентів забезпечує надійну і безпечну роботу підстанції в умовах максимального навантаження, що є критично важливим для стабільного функціонування електромережі.

Був підібраний релейний захист для трансформатора ТРДЦН-63000/220. В ході чого було розраховано опір трансформатора, струми КЗ, струми спрацювання реле. Розрахованим реле було реле захисту ДЗТ-21.

Також для підстанції 10/0,4, було розраховано заземлення.

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему "Розроблення проекту районної електричної мережі" з курсу "Електричні системи і мережі" / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 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. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
4. Неклепаєв Б., Крючков І. Електрична частина електростанцій і дістанцій. Справочні матеріали для курсового і дипломного проектування. Енергоатомвид, 1989. 608 с.
5. 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: СумДУ, 2017. – 34 с.
6. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
7. ГОСТ 14209-85: “Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження.”
8. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

					БР 3.6.14.1.029 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

9. Козярьський Д.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
10. Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” усіх форм навчання / М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2019. – 169 с.
11. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков. – Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
12. Василега П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. – Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.

					БР 3.6.141.029 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

