

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, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Бакуменко В. О.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Бакуменко Владислава Олександровича

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

– розрахунок електричної мережі;

– розрахунок електричної частини підстанції;

– розрахунок релейного захисту;

– аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення;

– оформлення роботи.

5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

– схема мережі;

– електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/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 в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Бакуменко В. О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 70, рис. 14, табл. 23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / В. О. Бакуменко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 70 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 в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

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

Зміст

	Вступ.....		8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		10
1.1	Вибір напруг ліній		10
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій		13
1.3	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів		16
1.4	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах		19
1.5	Складання розрахункової схеми заміщення мережі		21
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження		21
1.7	Регулювання напруги в вузлах навантаження		23
2	Розрахунок електричної частини підстанції		25
2.1	Вибір силових трансформаторів підстанції		25
2.2	Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції		25
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб		26
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання		28
2.5	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини		31
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги		35
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв		41
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина		43
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина		44
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції		45
3	Розрахунок релейного захисту		46
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....		46
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається		47

					БР.6.141.675 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення ”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Бакуменко В.О.				Н	6	78
Перев.		Лебединський				СумДУ ЕТдн-51п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	48
3.4	Розрахунок МСЗ лінії, яка відходить від шин НН трансформатора.....	56
4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходи щодо їх зменшення	58
4.1	Загальні положення	58
4.2	Структура втрат електроенергії	60
4.3	Цели и задачи анализа технологічних витрат електроенергії.....	62
4.4	Заходи щодо зниження ТРЕ в СРГЕС	63
	Висновки	65
	Література.....	66
	Додаток А.....	69
	Додаток Б.....	70

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

7

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:

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії;
- проведений аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення.

					БР.6.141.675.ПЗ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

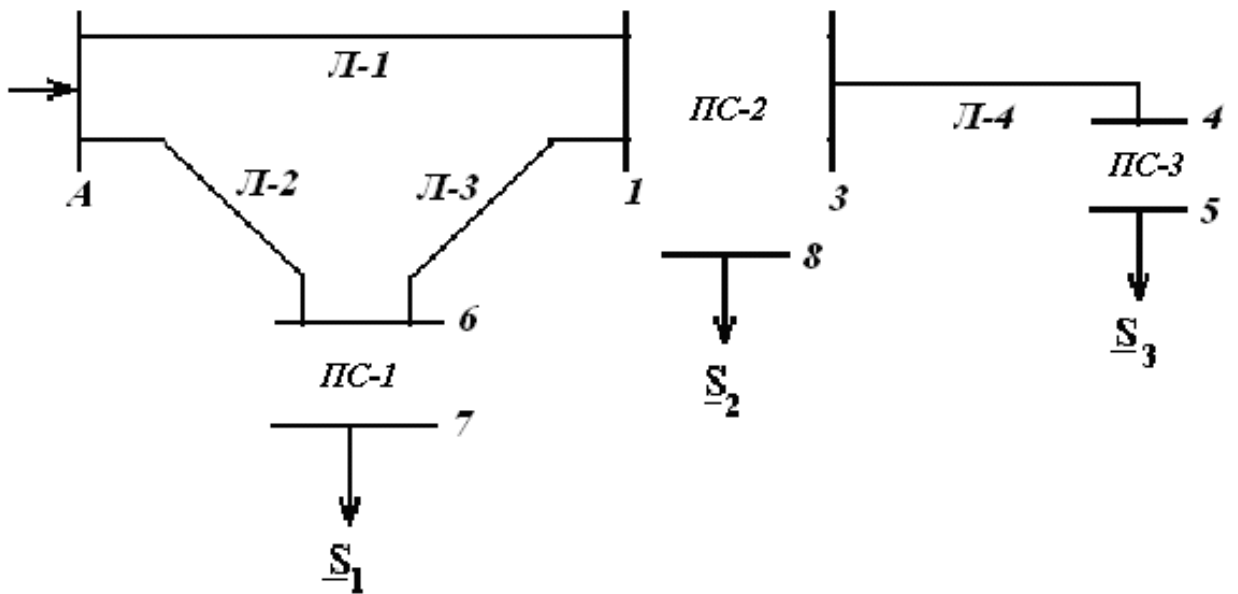


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.

Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень вузлів, МВА		
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃
40	30	40	20	$\frac{60+j70}{I}$	$\frac{30+j20}{II}$	$\frac{5+j8}{III}$

1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo навантаження вузла 6 рівним навантаженню вузла 7, а навантаження вузла 1 рівним навантаженню вузлів 5 і 8.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1]:

$$\underline{S}_{6P} = \underline{S}_1 = 60 + j70 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 30 + j20 + 5 + j8 = 35 + j28 \text{ МВА};$$

					БР.6.141.675 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Бакуменко В.О.			“Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	10	70
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2).

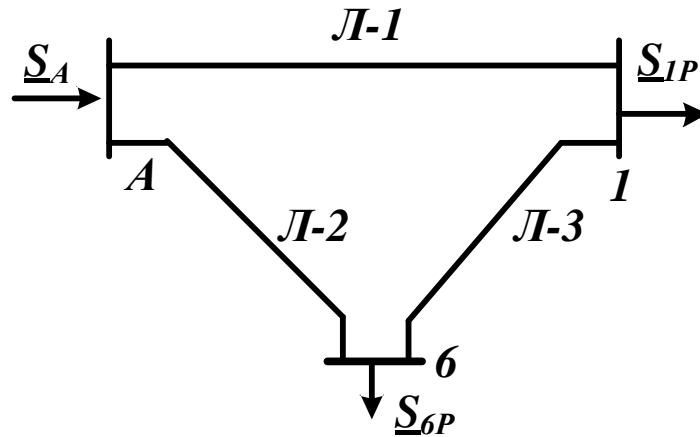


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення А (рисунок 1.3), позначимо потужності на ділянці мережі.

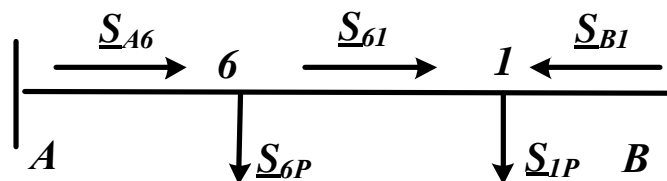


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot (l_{61} + l_{1B}) + \underline{S}_{IP} \cdot l_{1B}}{l_{A6} + l_{61} + l_{1B}} = 56,4 + j61,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{61} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{6P} = -3,64 - j8,91 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot l_{A6} + \underline{S}_{IP} \cdot (l_{61} + l_{A6})}{l_{A6} + l_{61} + l_{1B}} = 38,66 + j36,9 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{A6} + \underline{S}_{B1} = \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{IP}$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 1.2) [2].

$$U_L = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_L}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	30	40	40
Напруга ділянки, кВ	113	128	38

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S_L}{\sqrt{3}U_L}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	281	437	51

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-185/29

Перетин проводу, мм ²	Тривалий допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ₀ , Ом/км, при +20° С	110 кВ	
				x ₀ , Ом/км	b ₀ , 10 ⁻⁶ См/км
185/29	510	18,8	0,159	0,413	2,75

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція ПС-1

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач першої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається наступною формулою:

$$S_T = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 70^2}}{1,4} = 65,85 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-80000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_I}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{60^2 + 70^2}}{2 \cdot 80} = 0,576$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДЦ-80000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Технічні дані трансформатора ТДЦ-80000/110 [5]

S _{ном} , МВА	Межі регулю- вання	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							
80	±6×2,5 %	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

Підстанція ПС-2

Ставимо два трансформатори, так як споживач другої категорії [4].

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою:

$$S_T = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{35^2 + 28^2}}{1,4} = 32 \text{ МВА}$$

Вибираємо триобмотковий трансформатор ТДТН-40000/110 [4] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{35^2 + 28^2}}{2 \cdot 40} = 0,56$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДТН-40000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Технічні дані трансформатора ТДТН-40000/110 [5]

S _{ном} , МВА	Каталожні дані					
	U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6

Продовження табл. 1.7

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , кВА р
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

Примітка. Трансформатор має РПН ± 9 × 1,78 % в нейтралі.

Підстанція ПС-3

Ставимо один трансформатор, так як споживач третьої категорії.

Потужність трансформатора ПС-3 визначається наступною формулою:

$$S_T = 0,9S_3 = 0,9\sqrt{5^2 + 8^2} = 8,5 \text{ МВА}$$

Вибираємо двообмотковий трансформатор ТМН-10000/35 [4] по напрузі мережі 35 кВ і розрахунковій потужності.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТМН-10000/35 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмо- ток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТМН- 10000/35	10	±9*1,3%	36,7	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Вибираємо тип проводу для лінії Л-4. Для цього визначимо струм в лінії Л-4 по формулі:

$$I_{34} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{5^2 + 8^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,155 \text{ кА}$$

За каталогом [4] вибираємо провід АС-70/11, технічні дані якого наведені в таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Технічні дані проводу АС-70/11

Перетин проводу, мм ²	Тривало допу- стимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ₀ , Ом/км, при +20° С	35 кВ	
				x ₀ , Ом/км	b ₀ ×10 ⁻⁶ См/км
70/11	265	10, 7	0, 422	0,418	2,72

Розрахунок параметрів ліній

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності наведені в таблиці 1.10

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L; \quad \frac{jQ_L}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_L}{2}$$

Таблиця 1.10 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _л	Ом	6,36	4,77	6,36	8,44
X _л	Ом	16,52	12,39	16,52	8,36
$\frac{Q_{л}}{2}$	МВАр	0,6655	0,499	0,6635	0,0368

1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Підстанція ПС-1

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 6 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні [6].

Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів. Потужність в вузлі 6.

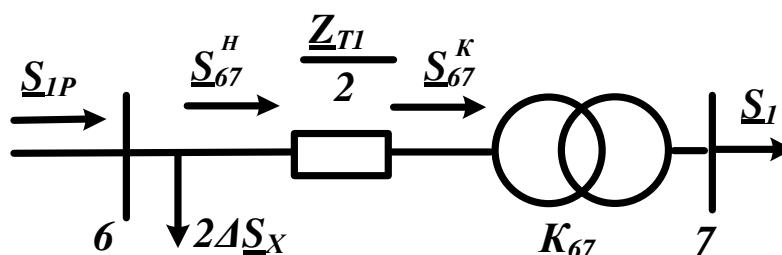


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{67}^K :

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_I = 60 + j70 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{67}^H :

$$\underline{S}_{67}^H = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 60,26 + j76,76 \text{ МВА}$$

Врахуємо зарядні потужності ліній, що підходять до вузла 6, при визначенні розрахункової потужності \underline{S}_{IP} :

$$\underline{S}_{IP} = \underline{S}_{67}^H + 2\Delta S_X = 60,4 + j77,7 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 4 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткового трансформатора (рис 1.5) [6].

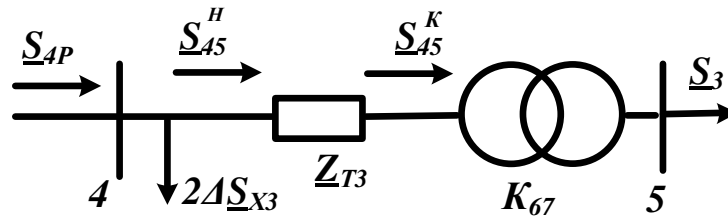


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{45}^K :

$$\underline{S}_{45}^K = \underline{S}_3 = 5 + j8 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{45}^H :

$$\underline{S}_{45}^H = \underline{S}_{45}^K + \frac{(P_{45}^K)^2 + (Q_{45}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \underline{Z}_{T3} = 5,06 + j8,732 \text{ МВА}$$

Врахуємо втрати холостого ходу трансформатора, при визначенні розрахункової потужності \underline{S}_{4P} :

$$\underline{S}_{4P} = \underline{S}_{45}^H + \underline{S}_X = 5,08 + j8,8 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-2

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат потужності в лінії Л-4 при максимальному навантаженні.

Записуємо потужність в кінці лінії Л-4 \underline{S}_{34}^K :

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_{4P} = 5,08 + j8,8 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{34}^H :

$$\underline{S}_{34}^H = \underline{S}_3^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \underline{Z}_{34} = 5,8 + j9,5 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів (рис 1.6).

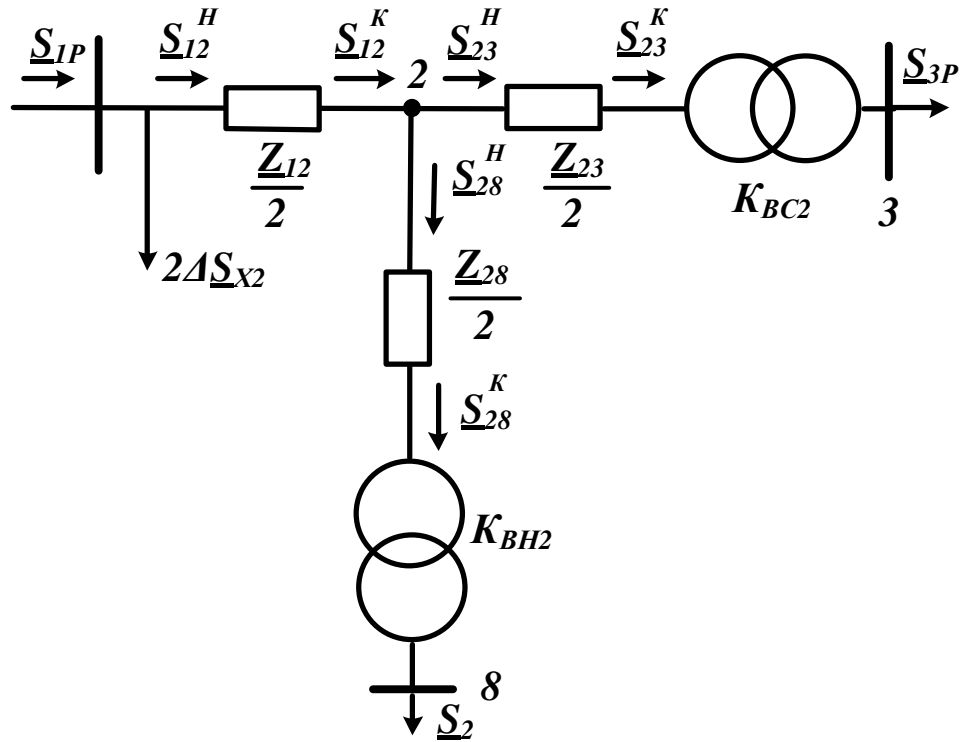


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{28}^K :

$$\underline{S}_{28}^K = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{28}^H :

$$\underline{S}_{28}^H = \underline{S}_{28}^K + \frac{(P_{28}^K)^2 + (Q_{28}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{28}}{2} = 30,0 + j21,21 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{23}^K :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{3P} = 5,8 + j9,52 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}'_{23} :

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(\underline{P}_{23}^K)^2 + (\underline{Q}_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{23}}{2} = 5,85 + j9,52 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{12}^K :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{28}^H = 35,84 + j30,72 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{12}^H :

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(\underline{P}_{12}^K)^2 + (\underline{Q}_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{12}}{2} = 35,9 + j34 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{1P} :

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{12}^H + 2\Delta\underline{S}_{X2} - j\left(\frac{Q_{6I} + Q_{A1}}{2}\right) = 36 + j33,135 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot (\underline{Z}_{6I}^* + \underline{Z}_{1B}^*) + \underline{S}_{1P} \cdot \underline{Z}_{1B}^*}{\underline{Z}_{A6}^* + \underline{Z}_{6I}^* + \underline{Z}_{1B}^*} = 57,1 + j67,7 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{6I} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{6P} = -3,37 - j8,82 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot \underline{Z}_{A6}^* + \underline{S}_{1P} \cdot (\underline{Z}_{A6}^* + \underline{Z}_{6I}^*)}{\underline{Z}_{A6}^* + \underline{Z}_{6I}^* + \underline{Z}_{1B}^*} = 39,37 + j41,96 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності [7]:

$$\underline{S}_{A6} + \underline{S}_{B1} = \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{1P}$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 6-1 вийшла негативною, тому точка 6 є точкою потоко-розподілу.

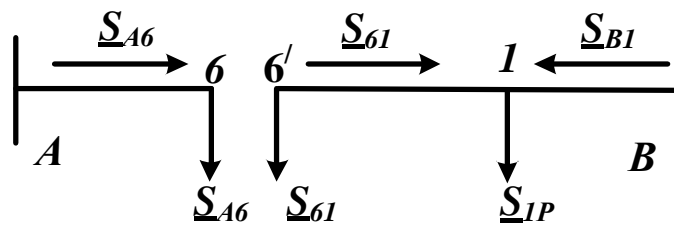


Рисунок 1.7 – Розімкнута мережа

Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі

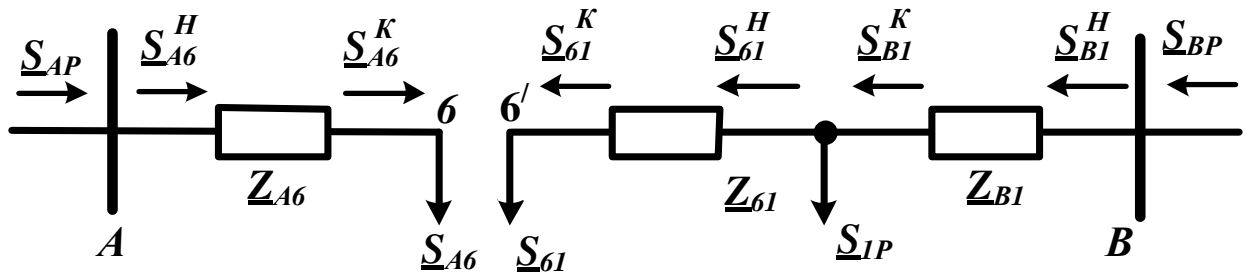


Рисунок 1.8 – Розрахункова розімкнена мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку

1.8. Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A

$$\underline{S}_{A6}^K = \underline{S}_{A6} = 57,1 + j67,72 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A6}^H = \underline{S}_{A6}^K + \frac{(\underline{P}_{A6}^K)^2 + (\underline{Q}_{A6}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A6} = 60,08 + j75,2 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{61}^K = \underline{S}_{61} = 3,37 + j8,82 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{61}^H = \underline{S}_{61}^K + \frac{(\underline{P}_{61}^K)^2 + (\underline{Q}_{61}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{61} = 3,405 + j8,91 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{61}^H + \underline{S}_{IP}^H = 39,4 + j42,05 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \frac{(\underline{P}_{B1}^K)^2 + (\underline{Q}_{B1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B1} = 41,14 + j46,6 \text{ МВА}$$

1.5 Складання розрахункової схеми заміщення мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході кола розрахункової згідно зі схемою заміщення

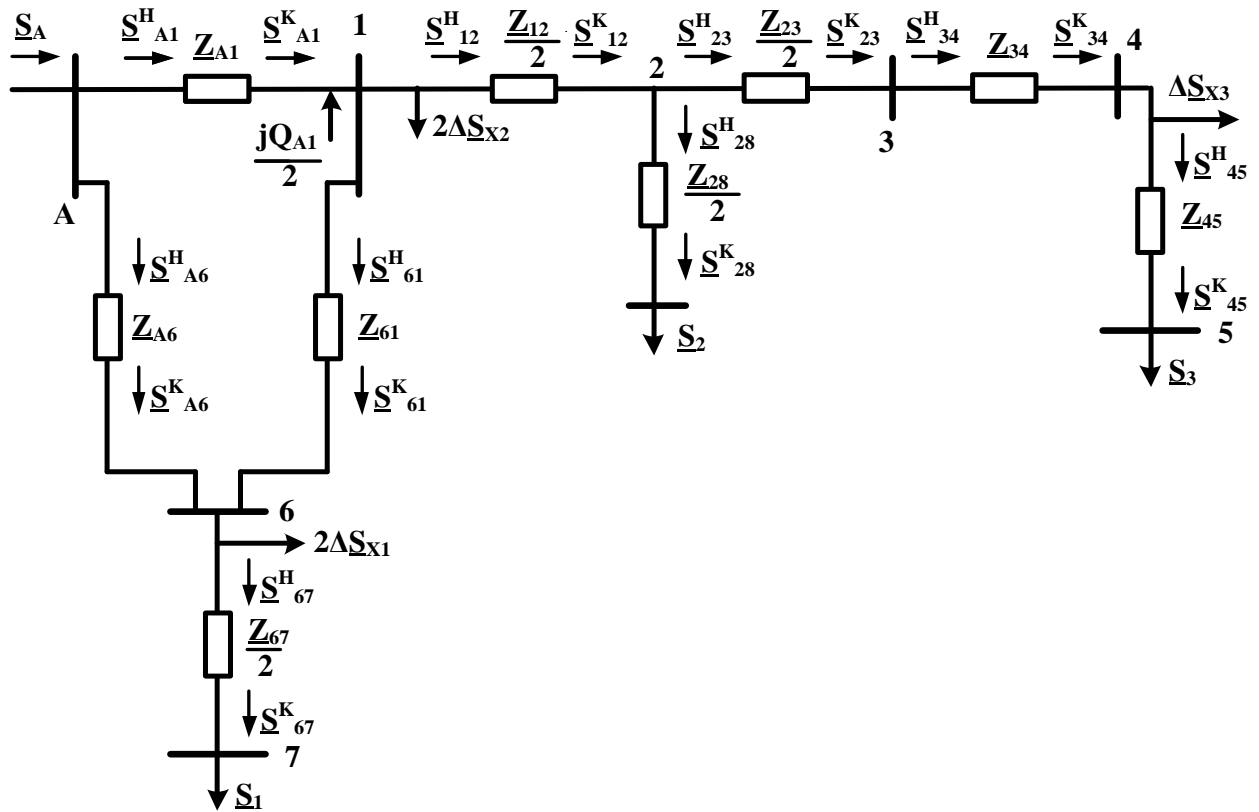


Рисунок 1.9 – Повна схема заміщення мережі

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків найбільшою номінальної напруги мережі $U_A = 120 \text{ В}$ [6]

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A6}'' R_{A6} + Q_{A6}'' X_{A6}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A6}'' X_{A6} - Q_{A6}'' R_{A6}}{U_A} \right)^2} = 109,89 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 1

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{B1}'' R_{B1} + Q_{B1}'' X_{B1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{B1}'' X_{B1} - Q_{B1}'' R_{B1}}{U_A} \right)^2} = 111,43 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 6' :

$$U_{6'} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{61}'' R_{61} + Q_{61}'' X_{61}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{61}'' X_{61} - Q_{61}'' R_{61}}{U_1} \right)^2} = 109,93 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 6 в замкнутій мережі як середнє значення знайдених напруг розділеного вузла 6 $U_6 = 110$ кВ.

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

ПС-1

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}'' R_{67} + Q_{67}'' X_{67}}{U_6} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}'' X_{67} - Q_{67}'' R_{67}}{U_6} \right)^2} = 96,21 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}'' R_{12} + Q_{12}'' X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}'' X_{12} - Q_{10}'' R_{12}}{U_1} \right)^2} = 101,48 \text{ кВ}$$

$$U_3^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}'' R_{23} + Q_{23}'' X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}'' X_{23} - Q_{23}'' R_{23}}{U_2} \right)^2} = 101,4 \text{ кВ}$$

$$U_8^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{28}'' R_{28} + Q_{28}'' X_{28}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{28}'' X_{28} - Q_{28}'' R_{28}}{U_2} \right)^2} = 96, \text{ кВ}$$

ПС-3

Знайдемо напругу на високій стороні ПС-3

$$U_4 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{43}'' R_{43} + Q_{43}'' X_{43}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{43}'' X_{43} - Q_{43}'' R_{43}}{U_3} \right)^2} = 30,2 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_4 - \frac{P_{45}^H R_{45} + Q_{45}^H X_{45}}{U_4} \right)^2 + \left(\frac{P_{45}^H X_{45} - Q_{45}^H R_{45}}{U_4} \right)^2} = 27,16 \text{ кВ}$$

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

$$\text{ПС-1} \quad U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,41 \text{ кВ}$$

$$\text{ПС-2} \quad U_3 = \frac{U_3^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 33,96 \text{ кВ} \quad U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,25 \text{ кВ}$$

$$\text{ПС-3} \quad U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 7,76 \text{ кВ}$$

1.7 Регулювання напруги в вузлах навантаження

Регулювання напруги зробимо за допомогою РПН трансформаторів і шляхом підключення конденсаторних батарей [6].

Встановлюємо конденсаторні батареї в наступних вузлах:

7- КСКГ-1,05-125 6,5 МВАр, 6- КСКГ-1,05-125 77 МВАр, 4- КСКГ-1,05-125 11,2 МВАр.

На трансформаторних підстанціях РПН необхідно поставити в такі положення:

Режим	ПС-1	ПС-2	ПС-3
Максимальний	+4	-1	0

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку напруг в вузлах при максимальних навантаженнях

	Вузол 7 (S ₁)	Вузол 8 (S ₂)	Вузол 5 (S ₃)
Розрахункові напруги, кВ	8,41	9,26	7,76
Відхилення від номінальної напруги, %	15,85	7,4	22,39
Напруги після регулювання, кВ	9,738	10,19	10,38
Відхилення від номінальної напруги після регулювання, %	2,62	1,9	3,81

Таблиця 1.12 – Технічні дані конденсаторних батарей [4]

Показники	Номінальна напруга батареї, кВ		
	10	35	110
Кількість паралельних віток	4	4	4
Кількість паралельно включених конденсаторів однієї вітки	7	24	72
Загальна кількість конденсаторів в батареї	84	288	861
Встановлена потужність батареї	5/10,5	17,3/36	52/108
Потужність, що видається батареєю, МВАр, при напрузі: 1,1U _{НОМ} U _{НОМ}	3,8/7,8	13,5/28	44,5/93
	3,2/6,5	11,2/23,2	36,8/77

Примітка. В чисельнику наведені дані для батарей з конденсаторами типу КС2-1,05-60, в знаменнику – КСКГ-1,05-125.

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_1 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін [8].

2.1 Вибір силових трансформаторів підстанції

В даному випадку для розрахунку обрана типова двотрансформаторна знижувальна підстанція 110/10 кВ, встановлена у споживача S_1 другої категорії надійності.

2.2 Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції

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 [9].

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

					БР.6.141.675 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Бакуменко В.О.			“Розрахунок електричної частини підстанції”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	25	70
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

2.3 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні кола; електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електрообігрів приміщень; електропідігрів комутаційної апаратури і т. ін [9].

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

Таблиця 2.1. – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниці, кВт	Коефіцієнт попиту	$\cos \varphi$	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження силових трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів-роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
	Сумарне навантаження власних потреб, кВА					17,69

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

$$S_{ТВН} \geq S_{ВН} ,$$

де $S_{ТВН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА;

$S_{ВН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

26

Так як $S_{ВН} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб, рівну 25 кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції приймаємо рівним 20 кВА. Під час включення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВН}}{1,2} = \frac{20 + 17,69}{1,2} = 31,4 \text{ кВА.}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора 40 кВА. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності ТМ-40/10.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на сторонах 110 і 10 кВ [13]. Розрахунок струму короткого замикання на шинах 110 кВ для даної підстанції.

Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 3000$ МВА.

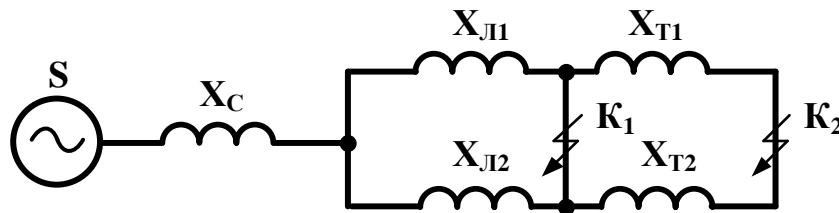


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} \text{ Ом.}$$

$$U_L = \sqrt{X_C \cdot S_C} = \sqrt{4,03 \cdot 3000} = 110 \text{ кВ.}$$

Опір: працюючих ліній $X_L = 4,6$ Ом; трансформаторів $X_T = 69,5$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{X_C + X_L} = \frac{110}{4,03 + 4,6} = 12,74 \text{ кА,}$$

Струм короткого замикання на шинах 10 кВ:

$$I_{K2} = I_{K1} \cdot \frac{10}{110} = 12,74 \cdot \frac{10}{110} = 1,16 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці K_1

$$\sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 12,74 = 29,0 \text{ кА}$$

- в точці K_2

$$\sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,16 = 2,64 \text{ кА}$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні в часі, тому через час, який дорівнює часу відключення:

- для точки K_1

$$I_{nr1} = I_{K1} = 12,74 \text{ кА}$$

- для точки K_2

$$I_{nr2} = I_{K2} = 1,16 \text{ кА}$$

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

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

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової (для K_1 $T_a = 0,025$ с, для K_2

$$T_a = 0,05 \text{ с});$$

t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на високій стороні $t = 0,06$ с, на низькій стороні $t = 0,1$ с.

Для точки K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 12,74 = 1,63 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 1,16 = 0,221 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1)

$$B_k = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 12,74^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 13,8 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка K_2)

$$B_k = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 1,16^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 0,201 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Отримані значення струмів представлені в таблиці 2.2.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

29

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходження контактів вимикача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, i_A кА	Інтеграл Джоуля W_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	12,74	29,0	41,742	1,63	13,8
Шини 10 кВ (K_2)	1,16	2,64	3,795	0,221	0,201

2.5 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 токах;
- щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки);

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні високої напруги;
- вступні 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.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 588,54 \text{ А}.$$

Струм в колі вступних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{вмк}} = \frac{1,4 S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 3037 \text{ А}.$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{С.В.} = \frac{0,7 S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3037 \text{ А} .$$

Струм в кола лінії, що відходить (якщо на одне приєднання доводиться 3 МВА):

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,41 \text{ А} .$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	588,54 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,74 кА	26 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	29,0 кА	67 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,74 кА	26 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,63 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	13,8 кА ² с	6400 кА ² с

Обрано вимикач ВВП–110/630 [5].

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	3037 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	1,16 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{відк.ном}$	1,16 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,221 кА	—

Продовження таблиці 2.4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² с	3969 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5 [5].

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	3037 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	1,16 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{відк.ном}$	1,16 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,221 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² с	3969 кА ² с
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² с	3969 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5 [5].

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на відходить лінію 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,41 А	400 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	1,16 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64 кА	25 кА
$I_{нт} \leq I_{відк.ном}$	1,16 кА	10 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,221 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² с	300 кА ² с

Обрано вимикач ВММ-10-400/630-10 [5].

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	588,54 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	29,0 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	13,8 кА ² с	3969 кА ² с

Обрано вимикач типу РНД-(3)-110/1000 [5].

2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В даному проекті релейний захист не проводиться, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів [10].

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється 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 лініях, що відходять 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.8.

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

Продовження таблиці 2.8

Сумарне струмове навантаження в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі секційних вимикачів на стороні НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	588,54 А	600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	29,0 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	13,8 кА ² с	1200 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25	—

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1.

Для перевірки за вторинними навантаженнями 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.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4мм^2 для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}/\text{м}$,

F – переріз жил, мм^2 ,

$$F = \frac{0,028 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ мм}^2.$$

Загальний опір кола струму:

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

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

Трансформатор струму ТВТ-110-1 відповідає умовам вибору.

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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	3037 А	3000 А
$i_y \leq I_{\text{прСКВ}}$	2,64 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² с	5292 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.\text{ном}}$	1,25	—

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

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на лінію, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,41 А	200 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	2,637 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² с	6075 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25	—

Беремо до установки 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 провадах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менший 1,5 мм², а алюмінієвих – не менший 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

Продовження таблиці 2.12

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
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	Ватметр 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* і проводі *b* можуть бути визначені як:

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

Питомий опір алюмінію – $0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}$, перетин проводу за умовами міцності $2,5 \text{ мм}^2$.

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 складає $0,5 \%$ і відповідає вимогам ПУЕ.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

40

2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин має бути не меншим 70 мм² (за умовами конструювання). Вибір перетину здійснюється за довго допустимим струмом [10].

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{13,8}}{91 \cdot 10^{-3}} = 40,81 \text{ мм}^2,$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Так як розрахунковий перетин менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталелегалюмінієвий кабель АС-70 [5]. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перерізу також виконується по припустимому струмі. 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 [10]:

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

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5$ м;

γ – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см⁴;

q – поперечний перетин шини, см²

$$\gamma = \frac{bh^2}{12},$$

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

Умовою механічної міцності шин є

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахунковий механічний напружок в матеріалі шин, МПа;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

41

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = b \cdot h^2 / 6$ – момент опору шини,

$a = 0,5 i$ – відстань між фазами.

За допустимим струмом вибираємо алюмінієву шину 100 x 10 мм, з двома смугами на фазу. Перевіримо її за вище наведеною методикою.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \frac{3037^2 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,1^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,5} = 32,416 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ дотримується, так як $32,416 < 75$.

$$\gamma = \frac{bh^2}{12} = \frac{1 \cdot 10^2}{12} = 8,3 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{(1,5 \cdot 100)^2} \cdot \sqrt{\frac{8,3}{10 \cdot 1}} = 0,007 \text{ Гц.}$$

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

42

2.8 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 боці 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.

КРУЕ, напругою 110 кВ і вище, обирають 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.

2.9 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина

РП 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН 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 пилових занесень) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту і збереження викочуючогося візка В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту і збереження викочує візки в ЗРП слід передбачати спеціальне місце в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

44

2.10 Заземлювальні пристрої підстанції

Всі електричні частини електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, але здатні виявитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею. 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.

					БР.6.141.675.ПЗ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) призначений для використання в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всіх видах КЗ [11].

Виконання захисту трифазне із загальним виходом трьох фаз у ДЗС-21 і пофазним виходом у ДЗС-23, що дозволяє його використання в якості основного захисту групи однофазних силових трансформаторів або автотрансформаторів.

Використання в захисті нових принципів налагодження від кидків намагнічувального струму силових трансформаторів (автотрансформаторів) і перехідних струмів небалансу в поєднанні з використанням гальмування від струмів плечей захисту для налагодження від сталих і перехідних струмів небалансу дозволяє знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до $0,3 \cdot I_{НОМ}$ трансформатора [11].

Використання напівпровідникової елементної бази дозволило крім збільшення чутливості в ряді випадків зменшити споживану захистом потужність колами змінного і постійного струму і підвищити швидкодію в порівнянні з диференційними захистами на електромеханічних реле типів РНС-560 і ДЗС-11.

Спеціальне виконання вхідних кіл по змінному струму забезпечує правильну роботу захисту при похибці трансформаторів струму до 40 %. З урахуванням низької споживаної потужності в колах змінного струму це може при необхідності полегшити вибір трансформаторів струму для диференційного захисту типу ДЗС-21 (ДЗС-23) за кривими граничної кратності.

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

					БР.6.141.675 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Бакуменко В.О.			“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	46	70
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

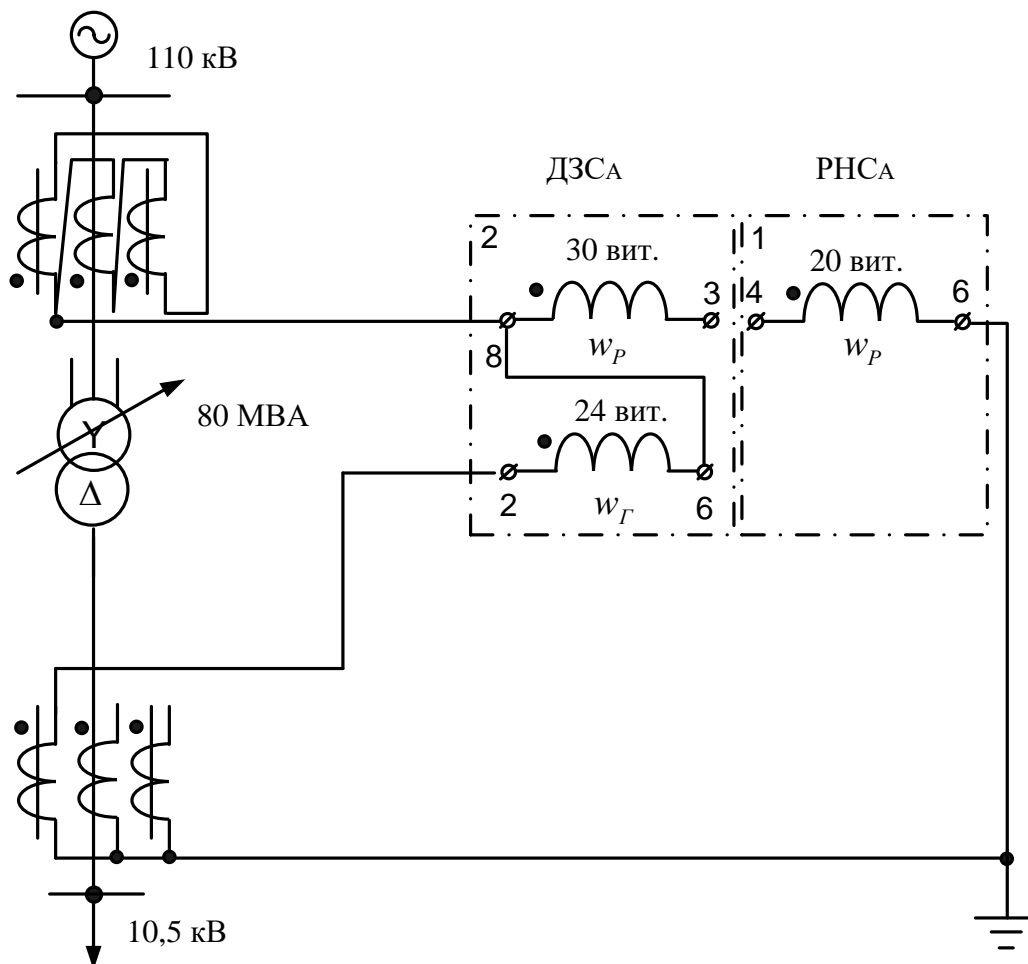


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТДНЦ-80000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТДЦ-80000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

47

Ц – охолодження з примусовою циркуляцією мастила та повітря з ненаправленим потоком мастила;

80000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м. Температура навколишнього повітря від мінус 45 до 40°C.

Технічні характеристики трансформатора:

$U_K = 10,5 \%$,

$\Delta P_K = 310$ кВт,

$\Delta P_X = 70$ кВт,

$I_X = 0,6 \%$,

$U_B = 121$ кВ,

$U_H = 10,5$ кВ,

РПН $\pm 6 \times 2,5 \%$,

$K_3 = 0,576$

3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТДЦ-80000/110 кВ потужністю 80 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.6) – $R_T = 0,71$ Ом, $X_T = 19,2$ Ом

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 38,4 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

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

$$X_{с.макс} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,31 \text{ Ом}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

48

$$X_{c.\min} = X_{c.\max} = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{.\min} = X_{T.\text{ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 - 0,16)^2 = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{T.\max} = X_{T.\text{ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 + 0,16)^2 = 54,3 \text{ Ом}$$

$$X_{B.\min} = X_{T.\min} = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{B.\max} = X_{T.\max} = 52,27 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$I_{к.\max}^{(3)} = \frac{U_{вс.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{c.\max} + X_{в.\min})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (56,31 + 28,46)} = 0,8 \text{ кА}$$

$$I_{к.\min}^{(2)} = \frac{U_{вс.\text{ном}}}{2 \cdot (X_{c.\min} + X_{в.\max})} = \frac{121}{2 \cdot (56,31 + 54,3)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{номIII}} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4404 \text{ А}$$

Розрахунковим є реле типу ДЗС-21. Для нього струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{\text{відс}} \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 382,2 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{\text{від}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.\max}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 800 = 311,22 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,22 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

49

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	382,2	4404
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	K_{CX}	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	5000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{K_I}$	4,57	3,47

Вторинні струми:

$$I_{В.НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX}}{K_I}$$

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{382 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,57 \text{ А}, \quad I_{В.НОМ_{II}} = \frac{4404 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 4,4 \text{ А}$$

Виберемо відгалуження трансформаторів струму. Дані розрахунку наведемо в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора на основній стороні, А	$I_{ВІДГ.НОМ.ОСН} \leq I_{НОМ.В.ОСН}$	4,6	–

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВІДГ. РОЗР. НЕОСН}} = I_{\text{НОМ. В. НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВІД. НОМ. ОСН}}}{I_{\text{НОМ. В. ОСН}}}$	—	$3,5 \cdot \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	—	—	АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	—	—	3,6
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	—	—	1 – 9
6	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	—	—	1 – 11
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів	$I_{\text{НОМ. ВІД ТАВ}}$	—	4,25

	струму, до якого підключається реле			
--	-------------------------------------	--	--	--

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А	–	–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	–	7	5
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{\text{від.гальм.ном}}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{\text{від.гальм.ном}}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1

Визначаємо первинний гальмовий струм, відповідний початку гальмування [12]:

$$I_{\text{п.гальм.поч}} = 0,5 I_{\text{ном}} \left(k_{\text{струмI}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номI}}}{I_{\text{відг.гальм.розрI}}} + k_{\text{струмII}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номII}}}{I_{\text{відг.гальм.розрII}}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 382 \left(1 \frac{5}{4,6} + 1 \frac{5}{4,47} \right) = 348,8 \text{ А}$$

де $k_{\text{струм.І}} = 1$, $k_{\text{струм.ІІ}} = 1$ – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін І (110 кВ), ІІ (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \cdot 348,79 = 83,211 \text{ А}$$

Визначимо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту (його чутливого органу) за наступними умовами:

1) налагодження від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 1,5 \cdot 83,211 = 124,82 \text{ А};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 382 = 94,9 \text{ А}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 124,82 \text{ А}$$

Розрахуємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймається сторона ВН.

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{\text{с.з.мін}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номІІ}}} k_{\text{сх}}}{K_I K_{\text{TL}} I_{\text{відв.номТАВ}}} = \frac{124,82 \cdot \frac{121}{121} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,5 \text{ А}$$

Знайдемо максимальний розрахунковий струм небалансу $I_{\text{нб.розр}}$ при зовнішньому трифазному КЗ на стороні низької напруги:

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{токII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \cdot 800 = 309,47 \text{ A}$$

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн} - I_{*ср.мін}}{I_{відв.ном.осн}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{відв.галь.розр.п} - I_{*гальм.поч}}{I_{відв.гальм.ном.п}}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{309,47}{382} \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{800 \cdot 1}{382} \cdot \left(\frac{4,6}{5} + \frac{4,47}{5} \right) - 0,6} = 0,57$$

де $I_{в.ном.осн}$, $I_{від.ном.осн}$, $I_{від.галь.розр.п}$, $I_{від.гальм.ном.п}$ – значення струмів;

$I_{*гальм.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування, оскільки гальмування здійснюється тільки від груп ТС на приймальних сторонах.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічення по умові налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 367,08 = 550,62 \text{ A},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = \left(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right) \cdot 800 = 367,1 \text{ A}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{cx}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{550,62 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,208$$

Відносна уставка відсічення приймається рівною 6, що відповідає струму спрацьовування відсічення:

$$I_{c.відс} = 6 \cdot I_{відв.ном} = 6 \cdot 4,6 \cdot \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1914,45 \text{ A.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу)

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{cx.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{cx.n}^{(3)}}$$

При КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_u^{(3)} = \frac{520 \cdot \sqrt{3}}{124,82 \cdot \sqrt{3}} = 4,17$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

55

3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ (Максимальний струмовий захист)

Максимальний захист служить для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ служить резервом до цього захисту на випадок його відмови.

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання. Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання. Робочий діапазон температур від -25°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (розширений від -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$).

Функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: CO1, CO2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);
- прискорення МСЗ при включенні вимикача;
- дистанційне включення і відключення вимикача;
- контроль і управління вимикачем;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

56

- зовнішнє блокування захисту;
- пуск УРОВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз і струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);
- порт зв'язку RS 485 для підключення до локальної мережі.

					БР.6.141.675.ПЗ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

4 Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення

4.1 Загальні положення

Втрати електроенергії в розподільних мережах / РЕМ / - інтегральний показник ефективності роботи енергопостачальної компанії. Величина втрат енергії характеризує [18]:

- 1) ступінь корисного використання відпущеної з оптового ринку електроенергії;
- 2) відхилення від оптимальної схеми електричної мережі та режиму її роботи по напрузі, реактивній потужності, коефіцієнтах трансформації;
- 3) завантаження мережі, ступінь компенсації реактивної енергії, рівень автоматизації ведення режиму і т. ін.

Втрати електроенергії впливають на [18]:

- 1) економічні показники роботи обленерго, так як вартість втрат включається до розрахункової вартості / приведені витрати / і собівартість передачі енергії;
- 2) ліміт енергії, яка відпускається оптовим ринком;
- 3) величину роздрібних тарифів на електроенергію.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах - важливий фактор енергозбереження, так як, в кінцевому рахунку, призводить до економії палива в енергосистемі.

Існує методика розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах енергопостачальних компаній [18]. Вона являє собою нормативний документ держінспекції з енергозбереження, розроблений з метою:

- 1) експертизи втрат енергії в розподільних мережах;
- 2) аналізу результатів і виявлення «вузьких місць», тобто елементів мереж з підвищеними втратами;

Подпись и дата										
	Инва.№дубл.									
		Взам.инв.№								
			Подпись и дата							
						БР.6.141.675 ПЗ ЕТ				
Вим	Арк			№ докум.	Підпис	Дата	Літ.	Аркуш	Аркушів	
Розроб.		Бакуменко В.О.				Н	58	70		
нв.№поділ.					“Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в районних електричних мережах”					
	Перев.		Лебединський							
	Нач.бюро									
	Н. контр.									
	Затв.		Лебединський			СумДУ ЕТДН-51п				

- 3) визначення розмірів неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії;
- 4) видачі рекомендацій щодо зниження втрат енергії в електричних мережах.

Методика розрахунку втрат електроенергії включає наступні види розрахунків [18]:

- 1) технологічних витрат електроенергії (ТРЕ)/ на її передачу і розподіл в електричних мережах обленерго;
- 2) неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії;
- 3) інших втрат енергії, а також алгоритм вибору заходів щодо зниження втрат енергії.

Результати розрахунків використовуються для:

- 1) складання балансів енергії;
- 2) формування розничних тарифів на електроенергію;
- 3) формування фонду матеріального заохочення працівників РЕМ, обленерго;
- 4) розподілу втрат енергії в загальних елементах електричної мережі / лініях, трансформаторах / між споживачами різної балансової належності.

Методика розроблена Інститутом проблем моделювання в енергетиці НАН України спільно з державною інспекцією з енергозбереження [18].

4.2 Структура втрат електроенергії

Баланс активної електроенергії в розподільних мережах в розрахунковий період / місяць, квартал, рік / має вигляд [18]:

$$W_{ПС} = W_{ПО} + W_{ТРАНЗИТ} + W_{X} + W_{Е_{ТРЕ}} + W_{Е_{ВН}} + \Delta W_{інші} \pm \Delta W_{КОМ} \quad (4.1)$$

де $W_{ПС}$ – надходження електроенергії в мережі енергопостачальної компанії;

$W_{ПО}$ – втратний і безвтратний корисний (реалізований, оплачений за рахунками, врахований) відпустку енергії власним споживачам на всіх класах напруги;

$W_{ТРАНЗИТ}$ — передача транзитної енергії по лініях обленерго;

W_{X} — неоплачена, неврахована, викрадена електроенергія;

$\Delta W_{ТРЕ}$ — неминучі технологічні витрати електроенергії на джоулеве тепло, створення електричного і магнітного полів. ТРЕ супроводжує передачу корисного відпуску енергії власним споживачам, а також передачу енергії субабонентам (транзит енергії) в загальних елементах електричної мережі (лініях, трансформаторах).

Крім того, до складу $\Delta W_{ТРЕ}$ входить частина електроенергії, що витрачається в мережах на виробничі та господарські потреби (районні котельні, ГАЕС, перекачуючі насоси в теплових мережах, ремонтні бази та ін.), не пов'язані безпосередньо з передачею енергії;

$\Delta W_{ВН}$ — витрата електроенергії на власні потреби підстанцій;

$\Delta W_{інші}$ — інші втрати (в батареях статичних конденсаторів, шунтуючих реакторах, синхронних компенсаторах, ТС і ТН);

$\pm \Delta W_{КОМ}$ — комерційні втрати енергії, обумовлені похибкою приладів обліку, неодноразовістю і неточністю зняття показань, неодноразовістю оплати за рахунками та ін.

Втрати активної електроенергії як звітна величина, визначаються як різниця між енергією, що надійшла в мережі, і корисним відпуском (реалізацією) енергії власним споживачам і транзитом енергії і містить наступні складові:

$$\Delta W = W_{ПС} - W_{ПО} - W_{ТРАНЗИТ} = \Delta W_{ТРЕ} + \Delta W_{ВН} + W_{X} + \Delta W_{інші} \pm \Delta W_{КОМ} \quad (4.2)$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

60

або у відсотках:

$$\Delta W(\%) = \frac{\Delta W}{W_{\text{ис}}} \cdot 100 \quad (4.3)$$

Втрати реактивної енергії в електричних мережах не є звітною величиною. Але, реактивна енергія викликає втрати активної енергії і падіння напруги в лініях, тобто реальні витрати на виробництво, передачу та розподіл енергії. Можуть бути передбачені для елементів електричної мережі (ліній, силових трансформаторів) такі розрахунки втрат реактивної енергії:

- розрахунок технологічних витрат реактивної енергії;
- облік впливу потоків реактивної енергії на величину активних технологічних витрат енергії.

Реактивна енергія, як інтегрована реактивна потужність за розрахунковий період, пов'язана з активним коефіцієнтом потужності:

$$\text{tg} = \frac{W_Q}{W}$$

Виходячи з виразу (4.2), втрати в мережі складаються з декількох складових:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{тре}} + \Delta W_{\text{вн}} + W_x + \Delta W_{\text{інші}} \pm \Delta W_{\text{ком}} \quad (4.4)$$

де $\Delta W_{\text{вн}}$ – витрата на власні потреби підстанцій враховується в мережах і можуть бути виділені;

$\Delta W_{\text{тре}}$ і $\Delta W_{\text{інші}}$ – поддаються точній оцінці шляхом розрахунку і так само можуть виділені;

W_x и $\Delta W_{\text{ком}}$ – можна виділити з звітних втрат і оцінити шляхом віднімання від звітних втрат виділених складових:

$$(W_x + \Delta W_{\text{ком}}) = \Delta W - (\Delta W_{\text{тре}} + \Delta W_{\text{вн}} + \Delta W_{\text{інші}}) \quad (4.5)$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

4.3 Цели и задачи анализа технологических потерь электроэнергии

Анализ потерь проводится путем количественной оценкой каждой из складовых, сравнением их с утвержденным нормативом, либо их величиной за соответствующий период предыдущего года, там где нет нормативов. При этом необходимо учитывать то, что в условиях нестабильной экономики, которая наблюдается в нашей стране, особое внимание должно быть уделено двум складовыми (коммерческая и хищения), которые составляют основную часть потерь. Поэтому должны быть приняты меры по их выявлению и снижению до нуля.

Что касается технических складовых потерь, то их необходимо контролировать расчетным путем и снижать путем оптимизации состава оборудования, схемы сети в установленном порядке разработкой и выполнением мероприятий по снижению ПРЭ.

Для выделения коммерческой складовой и хищений, как следует из выражения (4.3), необходимо из отчетных потерь (ΔW) вычитать техническую складовую ($\Delta W_{\text{тре}}$), другие потери ($\Delta W_{\text{иные}}$), которые с достаточной степенью точности можно определить расчетным путем, и потерю на собственные нужды подстанций, определенных на основании приборов учета ($\Delta W_{\text{вн}}$).

Технологические потери электроэнергии принято делить на нагрузочные / переменные / потери и потери холостого хода / постоянные потери /.

Нагрузочные потери — это часть потерь энергии, которая зависит от нагрузки элемента. Например, ток нагрузки линии электропередачи, который меняется во времени, сопровождается нагрузочными, переменными технологическими потерями энергии. Аналогично - потери в меди обмоток трансформатора.

Потери холостого хода не зависят от нагрузки элемента сети и считаются постоянными. Например, потери электроэнергии в стали силового трансформатора, потери на корону ЛЭП и др.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

62

4.4 Заходи щодо зниження ТРЕ в СРГЕС

Розділяють технічні та комерційні заходи щодо зниження втрат [18].

Технічні заходи

Таблиця 4.1 – Повітряні лінії електропередач

№	Заходи	0,4 кВ	10 кВ
1	Чистка (обрізка гілок)	+	+
2	Перетяжка (заміна) проводу	+	+
3	Ревізія контактних з'єднань	+	+
4	Чистка і заміна ізоляції	+	+
5	Заміна проводів на ізольовані проводи	+	+
6	Замір петлі «фаза – нуль»	+	-
7	Перевірка спрацьовування захисту	+	-
8	Перевірка завантаження фаз трансформатора (А, В, С)	+	-
9	Вирівнювання навантаження по фазах лінії	+	-
10	Вибір оптимального перерізу проводів і кабелів	-	+
11	Перевірка дії автоматичних захистів	+	+
12	Зменшення довжини ліній	-	+
13	Регулювання напруги в кінці лінії	+	-

Комерційні заходи

- 1) ревізія і заміна приладів обліку у споживачів;
- 2) перенесення приладів обліку в спеціальні ящики;
- 3) проведення позапланових рейдів та перевірок;
- 4) перевірка і заміна трансформаторів струму і напруги;
- 5) контроль за структурою і величиною споживання;
- 6) аналіз корисного відпуску осередків фідерів;
- 7) ревізія приладів обліку в голові фідера:
 - а) контактних з'єднань,
 - б) осередків лічильників,

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

63

в) трансформаторів струму.

Заплановані заходи проводяться до тих пір, поки величина втрат на фідері не буде зменшена до розрахункових або запланованих величин. План заходів розробляється і затверджується строком на один рік. Технічними заходами займається персонал РЕМ, комерційними - персонал РОЕ. Дана система дозволяє підходити до питання зниження втрат гранично конкретно, тим більше що кожен із перелічених вище заходів має цілком конкретний результат.

					БР.6.141.675.ПЗ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Висновки

В результаті виконання кваліфікаційної роботи бакалавра був проведений розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, з подальшим вибором комутаційного вимірювального обладнання; в процесі розрахунку була визначена сумарна потужність споживачів підстанції. На підставі графіка навантаження споживачів протягом доби був зроблений вибір потужності силового трансформатора. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимах; з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

Були розраховані електричні перехідні процеси в електричній мережі, в результаті розрахунку були визначені зверхперехідний і ударний струми при симетричному трифазному замиканні.

Виконаний основний релейний захист трансформаторів (диференційний струмовий захист), визначені уставки спрацьовування захисту і забезпечена чутливість захисту.

Проведен аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

65

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. Лебедка, 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/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.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 Гаряжа 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. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf
- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-

0:2001, IDT).

- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, IDT).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 ДНАОП 0.00–1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 21 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Гранично допустимі величини напруг і струмів. Електробезпека».

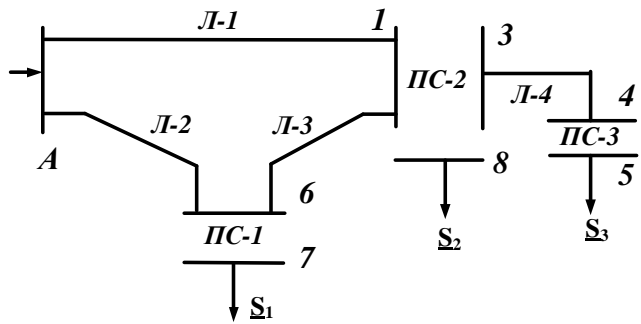
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.675.ПЗ

Арк.

68

Початкова схема мережі



Категорія споживача

- S_1 - I
- S_2 - II
- S_3 - III

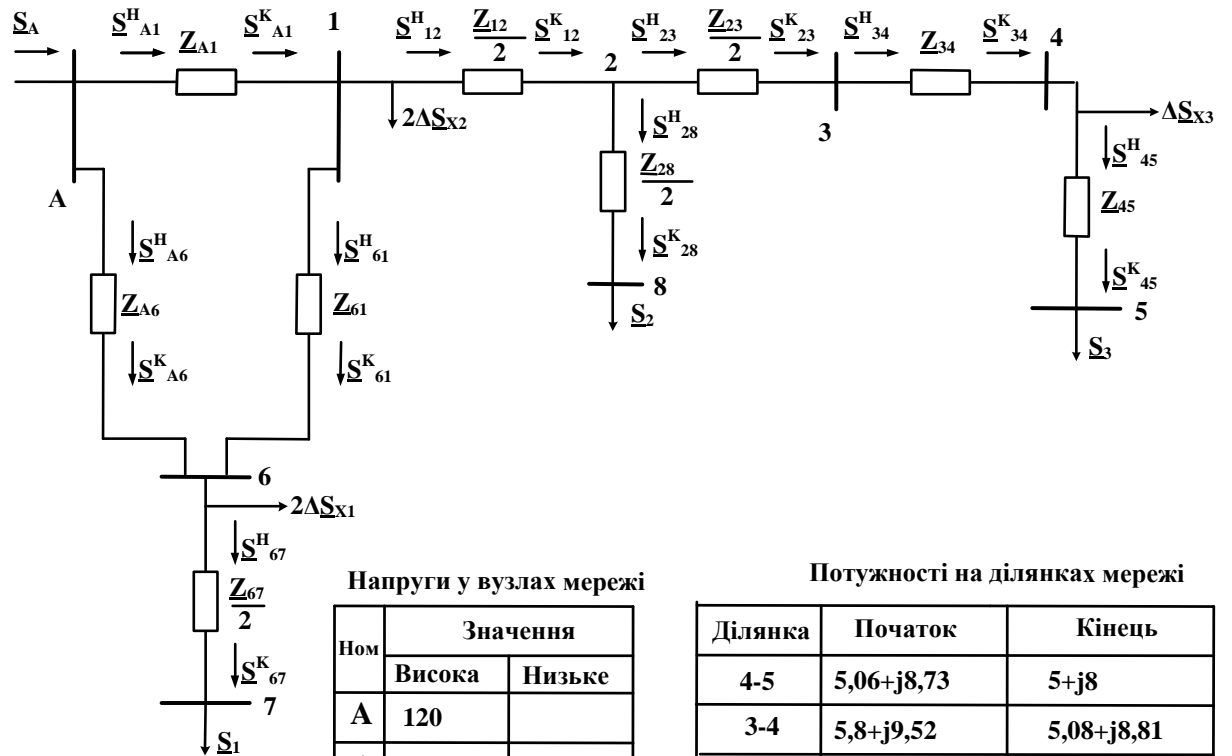
Довжина ліній

- Л-1 40 км
- Л-2 30 км
- Л-3 40 км
- Л-4 20 км

Потужності навантажень

- $S_1 = 60 + j70$ МВА
- $S_2 = 30 + j20$ МВА
- $S_3 = 5 + j8$ МВА

Розрахункова схема заміщення мережі

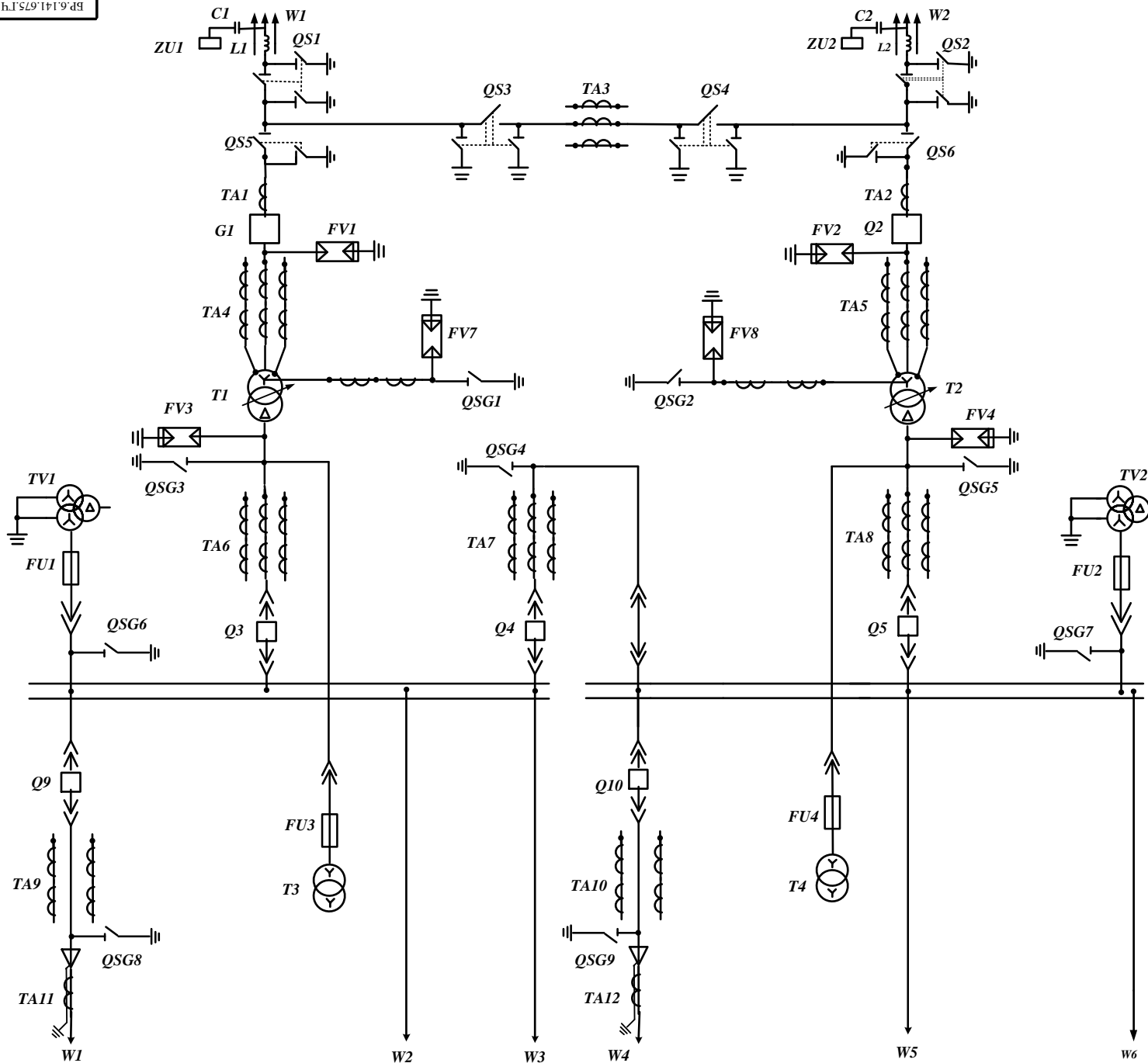


Напруги у вузлах мережі

Ном	Значення	
	Висока	Низьке
A	120	
1	111,9	
2	101,5	
3	101,44	33,96
4	30,2	
5	27,16	10,38
6	110	
7	96,95	9,74
8	96,8	10,2

Потужності на ділянках мережі

Ділянка	Початок	Кінець
4-5	5,06+j8,73	5+j8
3-4	5,8+j9,52	5,08+j8,81
2-3	5,79+j9,53	5,79+j9,52
2-8	30,043+j21,2	30+j20
1-2	35,9+j33,9	35,8+j30,7
6-7	60,25+j76,7	60+j70
A-6	60,05+j75,17	57,1+j67,72
6-1	3,42+j8,26	3,38+j8,82
A	101,22+j121,8	



Поз	Позначення	Найменування	Кіл
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТДЦ-80000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-110/1000	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВП-110/630	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТВТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-110-1	2
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-110МУ1	2
9	FV3- FV4	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	2
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	2
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA8	Трансформатор струму ТШД-10-0,5/10Р	3
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q5	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	3
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU4	Запобіжник ПКН001-10У1	4
17	TV1-TV2	Трансформатор напруги НТМН-10-66	2
18	Q9-Q10	Вимикач ВММ-10+400/630-10	2
19	TA9-TA12	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	4
21	ZU1, ZU2	Фільтр придання ОФП	2
22	QSG3-QSG9	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

БР.6.141.675.ГЧ.ЕТ					Лист	Маса	Місця/б
Вид	Фр	Ал. докум.	Лист	Лист	у		
Розроб.	Ізготовл.	В.О.					
Перев.	Ліцензійний І				Архив 2		Архив 2
Розрахунок електричної частини підстанції					СумГУ, гр.ЕТДн-51п		
Затв.	Ліцензійний І						