

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи
електричних мереж і аналіз втрат електроенергії в електричних
мережах”**

**Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання**

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Пальоха О.В.

Керівник, доцент, к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Пальохи Олега Вікторовича

1 Тема роботи **“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз втрат електроенергії в електричних мережах”**

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи

3 Вихідні дані до роботи: задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз втрат електроенергії в електричних мережах.

5 Перелік графічного матеріалу

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-14.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2020	
4	Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п _____

Пальоха О.В.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 10, табл. 23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз втрат електроенергії в електричних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / О. В Пальоха; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 69 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференціальний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах.

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні електричні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція

ТВЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

ТОНЕ – технічно обґрунтований небаланс електроенергії

НННЕ – нормативно необхідний небаланс електроенергії

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	10
1.1	Вибір напруг ліній	11
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній.....	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	15
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	17
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження	20
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб	24
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини	28
2.4	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	32
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	38
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	41
2.7	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	42
2.8	Заземлювальні пристрої підстанції	43
3	Релейний захист трансформатора.....	44
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	44
3.2	Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту.....	45
3.3	Газовий захист трансформатора	52
4	Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах	53
4.1	“Комерційні” втрати електроенергії	53
4.2	Заходи для зниження похибки вимірювального тракту.....	54

					БР 5.141.746 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Пальоха О.В.				“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз втрат електроенергії в електричних мережах”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І.					Н	6	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський І.							

4.3	Задачі аналізу втрат електроенергії	55
4.4	Технічно пояснювані і нормативні небаланси електроенергії.....	59
	Висновки.....	64
	Література.....	65
	Додаток А.....	68
	Додаток Б.....	69

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- аналіз втрат електроенергії в електричних мережах.

									Арк.
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 5.141.746 ПЗ ЕТ				9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання роботи

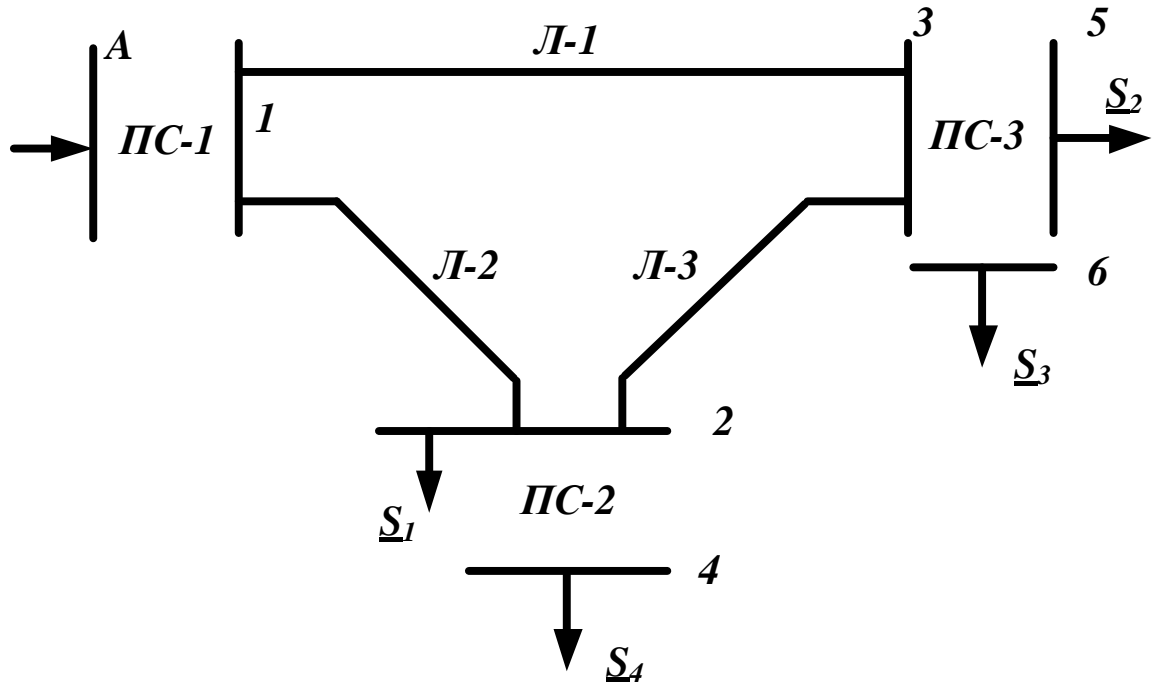


Рисунок 1.1– Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км			Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
50	40	25	$\frac{40+j30}{I}$	$\frac{30+j20}{II}$	$\frac{15+j10}{I}$	$\frac{25+j20}{I}$

					БР.5.141.746 ПЗ ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Пальоха О.В.				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І.Л.				Н	10	69
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський І.Л.						
					Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		

1.1 Вибір напруг ліній

Приймається навантаження вузла 3 рівним навантаженням вузлів 5 і 6, навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузла 4 і \underline{S}_1 . Зображується замкнута мережа, що складається з ліній Л-1, Л-3, Л-3 (рисунок 1.2). Визначаються розрахункові навантаження вузлів 3 і 2.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_1 = 65 + j50 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_3 + \underline{S}_2 = 45 + j30 \text{ МВА}$$

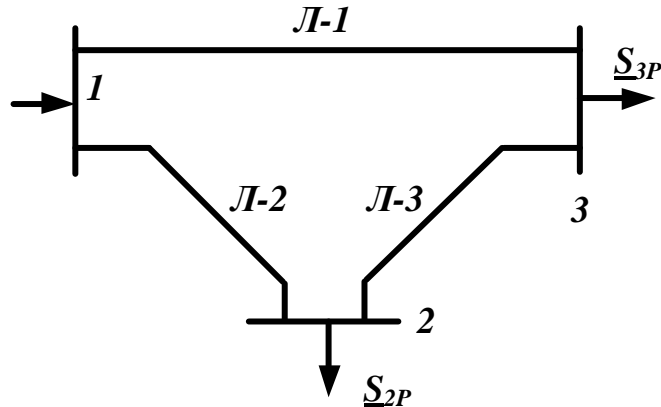


Рисунок 1.2– Замкнута мережа

Розмикається замкнута мережа, наведена на рисунку 1.2, по вузлу 1 (рисунок 1.3) і позначаються потужності на ділянках мережі.

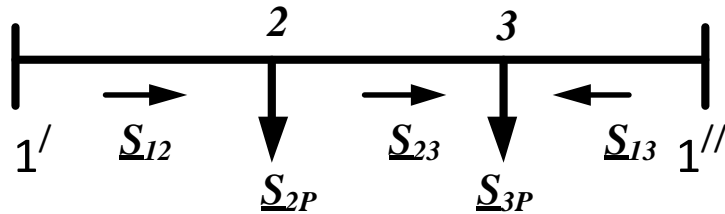


Рисунок 1.3– Розімкнена мережа

Визначаються потужності на ділянках розімкненої мережі [1-3]:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{23} + l_{31} + l_{12}} = 61,96 + j45,7 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -3,04 - j4,35 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{31} + l_{12}} = 48,04 + j34,3 \text{ МВА}$$

Складається рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$110 + j80 = 110 + j80$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла негативною, тому точка 2 є точкою потокорозділу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

За формулою Іларіонова [1 –3] визначаються напруги на ділянках мережі (рисунки 1.3).

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

Таблиця 1.2– Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	50	40	25
Напруга ділянки, кВ	127	137	128

Напруга електричної мережі приймається рівною 110 кВ.

Визначаються струми проводів ліній.

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

Таблиця 1.3- Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Ток, кА	0,31	0,404	0,404

Для ліній приймається провід марки АС-185/29 [5].

Таблиця 1.4– Марка і параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і перетин проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29
Параметри проводів			
$R_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,75 \times 10^{-6} \text{ См/км}$			

Знаходяться параметри ліній електричної мережі.

Значення активних та реактивних опорів ліній, які наводяться в таблиці 1.5

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L$$

Таблиця 1.5– Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3
Ділянки		1-2	1-3	2-3
R _Л	Ом	3,18	7,95	3,975
X _Л	Ом	8	20,25	10,13

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Для ПС-3

Навантаження S_3 відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираються два трансформатори [4].

$$S_{T3} = \frac{S_3 + S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 30^2}}{1,4} = 38,36 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТДТН-40000/110.

Визначається коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2 + S_3}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{45^2 + 30^2}}{2 \cdot 40} = 0,67$$

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Каталожні дані					
		U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110*	40	115	38,5	6,6;11	10,5 (17)	17 (10,5)	6

Всі трансформатори мають РПН ±9*1,78% в нейтралі ВН

Продовження таблиці 1.6

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110*	0,2	0,043	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	0,24

Для ПС-2

Навантаження S_4 відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираються два трансформатори [4]:

$$S_{T2} = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{25^2 + 20^2}}{1,4} = 22,71 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТРДН-25000/110.

Визначається коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{25^2 + 20^2}}{2 \cdot 25} = 0,64$$

Таблиця 1.7– Каталогні дані трансформатора ТРДН-25000/110 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Складається однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

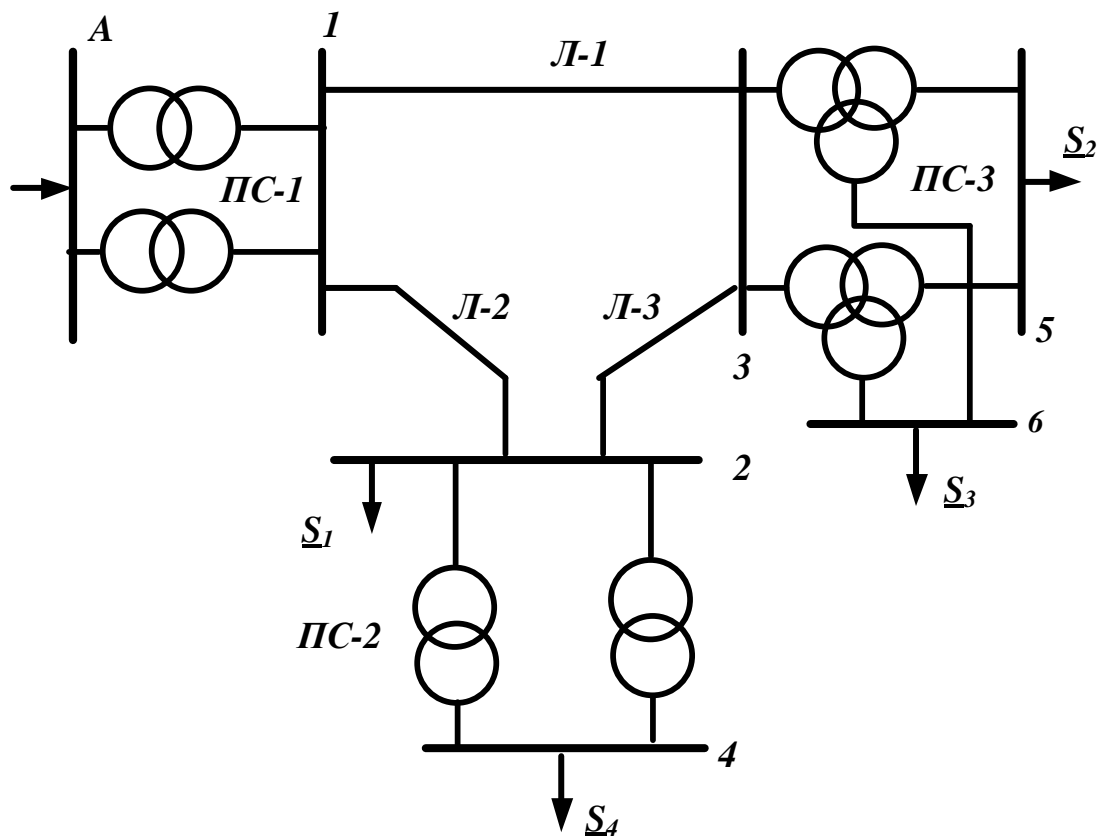


Рисунок 1.4- Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначається розрахункова потужність у вузлі 3 ПС - 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховується її потужність.

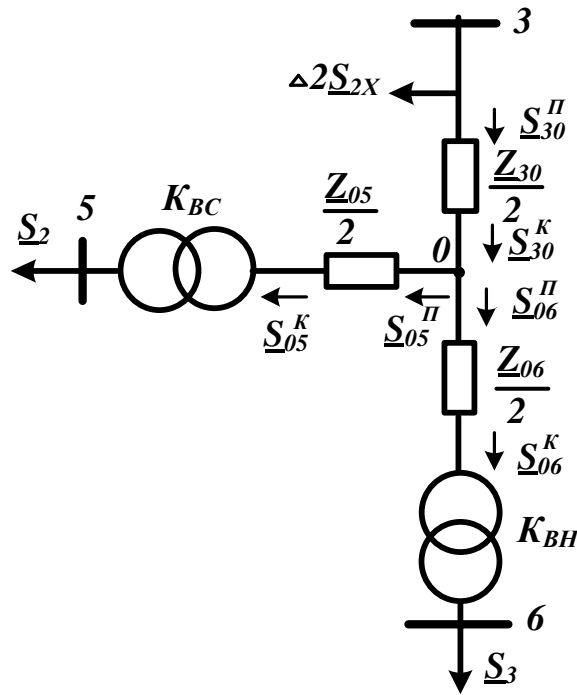


Рисунок 1.5– Схема заміщення підстанції ПС – 3

Визначається потужність \underline{S}_{06}^K :

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 15 + j10 \text{ МВА}$$

Визначається потужність :

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{06} = 15,011 + j10 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{05}^K :

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{05}^{Π} :

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{05}}{2} = 30,04 + j21,20 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{30}^K :

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{06}^H + \underline{S}_{05}^H = 45,05 + j31,2 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{30}^{Π} :

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{30}}{2} = 45,15 + j35,6 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{3P}

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} = 45,24 + j36,8 \text{ МВА}$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі 2 ПС - 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двообмоткового трансформатора.

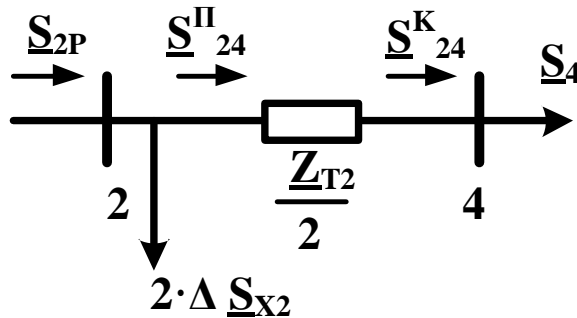


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначається потужність \underline{S}_{24}^K :

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_4 = 25 + j20 \text{ МВА}$$

Визначається потужність:

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 25,11 + j22,368 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X2} + \underline{S}_1 = 65,16 + j53,77 \text{ МВА}$$

1.5 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаються потужності на ділянках розімкнutoї мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{23} + l_{31} + l_{12}} = 62,17 + j51,07 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -3,0 - j2,7 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{31} + l_{12}} = 48,23 + j39,5 \text{ МВА}$$

Складається рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{B3}$$

$$110,4 + j90,57 = 110,4 + j90,57$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла негативною, тому точка 2 є точкою поточкорозподілу. Складається схема заміщення електричної мережі з урахуванням поточкорозподілу.

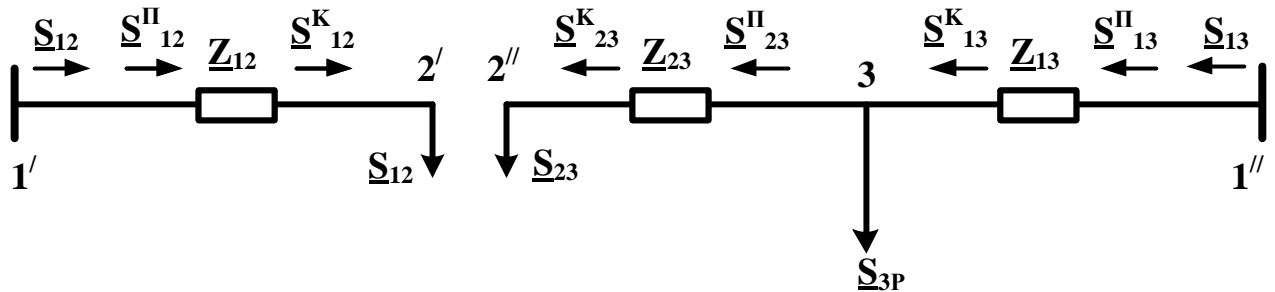


Рисунок 1.7– Розімкнена мережа з урахуванням втрат потужності

Визначається поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.7, з урахуванням втрат в лініях.

Знаходиться потужність джерела \underline{S}_{13} :

Приймається:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 3 + j2,7 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^II = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 3,0 + j2,71 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{23}^II + \underline{S}_{3P} = 68,16 + j56,48 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{13}^II = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 73,31 + j61,62 \text{ МВА}$$

Знаходиться потужність джерела \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 62,17 + j51,07 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 64,29 + j56,48 \text{ МВА},$$

Розрахункова потужність вузла 1:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{12}^{\Pi} + \underline{S}_{13}^{\Pi} = 137,6 + j118,11 \text{ МВА}.$$

Визначається напруга на ділянці А – 1:

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A1}} + \frac{2500}{P_{A1}}}} = 180,6 \text{ кВ}$$

Приймається напруга 220 кВ

ПС-1

Підстанція ПС – 1 відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибирається два трансформатори [4].

$$S_{T1} = \frac{S_{1P}}{1,4} = \frac{\sqrt{137,6^2 + 118,11^2}}{1,4} = 128,61 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор АТДЦТН-125000/220/110.

Визначається коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_{1P}}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{137,6^2 + 118,11^2}}{2 \cdot 125} = 0,73$$

Таблиця 1.8– Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-125000/220/110. [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН-125000/220/110	125	± 6×2 %	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28

Продовження таблиці 1.8

Тип	Каталожні данні					Розрахункові дані						ΔQ _х , кВАр
	ΔP _к , кВт			ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/220/110	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625

Зображується схема заміщення ПС-1 у вигляді двох трансформаторів, включених паралельно і розраховується потужність у вузлі А.

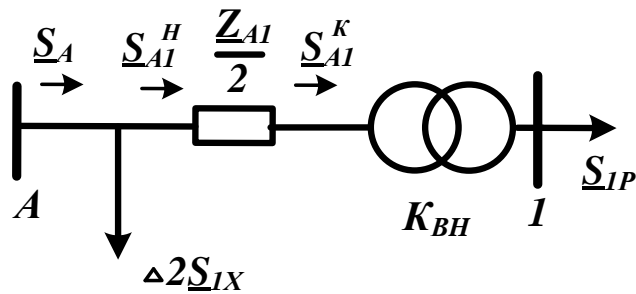


Рисунок 1.8– Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначається потужність \underline{S}_{AI}^K :

$$\underline{S}_{AI}^K = \underline{S}_{IP} = 137,95 + j138,91 \text{ МВА}$$

Визначається потужність:

$$\underline{S}_{AI}^{\Pi} = \underline{S}_{AI}^K + \frac{(P_{AI}^K)^2 + (Q_{AI}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{AI}}{2} = 139,19 + j140,14 \text{ МВА}$$

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймається напруга джерела живлення на десять відсотків більшою номінальної напруги мережі $U = 242 \text{ В}$

ПС-1

Визначається напруга вузла 1 [1-3]:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{AI}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{AI}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{AI}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{AI}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_A} \right)^2} = 225,5 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 1 по високій стороні:

$$U_1^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{01}^{\Pi} \cdot R_{TC} + Q_{01}^{\Pi} \cdot X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{01}^{\Pi} \cdot X_{TC} - Q_{01}^{\Pi} \cdot R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 225,4 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 1 по низькій стороні:

$$U_1 = \frac{U_1^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 118,58 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^{\text{H}} R_{12} + Q_{12}^{\text{H}} X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^{\text{H}} X_{12} - Q_{12}^{\text{H}} R_{12}}{U_1} \right)^2} = 112,87 \text{ кВ}$$

ПС-2

Визначається напруга вузла 4 по високій стороні:

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^{\Pi} \cdot R_{24} + Q_{24}^{\Pi} \cdot X_{24}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^{\Pi} \cdot X_{24} - Q_{24}^{\Pi} \cdot R_{24}}{U_2} \right)^2} = 107,31 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 4 по низькій стороні:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,8 \text{ кВ}$$

ПС -3

Визначається напруга вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^{\Pi} X_{13} - Q_{13}^{\Pi} R_{13}}{U_1} \right)^2} = 103,5 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 0

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \cdot R_{TB} + Q_{30}^{\Pi} \cdot X_{TB}}{2 U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^{\Pi} \cdot X_{TB} - Q_{30}^{\Pi} \cdot R_{TB}}{2 U_3} \right)^2} = 97,5 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 5 по високій стороні:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot R_{TH} + Q_{05}^H \cdot X_{TH}}{2 U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot X_{TH} - Q_{05}^H \cdot R_{TH}}{2 U_0} \right)^2} = 95,01 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 5 по низькій стороні:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 9,09 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 6 по високій стороні

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H \cdot R_{TC} + Q_{06}^H \cdot X_{TC}}{2 U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H \cdot X_{TC} - Q_{06}^H \cdot R_{TC}}{2 U_0} \right)^2} = 97,4 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 6 по низькій стороні

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 32,62 \text{ кВ}$$

Таблиця 1.9– Розрахункові напруги в вузлах навантаження

Номер вузла	4	5	6
Напруга, кВ	9,79	9,09	32,62
Відхилення, %	-2,1	-9,1	-6,8
Положення РПН	0	6	5
Напруга з РПН, кВ	9,79	10,06	35,52
Отклонение с РПН, %	-2,1	+0,6	+1,4

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ [4].

2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_4 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; допускати можливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань [8, 9, 10]].

В якості основної схеми електричних з'єднань приймається стандартна схема з'єднань типової понижувальної підстанції 110/10 кВ. Схема наведена в додатку Б.

					БР.6.141.746.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Пальоха О.В.			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	23	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

S_{BH} – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{BH} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівним 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{ТНР} + S_{BH}}{1,2} = \frac{17,7 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВА} .$$

Стандартна потужність трансформатора 40 кВА. Остаточно, для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

						Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.6.141.746.ПЗ.ЕТ	25

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 3000$ МВА.

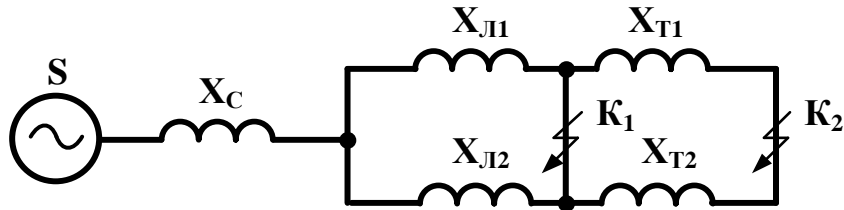


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{3000} = 4,03 \text{ Ом} .$$

Опір: працюючих ліній $X_{12} = 10,13$ Ом; $X_{23} = 20,25$ Ом; трансформаторів $X_T = 27,95$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1(1)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B3})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 20,25)} = 2,62 \text{ кА} ,$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B3})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 10,13)} = 4,49 \text{ кА} ,$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 7,11 \text{ кА}$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B2} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 10,13 + 27,95)} = 1,22 \text{ кА} ,$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B3} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 20,25 + 27,95)} = 1,51 \text{ кА} ,$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 2,73 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля $V_k, кА^2с$
Шини 110 кВ (K_1)	7,11	16,14	7,11	0,90	4,29
Шини 10 кВ (K_2)	16,14	29,87	11,22	5,69	133,82

2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [10].

При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

- за напругою;
- по нагріванню при тривалих струмах;
- щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні високої напруги;
- ввідні на стороні 10 кВ;
- секційні на стороні 10 кВ;
- ліній, що відходять 10 кВ;

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора [10].

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,92 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{в\text{і}мк.} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 963,4 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в\text{і}мк} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 963,4 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{в\text{і}дх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А.}$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{в\text{і}дх}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	7,11 кА	40 кА
$i_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	16,14 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{в\text{і}дк.ном}$	7,11 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,87 кА	16 кА

$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,29 кА ² с	112 кА ² с
----------------------------	------------------------	-----------------------

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 2000$ А, $I_{НОМ.відкл.} = 31,5$ кА, $I_{СКВ.ІН.} = 40$ кА, $I_{СКВ} = 102$ кА, $I_T = 40$ кА, $t_{відкл} = 0,07$ сек, $\beta_H = 36$ %.

$$I_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відкл.}}{100} = \frac{1,41 \cdot 36 \cdot 31,5}{100} = 16 \text{ кА}$$

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

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3,15 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29,87 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	25,46 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	29,87 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	5,69 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 кА ² с	303,75 кА ² с

На сторону 10 кВ обраний маломасляний вимикач типу МГГ-10-3150-45У3.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29,87 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	25,46 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	29,87 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	5,69 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 кА ² с	303,75 кА ² с

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В даному проекті релейний захист не виконується, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюються амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. На шинях 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на відході ліній - 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.8 [10].

Таблиця 2.8 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	–	2,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне струмове навантаження в колі секційних вимикачів на стороні НН			0,5	0,5	0,5

Продовження таблиці 2.8

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	16,14 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,29 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм² для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{np} = \rho \cdot \frac{l}{F};$$

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

F – перетин жил, мм²;

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

Загальна опір кола струму:

$$Z_H = Z_{npил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом,}$$

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

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	2000 А
$I_{y0} \leq I_{дин}$	25,46 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р.

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	5-1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	25,46 кА	250кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	І-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50 мм.

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

№ з/п	Прилад	Навантаження, Вт	
		А-В	В-С
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10
5	Лічильник ватгодин	3	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	—
8	Частотомір	—	3
Разом		32	33

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

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми

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

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

Для спрощення приймаємо $I_a = I_c = 0,325 \text{ А}$.

Тоді:

$$I_b = 0,325 \cdot \sqrt{3} = 0,562 \text{ А}.$$

Втрати напруги в проводі **a** й проводі **b** можуть бути визначені як.

$$I_a \cdot R + I_b \cdot R = (I_a + I_b) \cdot R.$$

Питомий опір алюмінію – $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$, перетин проводу за умовами міцності 2,5 мм².

Тоді:

$$R = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом} .$$

Падіння напруги становить:

$$\Delta U = R \cdot (I_a + I_b) = 0,56 \cdot (0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В} ,$$

що становить 0,5 % і відповідає вимогам ПУЕ.

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС [10]. При цьому перерізн шин має бути меншим 120 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 200 А вибираємо переріз 120 мм² з допустимим струмом 265 А мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

де $C = 90 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{4,294}}{91 \cdot 10^{-3}} = 47,7 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталєалюмінієвий кабель АС-120. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перерізу також виконується по припустимому струму. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5 \text{ м}$;

γ – момент інерції поперечного перетину шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, м^4 ;

q – поперечний перетин шини, м^4 .

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12},$$

де b – товщина шини, м,

h – ширина шини, м.

Вибираємо шину перетином 40×4 мм, допустимий струм 480 А.

Момент інерції поперечного перетину шини:

$$\gamma = \frac{4 \cdot 40^3}{12} = 21,333 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{21,33 \cdot 10^{-9}}{160 \cdot 10^{-5}}} = 0,888 \text{ Гц},$$

що менше значення 30 Гц.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахункове механічне напруження в матеріалі шин;

$\sigma_{дон} = 75$ МПА – допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТ.

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ – момент опору шини;

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

Момент опору шини:

$$W = \frac{4 \cdot 40^2}{6} = 1,067 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{16,14^2 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5} = 19 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 75 МПа.

Перевірка шини по нагріванню. Інтеграл Джоуля:

$$W_R = I^2 \cdot (t + Ta) = 480^2 \cdot (1 + 0,1) = 253,44 \text{ кА}^2\text{с},$$

що більше розрахованого значення 4,3 кА²с.

Дана шина підходить по допустимих значеннях механічного напруження в матеріалі, власних коливань і по допустимому нагріву. Тому остаточно приймаємо шину 40×4 мм.

					БР.6.141.746.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення [10].

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в таких випадках: розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

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

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

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

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

2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ

і конструктивна частина

РП 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлюваних в закритих приміщеннях [10].

РП 10 кВ закритого типу (в будівлях, в тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі "сендвіч" і ін.) можуть застосовуватися:

- а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або запорошених вділянок) неможливе застосування КРПН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для ремонту і збереження викочуючих візків в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

2.8 Заземлювальні пристрої підстанції

Всі електричні частини електроустановок, які нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею [10]. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створення нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

3. Релейний захист трансформатора

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДНЦ- 25000/110, який має наступні характеристики [табл. 1-7]. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12]:

Струм КЗ на шинах високої напруги становить [13]:

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})},$$

де $X_{с.макс} = X_{с.мін} = 4,03 \text{ Ом}$.

$$X_{Т.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 27,5 \cdot (1 - 0,16)^2 = 19,71 \text{ Ом},$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 27,5 \cdot (1 + 0,16)^2 = 37,62 \text{ Ом},$$

$$X_{в.мін} = X_{Т.мін} = 19,71 \text{ Ом},$$

$$X_{в.макс} = X_{Т.макс} = 37,62 \text{ Ом}$$

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 19,71)} = 2,678 \text{ кА}.$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{115}{2 \cdot (4,03 + 37,62)} = 1,32 \text{ кА}.$$

					БР.5.141.746 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Пальоха О.В.			Релейний захист трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	44	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

$$I_{в.ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I},$$

де $k_{сх}$ – коефіцієнт схеми, тоді:

$$I_{в.ном.вн} = \frac{125,6 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 3,62 \text{ А};$$

$$I_{в.ном.нн} = \frac{1376 \cdot 1 \cdot 5}{3000} = 3,97 \text{ А}.$$

2) Вибір параметрів вирівнювальних автотрансформаторів(ТЛ), трансректора (ТАV) та проміжних ТС (ТА) кола гальмування.

За основну сторону приймається обмотка високої напруги живленням 110 кВ.

Всі розрахунки приведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Обладнання захисту

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	110	10 кВ
			кВ	
1	Ном.струм взятої вітки трансректора на ВН, А	$I_{відв.ном.осн.} = I_{отв.в.осн}$	4,6	-
2	Розрах. струм віток АТ на неосновній стороні, А	$I_{відтв.розр.неосн} = I_{ном.в.неосн.} \cdot \frac{I_{відтв.ном.осн.}}{I_{ном.в.осн.}}$	-	$3,56 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип АТ, який відкритий в плече захисту		-	АТ-31
4	Ном.струм використаної вітки АТ, до якого підводяться вторинні струми		-	3,6

Продовження таблиці 3.1

5	№ викор. Відгалудження АТ, до якого підводяться вторинні струми		-	1-9
6	№ викор. Відгалудження АТ, до якого підводяться реле		-	1-11
7	Ном. струм використаної вітки АТ, до якого підводяться реле, А		-	4,25
8	Ном.струм взятої вітки трансреактора на НН А		-	4,6
9	№ використаного відгалудження трансреактора реле		7	5
10	Розрах. струм відгалуджень проміжних АТ кола гальмування реле, А	$I_{\text{відтв.гальм.розр}} = \frac{I_{\text{ном.в.}}}{k_{\text{АТ}}}$	4,6	$\frac{3,5 \cdot 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Ном. струм прийнятого відгалудження приставки і проміжних ТАА	$I_{\text{відтв.гальм.ном}}$	5	5
12	№ використаного відгалудження приставки і проміжних ТА реле		1	1

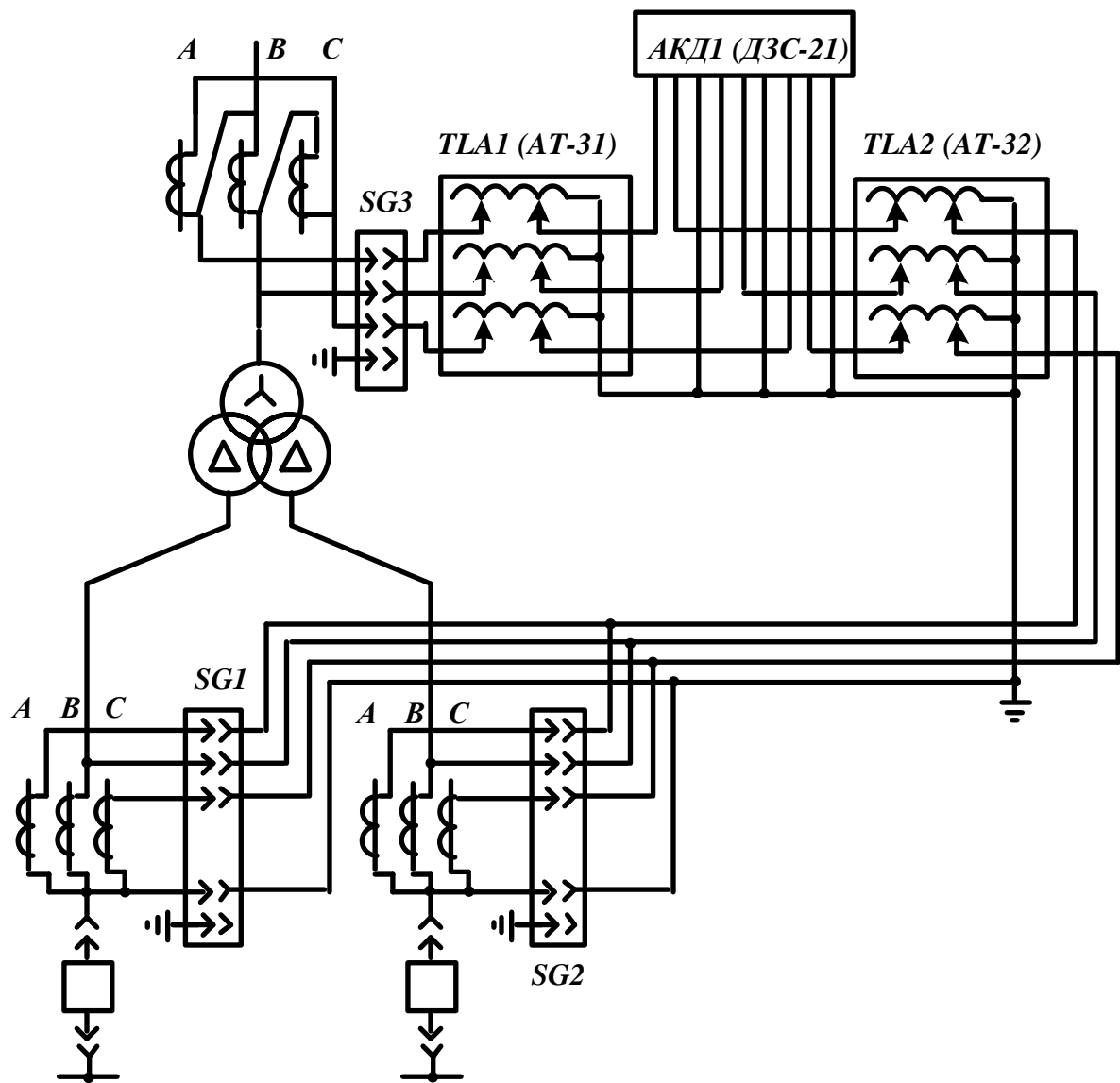


Рис.3.1 - Пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора з реле типу ДЗС-21

3) Розрахунок первинного гальмівного струму, що відповідає початку гальмування [11, 12]:

$$I_{п.гальм.поч} = 0,5 \cdot I_{ном} \cdot \left(k_{струм.I} \cdot \frac{I_{відв.гальм.ном.I}}{I_{відв.гальм.розр.I}} + k_{струм.II} \cdot \frac{I_{відв.гальм.ном.II}}{I_{відв.гальм.розр.II}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 125 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{125} + 1 \cdot \frac{2,5}{3,5} \right) = 335 \text{ A}$$

$$\left(\frac{600}{5} \quad \frac{3,6}{4,6} \right)$$

де $k_{\text{струм.І}} = 1$, $k_{\text{струм.ІІ}} = 1$ – коефіцієнти стуморозподілу, відповідно для сторін І, ІІ в режимі, що розглядається.

4) Розрахунок струму небалансу, що відповідає початку гальмування:

$$I_{\text{нб.гальм.поч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{ІІ}} + \frac{I_{\text{відв.розр.ІІ}} - I_{\text{відв.ном.ІІ}}}{I_{\text{відв.розр.ІІ}}) \cdot I_{\text{п.гальм.поч}} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 335 = 92,83 \text{ A}$$

5) Розрахунок первинного струму спрацьовування захисту (чуттєвого захисту) за наступними умовами:

а) відстройка від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, що відповідає початку гальмування:

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 1,5 \cdot 92,83 = 139,24 \text{ A};$$

б) відстройка від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 125 = 37,7 \text{ A}.$$

Для подальших розрахунків вибирається значення випадку а):

$$I_{\text{с.з.мін}} = 139 \text{ A}.$$

б) Розрахунок відносного мінімального струму спрацьовування реле (чуттєвого органа) при відсутності гальмування.

Розрахунок сторони вищої напруги:

$$I_{*c.p. \min} = \frac{I_{c.z. \min} \cdot \frac{U_{вн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{відтв.ном.ТАВ}} = \frac{139 \cdot \frac{115}{115} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 1,03$$

7) Максимальний розрахунковий струм небалансу при зовнішньому трифазному КЗ на стороні високої напруги:

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм.П} + \frac{I_{відв.розр.П} - I_{відв.ном.П}}{I_{відв.розр.П}}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 1,09 = 0,653 \text{ кА}$$

8) Коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{зальм} = \frac{k_z \cdot I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*зальм.розр.п} \cdot \frac{I_{відв.зальм.розр.п}}{I_{відв.зальм.ном.п}} - I_{*зальм.поч}}$$

де $I_{*зальм.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування;

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}} = \frac{0,97}{1,099} = 0,88.$$

Підстановка чисел в формулу для знаходження коефіцієнту гальмування захисту:

$$k_{зальм} = \frac{1,5 \cdot 0,88 \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{92,83}{125} \cdot \left(\frac{4,6}{5} - \frac{4,47}{5} \right)} = 0,23.$$

9) Розрахунок первинного струму спрацьовування відсічки за умовою налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр},$$

де

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм. II} + \frac{I_{відв.розр. II} - I_{відв.ном. II}}{I_{відв.розр. II}}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,5 - 4,6}{4,5}) \cdot 1990 = 970 \text{ A}$$

Тоді:

$$I_{с.відс.розр} = 1,5 \cdot 970 = 1450 \text{ A}.$$

10) Відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{k_I \cdot k_{TL} \cdot I_{відв.ном. TAV}} = \frac{713 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,86.$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 3, що відповідає струму спрацьовування.

11) Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1320}{139 \cdot \sqrt{3}} = 9,5$$

3.3 Газовий захист

Встановлюється на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище.

Дія газового захисту основана на тому, що будь-які, навіть незначні пошкодження, а також підвищені нагріви всередині бака трансформатора викликають витік оливи і органічної ізоляції, що супроводжується виділенням газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежить від характеру і розміру пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газоутворенні, що має місце при короткому замиканні, пошкоджений трансформатор відключався. Окрім того, газовий захист діє на сигнал і на відключення, чи тільки на сигнал при небезпечному зниженні рівня оливи в баці трансформатора.

Газовий захист – найбільш універсальний і найбільш чутливий до внутрішніх пошкоджень захищеного трансформатора. Він реагує на такі небезпечні пошкодження, як замикання між витками обмоток, на які не реагують інші види захисту через недостатні величини струму при цьому виді пошкоджень. Для захисту використовується газове реле BF-50

4 Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах

Звітні втрати енергокомпаній складаються з “технічних” і “комерційних” втрат електроенергії. Окремо слід зупинитися на аналізі “комерційних” втрат електроенергії, які в даний час мають дуже велике значення для передавальних енергокомпаній [16].

При цьому “комерційні” втрати електроенергії в основному визначаються:

- похибкою вимірювального тракту,
- неодноразовістю зняття щомісячних показників лічильників,
- несплатою населення,
- розкраданнями електроенергії і т.ін.

4.1 “Комерційні” втрати електроенергії

Одним з основних факторів, що впливають на збільшення “комерційних” втрат електроенергії в електричних мережах енергокомпаній зараз є те, що в зв'язку зі спадом промислового виробництва істотно збільшилася в процентному відношенні споживання електроенергії побутовими споживачами, які в основному і не платять вчасно за спожиту електроенергію. При цьому інші споживачі, хоча можуть і не платити за електроенергію, але рахунки їм на оплату виставляються згідно з показаннями комерційних лічильників, на підставі яких складається місячний баланс по оплаті і електроенергії для електричної мережі енергокомпанії. Для визначення енергоспоживання і необхідної оплати побутовими споживачами потрібно практикувати укладання договорів з ними і винесення лічильників з квартир на сходову клітку, щоб вчасно отримувати показання лічильників і автоматично виставляти їм рахунки, як і іншим споживачам. Для більш ефек-

					БР.5.141.746.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Пальоха О.В.			Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	53	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

Для об'єктів, що не проводять відпуск електроенергії з мереж 0,38 кВ, допустимі комерційні втрати приймають рівними нулю.

Часом нестійкі ціни на паливо і електроенергію не дозволяють рекомендувати жорсткі нормативні коефіцієнти, які необхідно використовувати при визначенні планованого і фактичного ефекту від впровадження заходів щодо зниження втрат енергії в електричних мережах енергосистем. При оцінці цього ефекту слід керуватися реальними цінами на електроенергію на оптовому енергоринку по конкретному класу напруги і т.д. При цьому на величину зекономленої від впровадження даних заходів електроенергії енергокомпанія купує менше її на оптовому енергоринку.

Вираз (4.3) без останнього доданку є систематичною складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті (середнє значення недообліку).

4.4.3 Випадкову складову ТОНЕ (НННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\delta W_{HE} = \pm \sqrt{0,95 \cdot \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \cdot \Delta W_T \right)^2}, \quad (4.4)$$

де δ_i – випадкова похибка i -го вимірювального комплексу, %;

δ_T – випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, %, що відповідає рівню довірчої ймовірності 0,95;

ΔW_T – розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під коренем формули (4.4) являє собою випадкову складову інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті.

На відміну від формули (4.3), у формулі (4.4) присутня похибка розрахунку технічних втрат (яка плюс-мінус), але відсутня складова, пов'язана з допустимими комерційними втратами, так як останні виражаються одним числом.

В метрології вважається, що розподіл фактичних помилок вимірювальних приладів одного і того ж типу підпорядковується закону рівномірної щільності, а

не нормальному закону. У зв'язку з цим довірчій ймовірності 0,95 відповідають значення, віддалені від кордонів інтервалу розподілу на 2,5% по обидва боки, що відповідає коефіцієнту 0,975. Коефіцієнт 0,95 в (4.4) являє собою квадрат значення 0,975, а не значення довірчої ймовірності 0,95.

4.4.4 Систематичну складову інструментальної похибки вимірювального комплексу визначають за формулою, (4.5) %,

$$\Delta = 2,1 \cdot \Delta_{ТС} + 1,7 \cdot \Delta_{ТН} + \Delta_{ліч} - 0,5 \cdot \Delta U_{ТН}, \quad (4.5)$$

де $\Delta_{ТС}$ – систематична складова похибки, що вноситься вимірювальним трансформатором струму (ТС), %;

$\Delta_{ТН}$ – те ж, трансформатором напруги (ТН), %;

$\Delta_{ліч}$ – те ж, приладом обліку, %;

$\Delta U_{ТН}$ – допустима втрата напруги у вторинному колі ТН, %.

4.4.5 Випадкову складову похибки вимірювального комплексу визначають за формулою, (4.6) %,

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{2,2 \cdot \delta_{ТС}^2 + 1,5 \cdot \delta_{ТН}^2 + \delta_{ліч}^2 + 0,25 \cdot \Delta U_{ТН}^2}, \quad (4.6)$$

де $\delta_{ТС}$, $\delta_{ТН}$, $\delta_{ліч}$ - випадкові складові похибок ТС, ТН і лічильника, %.

4.4.6 Технічно пояснювані значення $\Delta_{ТС}$ і $\delta_{ТС}$ визначають по табл. 4.1 в залежності від класу точності ТС - $K_{ТС}$ і приведенного коефіцієнта його струмового завантаження – $\beta_{ТС}$, що визначається за формулою (4.7):

$$\beta_{ТС} = \sqrt{\frac{W}{T \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ном}}}, \quad (4.7)$$

де W – енергія, передана по контрольованому приєднанню за час T ;

$U_{ном}$ и $I_{ном}$ - номінальні значення напруги і струму первинного кола ТС.

Підкорінний вираз в (4.7) являє собою середній коефіцієнт завантаження ТС. Приведений коефіцієнт завантаження ТС, відповідний похибці вимірювання енергії, більший середнього, так як навантаження не можна вважати рівномірною

розподіленим в інтервалі від мінімуму до максимуму (особливо при малих k_3). Більша частина енергії споживається в районі великих навантажень, і потім вони різко падають. Тому, наприклад, для побутового навантаження при $k_3 = 0,25$ зважений коефіцієнт завантаження ТС буде визначатися значенням $\sqrt{0,25} = 0,5$.

4.4.7 Нормативні значення $\Delta_{ТС}$ і $\delta_{ТС}$ визначають при приведеному значенні:

$$\beta_{ТС} = 0,8 \cdot \sqrt{k_3} ,$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження контрольованого приєднання за розглянутий період часу (відносне число годин використання максимуму навантаження: $k_3 = T_{\text{макс}}/T$).

Коефіцієнт 0,8 враховує допустиме недовантаження ТС в максимальному режимі в зв'язку з дискретністю шкали номінальних струмів ТС. У наведеному випадку для побутового навантаження нормативне значення $\beta_{ТС} = 0,8 \cdot 0,5 = 0,4$.

Таблиця 4.1 - Залежності струмових похибок ТС від коефіцієнта струмового завантаження і класу точності.

Вид похибки	Залежності похибок в діапазоні значень $\beta_{ТС}$:	
	0,05 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{ТС}, \%$	$(-2,0 + 6,25 \cdot \beta_{ТС}) \cdot K_{ТС}$	$(-1,06 + 1,56 \cdot \beta_{ТС}) \cdot K_{ТС}$
$\delta_{ТС}, \%$	$\pm(1,0 - 1,25 \cdot \beta_{ТС}) \cdot K_{ТС}$	$\pm(0,81 - 0,31 \cdot \beta_{ТС}) \cdot K_{ТС}$

4.4.8 Значення $\Delta_{ТН}$ і $\delta_{ТН}$ визначають за формулами:

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{ТН}) \cdot K_{ТН} ; \quad (4.8)$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0,5 \cdot K_{ТН} , \quad (4.9)$$

де $K_{ТН}$ – клас точності ТН;

$\beta_{ТН}$ – коефіцієнт завантаження вторинного кола ТН.

4.4.9 Значення систематичної похибки $\Delta_{ліч}$ для індукційних лічильників визначають за формулою (4.10):

$$\Delta_{ліч} = -0,2 \cdot T_{\text{пов}} \cdot K_{ліч} , \quad (4.10)$$

де $K_{ліч}$ – клас точності лічильника;

$T_{нов}$ – термін служби лічильника після останньої повірки.

Для електронних лічильників приймають $\Delta_{ліч} = 0$.

					БР.5.141.746.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

Висновки

В результаті виконання роботи виконано повний розрахунок таких параметрів електричної мережі як: параметри ЛЕП, наведені до ВН навантаження трансформаторів, напруг в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в вітках мережі. Розрахунок зроблений для нормального режиму роботи мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, що дало можливість, використовуючи розрахункові та каталожні дані, здійснити підбір комутаційного та вимірювального обладнання, встановленого на підстанції. А також шляхом визначення сумарної потужності споживачів підстанції перевірити правильність вибору встановлених силових трансформаторів. Обрана схема первинних з'єднань підстанції та вибір ТСН. На підставі проведеного аналізу правильності вибору обладнання можна відзначити, що характеристики обладнання вибиралися з деяким «запасом», що в свою чергу підвищить надійність системи в разі виникнення аварійної ситуації.

Для захисту трансформатора було виконано розрахунок релейного захисту трансформатора.

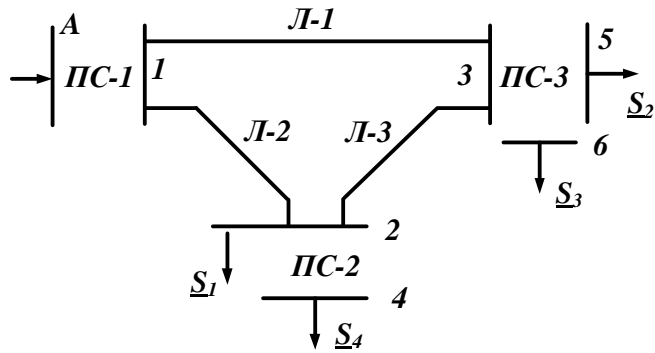
В останньому розділі на підставі літературного огляду розглянуті методи розрахунку складових втрат електроенергії в мережах.

					БР.5.141.746.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 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 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. -52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Горяжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Горяжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

										Арк.
										65
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.746.ПЗ.ЕТ					



Початкова схема мережі

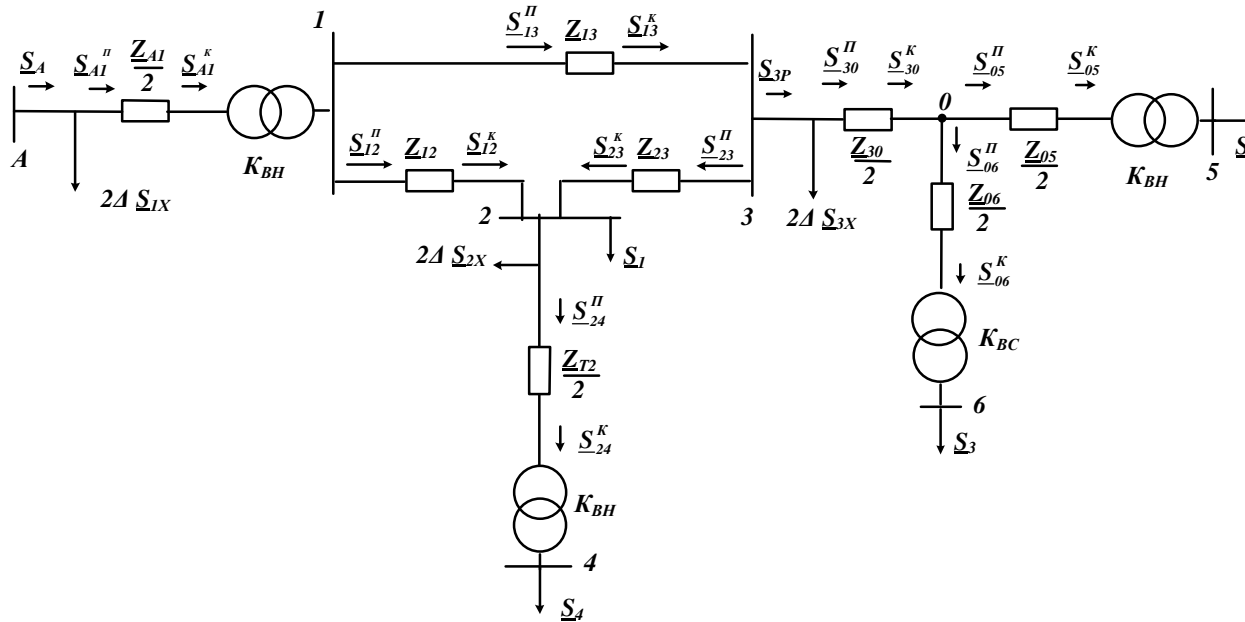
Категорія споживача довжина ліній
 S_1 - I Л-1 50 км
 S_2 - II Л-2 40 км
 S_3 - I Л-3 25 км
 S_4 - I

Потужності навантажень

$S_1 = 40+j30$ МВА
 $S_2 = 30+j20$ МВА
 $S_3 = 15+j10$ МВА
 $S_4 = 25+j20$ МВА

Потужності на ділянках мережі

Позн	Значення	Позн	Значення
S_{06}^{Π}	$15,01+j10$	S_{06}^K	$15+j10$
S_{05}^{Π}	$30,04+j21,2$	S_{05}^K	$30+j20$
S_{30}^{Π}	$45,15+j35,6$	S_{30}^K	$45,05+j31,2$
S_{24}^{Π}	$25,11+j22,4$	S_{24}^K	$25+j20$
S_{12}^{Π}	$61,2+j59,41$	S_{12}^K	$62,17+j51,07$
S_{A1}^{Π}	$94,8+j122,8$	S_{A1}^K	$138+j139,8$



Розрахункова схема заміщення мережі

Напруги у вузлах мережі

Ном	Значення	
	Висока	Низьке
1	225	118,6
2	112,87	
3	103,5	
4	107,3	9,8
5	95	10,06
6	97,4	35,52

		Б.Р.5.141.764.ГЧ.ЕТ			
Дата	Август	Поміт	Дана	Лист	Місяць
Розроб	Данило О.В.			11	
Перевіряє	Лобановська			Архив 1	Архив 2
Конструктор				Розрахунок електричної мережі	
Рисуючий				СумДУ, гр.ЕТ0н-61п	
Затвер	Лобановська				

