

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 методів розрахунку складових втрат електроенергії”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Кузін П.В.

Керівник

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

Прилуки – 2020

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Кузіна Павла Веніаміновича

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії”

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 методів розрахунку складових втрат електроенергії”.

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 електроенергії в елементах електричних мереж.	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення пояснювальної записки	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Кузін С.В.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 12, табл.23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / С.В. Кузін; 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 елементах електричних мереж.

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
- 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	11
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	14
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	Визначення напруг в вузлах навантаження	21
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23
2.1	Вибір силових трансформаторів підстанції	24
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричних частин	29
2.4	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	33
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	30
2.6	Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструктивна частина.....	41
2.7	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	42
2.8	Заземлюючі пристрої підстанції.....	43
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора	44
3.1	Дані до розрахунку захисту	44
3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту.....	46
4	Втрати електроенергії в елементах електричних мереж.....	53
4.1	Структура втрат електроенергії.....	53
4.1.1	Технологічні втрати електроенергії.....	54

					БР.5.141.773 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Кузін П. В.			“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.				У	6	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.						

4.1.2	Комерційні втрати електроенергії.....	52
4.2	Відповідальність за порушення вимог щодо дотримання обсягів споживання електричної енергії та потужності	57
5	Охорона праці. Сутність занулення, сфера застосування і вимога до нього	57
	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:

- 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;

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

					БР 5.141.773 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання проекту

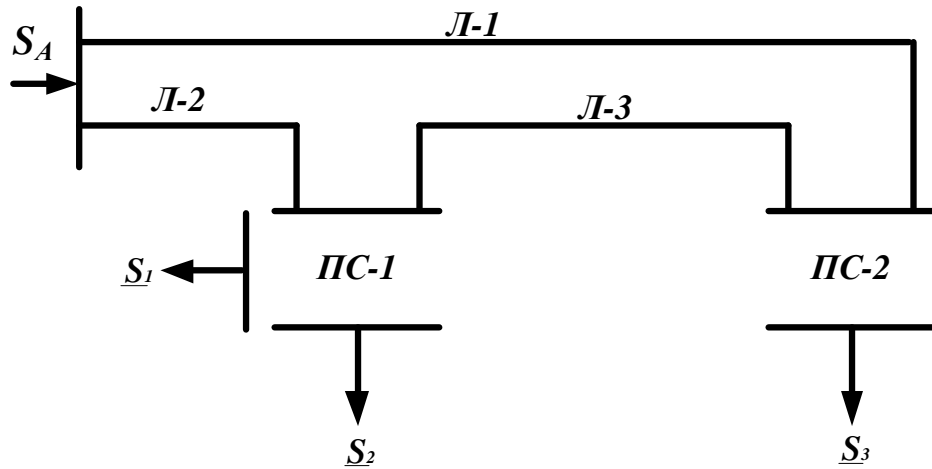


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі SA

Довжина ПЛ, км			Потужності завантажень вузлів, мВА		
Л-1	Л-2	Л-3	S ₁	S ₂	S ₃
60	30	20	$\frac{20+j20}{\text{II}}$	$\frac{40+j25}{\text{II}}$	$\frac{90+j90}{\text{I}}$

					БР.5.141.773 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Кузін П. В.					У	10	69
Перев.	Лебединський І.Л.					СумДУ ЕТдн-51п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський І.Л.							

1.1 Вибір напруг ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (рисунок 1.2)

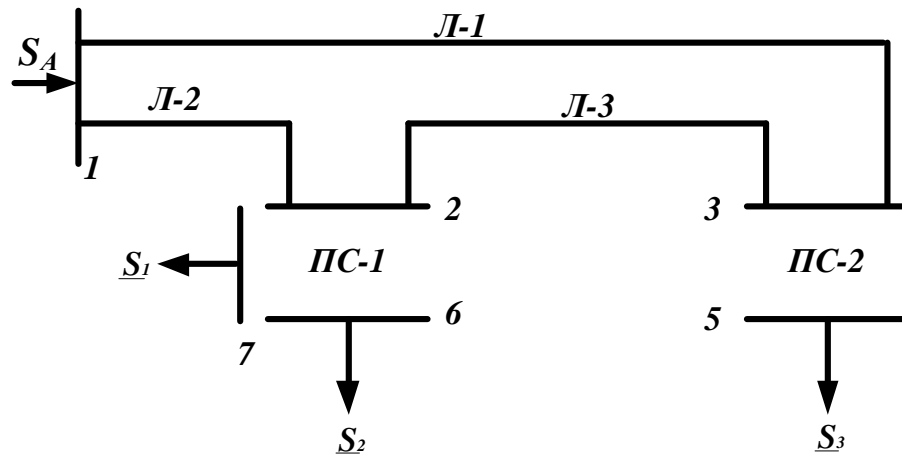


Рисунок 1.2 – Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

Прийmemo навантаження вузла 2 рівним навантаженню вузла 5, навантаження вузла 3 дорівнює сумі навантажень вузла 6 і вузла 7. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.3).

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_3 = 90 + j90 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 60 + j45 \text{ МВА}$$

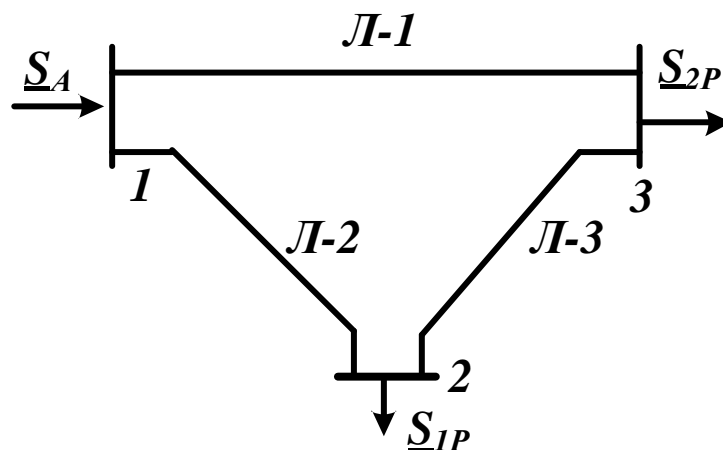


Рисунок 1.3 – Замкнена мережа

Розімкнемо за джерелом живлення замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.3, і позначимо потужності на ділянках мережі (рисунок 1.4).

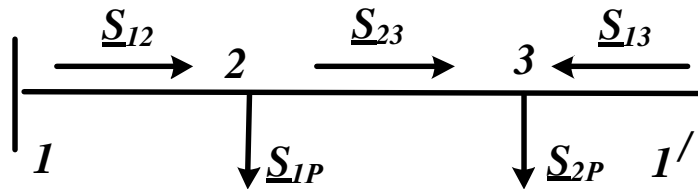


Рисунок 1.4 – Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1, 2, 3]:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{23} + l_{13}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{13}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 92,73 + j81,82 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{1P} = 32,73 + j36,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{12}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{12}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 57,27 + j53,18 \text{ МВА}$$

Перевіримо правильність визначення потоків потужності на головних лініях кола за умовою:

$$\underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$150 + j135 = 150 + j135$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою покорздела.

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.4) за формулою Іларіонова [1, 2, 3]:

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	60	30	20
Напруга ділянки, кВ	139	151	99

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 220 кВ.

Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I_L = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, кА	0,205	0,325	0,129

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32 [1, 2, 3].

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [1, 2, 3]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і перетин проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
R_o , Ом/км	0,118	0,118	0,118
X_o , Ом/км	0,435	0,435	0,435
b_o , См/км, $\times 10^{-6}$	2,6	2,6	2,6

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності, наведені в таблиці 1.5

$$R_L = r_o \cdot l_L; \quad X_L = x_o \cdot l_L; \quad \frac{jQ_L}{2} = U_{ном}^2 \cdot \frac{b_o \cdot l_L}{2}$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3
R_L	Ом	7,08	3,54	2,36
X_L	Ом	26,1	13,05	8,7
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	3,77	1,89	1,26

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантажень вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1 [19]

$$S_T = \frac{S_1 + S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 45^2}}{1,4} = 53,57 \text{ МВА}$$

По напрузі і струму вибираємо трансформатор АТДЦТН-63000/220/110 [5].

Визначаємо коефіцієнт завантаження

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{60^2 + 45^2}}{2 \cdot 63} = 0,595$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори АТДЦТН-63000/220/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-63000/220/110 [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-63000/220/110	63	±6×2 %	230	121	6,6 ; 11; 27,5 ; 38,5	11	35,7	21,9

Продовження табл. 1.6

Тип	Каталожні дані					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-63000/220/110	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

Для ПС-2 [19]

$$S_T = \frac{S_{ПС-2}}{1,4} = \frac{\sqrt{90^2 + 90^2}}{1,4} = 90,9 \text{ МВА}$$

По напрузі і струму обираємо трансформатор ТРДЦН-100000/220 [5].

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.141.773 ПЗ ЕТ	Арк.
						14

$$K_{зав} = \frac{S_{ПС-2}}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{90^2 + 90^2}}{2 \cdot 100} = 0,636$$

Так як коефіцієнт завантаження близько 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДЦН-100000/220 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані автотрансформатора ТРДЦН-100000/220 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН- 100000/220	100	±8×1,5 %	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700

1.3 Расчет нагрузок узлов с учетом трансформаторов

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів [1, 2, 3] АТДЦТН-63000/220/110 і розраховуємо потужність у вузлі 2

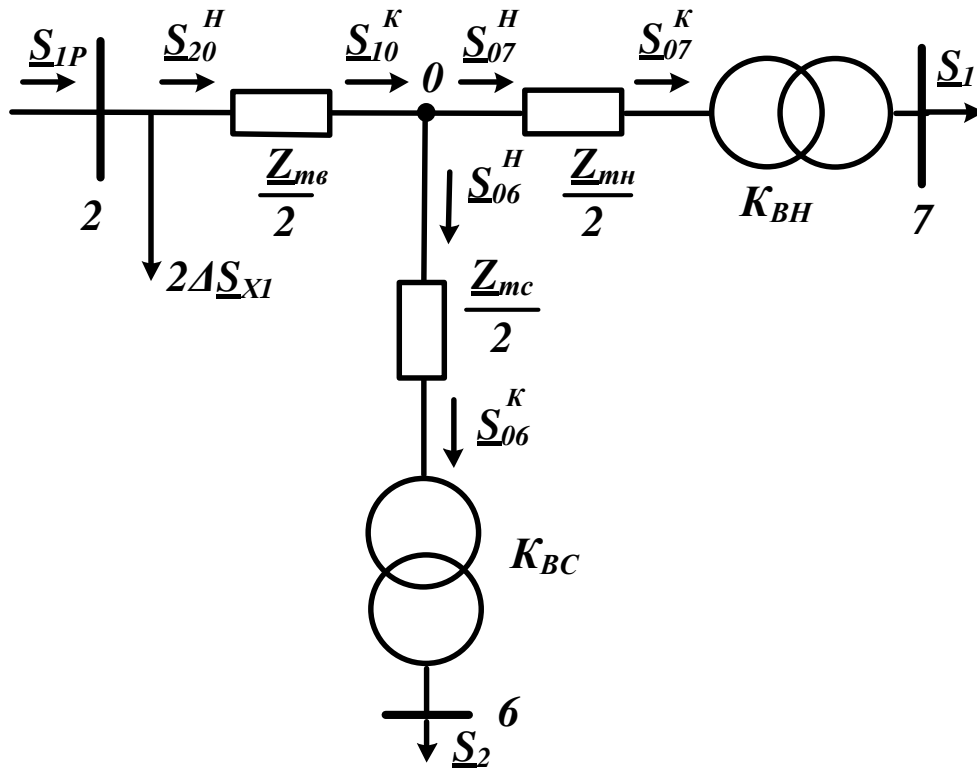


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{07}^K :

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_1 = 20 + j20 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{07}^H :

$$\underline{S}_{07}^H = \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{mn}}{2} = 20,02 + j21,61 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_2 = 40 + j25 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{06}^H :

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 40,02 + j25 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{20}^K :

$$\underline{S}_{20}^K = \underline{S}_{07}^H + \underline{S}_{06}^H = 60,04 + j46,61 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{20}^H :

$$\underline{S}_{20}^H = \underline{S}_{20}^K + \frac{(P_{20}^K)^2 + (Q_{20}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{mv}}{2} = 60,1 + j52,82 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{20}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 60,22 + j53,45 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох трансформаторів [1, 3] ТРДЦН-100000/220 і розраховуємо потужність у вузлі 3.

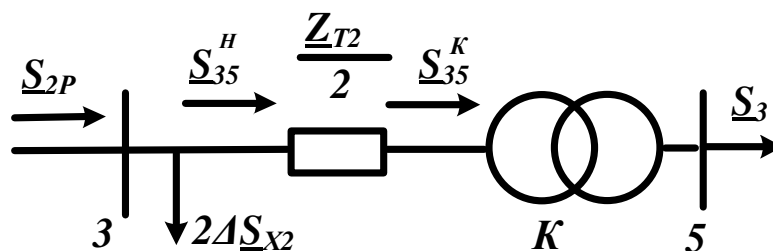


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{35}^K :

$$\underline{S}_{35}^K = \underline{S}_3 = 90 + j90 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{35}^H і \underline{S}_{2P}

$$\underline{S}_{35}^H = \underline{S}_{35}^K + \frac{(P_{35}^K)^2 + (Q_{35}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T2}}{2} = 90,31 + j100,62 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{35}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_X = 90,54 + j102,02 \text{ MBA}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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

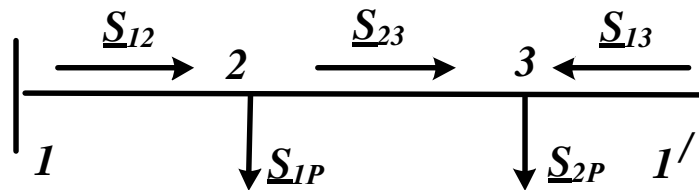


Рисунок 1.7 – Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1]:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{23} + l_{13}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{13}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 93,2 + j94,53 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{12}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{12}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 57,58 + j60,95 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{1P} = 32,96 + j41,07 \text{ МВА}$$

Перевіримо правильність визначення потоків потужності на головних лініях кола за умовою:

$$\underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$150,77 + j155,5 = 150,76 + j155,48$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою потокорозподілу.

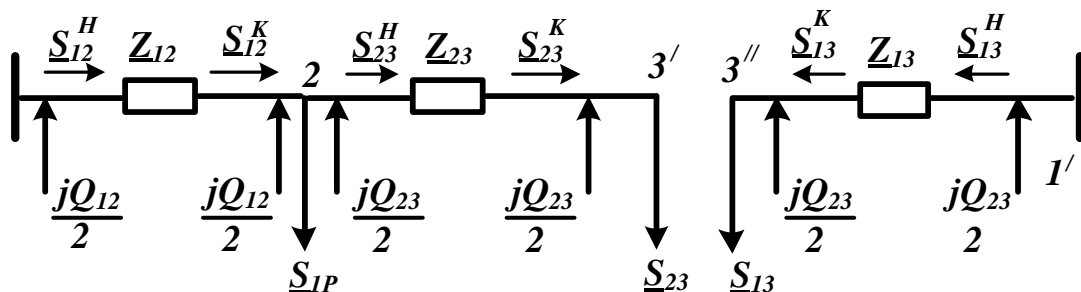


Рисунок 1.8 – Розімкнена мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.8.

Знайдемо потужність \underline{S}_{13} :

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} - \frac{jQ_{13}}{2} = 57,58 + j57,18 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 58,55 + j60,73 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{13}^H - \frac{jQ_{13}}{2} = 58,55 + j56,96 \text{ MBA}$$

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

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 32,96 + j39,81 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 33,1 + j40,3 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H - \frac{jQ_{12}}{2} - \frac{jQ_{23}}{2} + \underline{S}_{1P} = 93,32 + j90,6 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 94,55 + j95,16 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^H - \frac{jQ_{12}}{2} = 94,55 + j93,27 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 153,1 + j150,23 \text{ MBA}$$

1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі [1] $U = 242$ В.

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 \cdot \frac{P_{12}^H \cdot R_{12} + Q_{12}^H \cdot X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H \cdot X_{12} - Q_{12}^H \cdot R_{12}}{U_1} \right)^2} = 235,6 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 \cdot \frac{P_{23}^H \cdot R_{23} + Q_{23}^H \cdot X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H \cdot X_{23} - Q_{23}^H \cdot R_{23}}{U_2} \right)^2} = 233,7 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3':

$$U_{3'} = \sqrt{\left(U_1 \cdot \frac{P_{13}^H \cdot R_{13} + Q_{13}^H \cdot X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^H \cdot X_{13} - Q_{13}^H \cdot R_{13}}{U_1} \right)^2} = 233,78 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 3 рівною 234 кВ.

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

ПС-1

$$U_0 = \sqrt{\left(U_2 \cdot \frac{P_{20}^H \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{20}^H \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{20}^H \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{20}^H \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_2} \right)^2} = 224,1 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 \cdot \frac{P_{06}^H \cdot \frac{R_{TC}}{2} + Q_{06}^H \cdot \frac{X_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H \cdot \frac{X_{TC}}{2} - Q_{06}^H \cdot \frac{R_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2} = 224 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_0 \cdot \frac{P_{07}^H \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{07}^H \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{07}^H \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{07}^H \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 214,7 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{35}^H \cdot \frac{R_{T2}}{2} + Q_{35}^H \cdot \frac{X_{T2}}{2}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{35}^H \cdot \frac{X_{T2}}{2} - Q_{35}^H \cdot \frac{R_{T2}}{2}}{U_3} \right)^2} = 220,2 \text{ кВ}$$

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

ПС-1
$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 35,95 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 117,8 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,52 \text{ кВ}$$

Таблиця 1.9 – Регулювання напруги

Номер вузла	5	6	7
Напруга вузла, кВ	10,52	117,81	35,93
Відхилення %	5,23	7,10	2,67
Число ступенів РПН	-3	-3	-1
Напруга при РПН, кВ	10,05	110,74	35,21
Відхилення % при РПН	0,49	0,67	0,61

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ [4].

2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 220/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_3 другої категорії надійності [4].

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

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 220/10 кВ [9]. Схема наведена в додатку Б.

					БР.5.141.773 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Кузін П. В.			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.				У	23	69
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.						
						СумДУ ЕТдн-51п		

2.1 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 [10].

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведений 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 умов:

$$S_{ТВН} > S_{ВН},$$

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

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

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:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{НВП} + S_{ВН}}{1,2} = \frac{17,7 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВА}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора 40 кВА. Остаточо, для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності ТМ-40/10 [9].

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання [13] необхідні для правильного вибору обладнання на сторонах 220 і 10 кВ.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13].

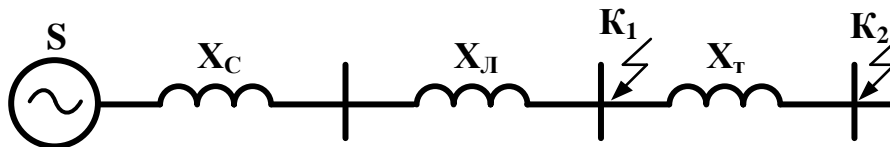


Рисунок 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює: $X_C = 8,1$ Ом;

$$X_C = \frac{U_{Л}}{S_C} = \frac{220^2}{1000000} = 48,4 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_{Л} = 26,1$ Ом;

трансформаторів $X_T / 2 = 31,75$ Ом.

Періодична складова СКЗ у точці K_1 [8, 9]:

$$I_{K1(1)} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л-1})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 26,1)} = 1,71 \text{ кА},$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л-3})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 8,7)} = 2,23 \text{ кА},$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 3,93 \text{ кА}.$$

Теж у точці K_2 наведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 26,1 + 31,75)} = 1,2 \text{ кА}$$

реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,2 \cdot \frac{220}{10} = 24,34 \text{ кА}$$

Ударний струм

у точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 3,93 = 8,93 \text{ кА}$$

у точці K_2 :

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 24,34 = 55,25 \text{ кА}$$

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

$$\text{для точки } K_1 - I_{n.\tau 1} = I_{K1} = 3,93 \text{ кА};$$

$$\text{для точки } K_2 - I_{n.\tau 2} = I_{K2} = 24,34 \text{ кА}.$$

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 :

$$i_{a.1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 3,93 = 0,5 \text{ кА},$$

Для точки K_2 :

$$i_{a.2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 24,34 = 4,63 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 3,93^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,32 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 24,34^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 88,85 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Отримані значення струмів представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розбіжності контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , $кА^2с$
Шини 220 кВ (K_1)	3,93	8,93	3,93	0,50	1,32
Шини 10 кВ (K_2)	8,93	55,25	24,34	4,63	88,85

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:

- вибір за напругою;
- вибір по нагріванню при тривалих токах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір щодо виконання (для зовнішнього або внутрішнього встановлення).

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні високої напруги;
- ввідні на стороні 10 кВ;
- секційні на стороні 10 кВ;
- відхідних ліній 10 кВ;

2) раз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 220 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 220 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:

$$I_{220.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 367,84 \text{ А} .$$

Ток в цепі введних выключателей на стороне 10 кВ:

$$I_{10}^{вмк} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 4046,24 \text{ А} .$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{c.в} = \frac{0,7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4046,24 \text{ А.}$$

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

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

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях [10].

Таблиця 2.3 - Вибір вимикачів на стороні 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	367,84 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,93 кА	40 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	8,93 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	3,93 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,5 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,32 кА ² с	112 кА ² с

Обрано вимикач:

ВВБМ– 220Б – 31,5/2000У1

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	4046 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,34 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	55,25 кА	80 кА

Продовження таблиці 2.4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	24,34 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	4,63 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	88,85 кА ² с	3969 кА ² с

Обрано вимикач:

ВВУ-10

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	4046 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,34 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64 кА	80 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	1,16 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,221 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	88,85 кА ² с	3969 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на відхідну лінію 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	4046 А	4100 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,34 кА	30 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	55,25 кА	60 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	24,34 кА	30 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	4,63 кА	—

Продовження таблиці 2.6

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	88,85 кА ² с	300 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-41,5.

Таблица 2.7 – Выбор разъединителей на стороне 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	367,84 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	8,93 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,32 кА ² с	3969 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 220 кВ роз'єднувачі типу

РНД(3)-220/1000 УХЛ1 та РНД 32-220/1000 УХЛ1

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. Перевірка трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів [10].

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюються амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. На шинях 220 кВ – вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на відхідних лініях 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. 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
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 лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 – 12 [10].

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	367,84 А	50-600 А
$i_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	8,93 кА	62-124
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,32 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТФЗМ – 220 – У1

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:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

Переріз сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менш 4 мм² для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 160 \text{ м}$:

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

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

F – переріз жив, мм²;

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

Загальний опір струмового кола:

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

що менше 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТФЗМ-220-В1 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	4046 А	4100 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	55,25 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	88,85 кА ² с	5292 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,4 А	200 А
$i_{y0} \leq I_{СКВ}$	55,25 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	88,85 кА ² с	6075 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Вибираємо трансформатор струму:

ТОЛ-10-III-10P-10000/1УХЛ1.

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

Продовження таблиці 2.12

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
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 – $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}/\text{м}$, 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 становить 0,5 % і відповідає вимогам ПУЕ [4].

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 220 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин має бути не меншим 120 мм² (за умовами коронування).

Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається по формулі [10]:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}$$

де $C_T = 90 \frac{A \cdot c^{0,5}}{\text{мм}^2}$ для алюмінію.

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{1,32}}{91 \cdot 10^{-3}} = 0,4 \text{ мм}^2$$

Перетин 0,4 мм² підходить і по термічній стійкості, але живильну підстанцію лінії виконано проводом АС-240, тому й для ошиновки підстанції приймаємо АС-240.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину 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:

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

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

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

q – поперечний перетин шини, см^4 .

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12},$$

де b – товщина шини, см,

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

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

39

h – ширина шини, см.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,01 \cdot 0,1^2}{12} = 1,44 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4,$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{1,44 \cdot 10^{-6}}{6,76 \cdot 10^{-5}}} = 2,67 \text{ Гц.}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{прип},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою

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

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

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

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

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{4046^2 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,1^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,5} = 32,4 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{доп} \geq \sigma_{розр}$ дотримується, так як $32,4 < 75$.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

40

2.6 Компонування розподільних пристроїв 220 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.

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.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

41

2.7 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.

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 територій) 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 їх ремонту і збереження викочуючих візків в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.141.753 ПЗ ЕТ				42

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. Таке заземлення називається захисним [10].

Заземлення, призначене для забезпечення 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 Розрахунок релейного захисту трансформатора

Розрахувати релейний захист трансформатора типу ТРДЦН-100000/220 на основі диференційного захисту реле ДЗС-21 [11]:

3.1. Дані для розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДЦН- 100000/220:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{НОМ}} &= 100 \text{ МВА} & U_{\text{КЗ}} &= 12 \% & I_x &= 0,7 \% \\
 U_{\text{НОМ.В}} &= 230 \text{ кВ;} & \Delta P_{\text{К}} &= 360 \text{ кВт;} & R_{\text{T}} &= 1,9 \text{ Ом;} \\
 U_{\text{НОМ.Н}} &= 11 \text{ кВ;} & \Delta P_{\text{X}} &= 115 \text{ кВт;} & X_{\text{T}} &= 63,5 \text{ Ом} \\
 \Delta Q_{\text{X}} &= 700 \text{ кВАр.}
 \end{aligned}$$

Вибираємо уставки диференційних і максимальних струмових захистів трансформатора типу ТРДЦН – 100000; напруга КЗ = 11,5 %; 12 %; 12,5 % для положень РП, що відповідає мінімальній середній і максимальній напрузі.

Опір енергосистеми 48,4 Ом в мініальному і максимальному режимах.

Трансформатор має розщеплену нижню обмотку, тоді маємо:

$$X_{\text{вн}} = 0,125 \cdot X_{\text{т}} = 0,125 \cdot 31,75 = 7,94 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{нн}} = 1,75 \cdot X_{\text{т}} = 1,75 \cdot 31,75 = 111,13 \text{ Ом}.$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН потрібно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги:

$$U_{\text{мін.вн}} = 230 \cdot (1 - 0,12) = 202,4 \text{ кВ},$$

Для трансформаторів 220 кВ можна прийняти:

$$X_{\text{т.мін}} = X_{\text{т.ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2,$$

$$X_{\text{т.макс}} = X_{\text{т.ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2,$$

$$X_{\text{вн.мін}} = 7,94 \cdot (1 - 0,12)^2 = 6,15 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вн.макс}} = 7,94 \cdot (1 + 0,12)^2 = 9,96 \text{ Ом},$$

					БР.6.141.773.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Кузін П. В.			Розрахунок релейного захисту трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.				Н	44	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.								
Затв		Лебединський І.Л.						

$$X_{нн.мін} = 111,13 \cdot (1 - 0,12)^2 = 86,06 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.макс} = 111,13 \cdot (1 + 0,12)^2 = 139,4 \text{ Ом}$$

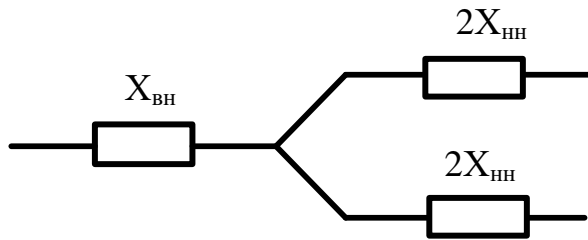


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором [13].

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 6,15 + 86,06)} = 904,45 \text{ А}.$$

Максимальне значення напруги в мережі:

$$U_{макс.вн} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ кВ},$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 904,45 \cdot \frac{242}{11} = 19,9 \text{ кА}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = \frac{242000}{2 \cdot (48,4 + 9,96 + 139,4)} = 611,9 \text{ А},$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 611,9 \cdot \frac{242}{11} = 13,46 \text{ кА}$$

3.2. Розрахунок диференційного струмового захисту

1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора [12]:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Для 220 кВ:

$$I_{ном} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 553 \text{ A}$$

Для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,55 \text{ кА.}$$

За цими струмами визначаються відповідні вторинні струми I_{IV} , I_{IIV} , I_{IIIV} , виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму K_I и коефіцієнт схеми $K_{сх}$ ($K_{сх} = \sqrt{3}$):

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

Для 220 кВ: $K_I = 3000/5$

$$I_{ном.в} = \frac{553 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 1,59 \text{ A}$$

Для 10 кВ: $K_I = 4000/5$

$$I_{ном.в} = \frac{5255 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{10000} = 4,55 \text{ A}$$

На рис. 3.2 приведена пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора.

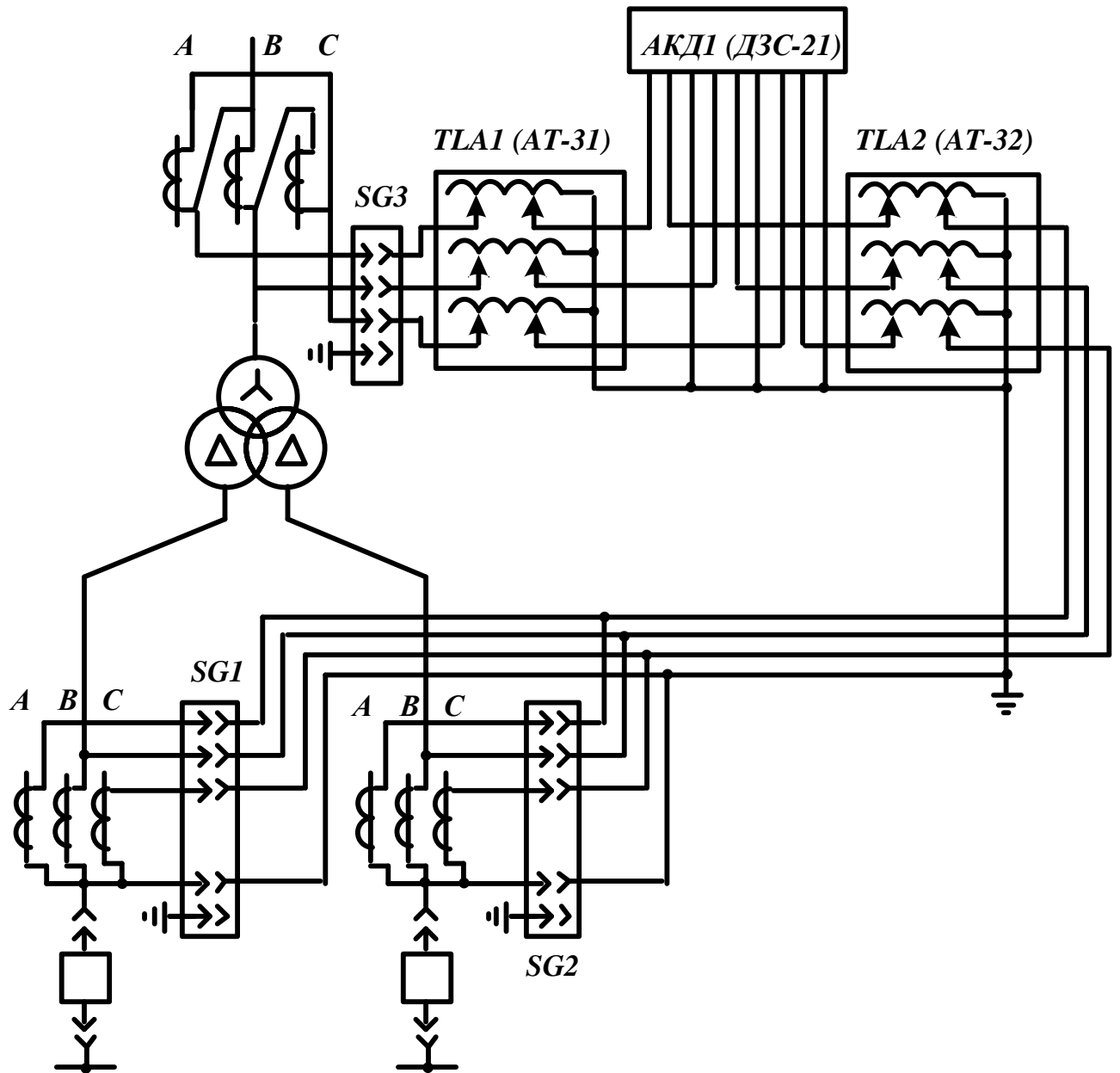


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

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

БР.6.141.773.ПЗ.ЕТ

Арк.

47

Таблиця 3.1

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	220 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора реле на основній стороні, А	$I_{відг.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–
2	Розрахунковий струм розгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{відг.розр.неосн} =$ $= I_{ном.в.неосн} \cdot \frac{I_{відг.ном.осн}}{I_{ном.в.осн}}$	–	$4,13 \cdot \frac{4,6}{4,54} =$ $= 4,16$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту			АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А		–	4,54
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми		–	1-9
6	Номер використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	1-10
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	4,6
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А,		–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле		2	
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в}}{k_{АТ}}$	4,54	$\frac{4,13 \cdot 5}{4,25} = 4,86$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{відг.гал.ном}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле		1	1

2 Вибираємо відгалуження трансреактора реле ТАУ, або автотрансформатора струму для основної сторони (за основну сторону вибирається сторона 220 кВ, на якій вторинний струм в плечі захисту приблизно дорівнює номінальному струму відгалуження трансреактора реле) $I_{відн.ном.осн}$:

$$I_{відн.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$$

3 Вибираємо відгалуження автотрансформатора струму АТ-31 для неосновної сторони 10 кВ $I_{відн.ном.неосн}$. Виходячи з зворотного відгалуження трансформаторів реле ТАУ для основної сторони $I_{відн.ном.осн}$ і номінального вторинного струму в плечі захисту на розглянутій неосновній стороні:

$$I_{відг.ном.неосн} \leq I_{відг.розр.неосн} = I_{відг.ном.осн} \cdot \frac{I_{ном.в.неосн}}{I_{ном.в.осн}}$$

4 Вибираємо сторони, на яких використовується гальмування

Гальмування, як правило, слід виконувати від струмів на всіх сторонах трансформатора, але в трансформаторі, в якому розраховується диференційний струмовий захист, гальмування виконується тільки від струмів груп трансформаторів струму, встановлених на приймаючих (високої напруги) сторонах захисного трансформатора.

5. Вибираємо установку «початкового гальмування» $I_{гал.поч}$.

Установку приймаємо в залежності від сторін, на яких використовується гальмування: $I_{гал.поч} = 0,6$.

6 Вибираємо відгалуження проміжних трансформаторів струму і приставки додаткового гальмування, виходячи з вторинних струмів $I_{ном.в}$ і коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів струму АТ-31 $k_{ат}$:

$$I_{відг.гал.ном} \leq I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в.}}{k_{ат}}$$

7 Знаходимо первинний гальмовий струм:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) =$$

$$= 1,2 \cdot 553 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{4,86} \right) = 682,6 \text{ A}$$

8 Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному «початку гальмування»:

$$I_{нб.гал.поч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{одн.розр.II} - I_{одн.номII}}{I_{одн.розрII}}) \cdot I_{гал.поч} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 682,6 = 408,44 \text{ A}$$

де $K_{одн}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

ε - відносне значення повної помилки трансформаторів струму, яке відповідає встановленому режиму КЗ;

k_{II} - коефіцієнт поточкорозподілу;

ΔU – відносні помилки, які обумовлюють регулювання напруги на сторонах захисного трансформатора.

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

Налаштування від первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{с.з.мін} \geq k_{нал} \cdot I_{нб.гальм.поч}$$

де $k_{нал}$ - коефіцієнт налаштування, що дорівнює 1,5.

$$I_{с.з.мін} = 1,5 \cdot 408,44 = 1023,9 \text{ A}$$

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 553 = 165,87 \text{ A}$$

За розрахункове приймається найбільше з отриманих розрахункових значень $I_{с.з.мін} = 165,87 \text{ A}$.

10 Визначаємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймаємо сторону низької напруги:

$$I_{с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{нн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot I_{від.ном}} = \frac{165,87 \cdot \frac{230}{11} \cdot \sqrt{3}}{\frac{10000}{5} \cdot 4,25} = 4,36 \text{ А}$$

11 Визначаємо первинний максимальний струм, який проходить через трансформатор, що захищається, при внутрішньому КЗ:

$$I_{к.мах} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 31,75)} = 1586,6 \text{ А}$$

і відповідний йому розрахунковий струм небалансу. Коефіцієнт, який враховує перехідний режим $k_{пер} = 2$:

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 1586,6 = 949,38 \text{ А.}$$

12 Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_{відс} I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{ном.в.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*с.р.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр} \cdot \frac{I_{відв.гал.розр}}{I_{відв.гал.ном}} - I_{*гал.поч.п}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{949,38}{553} \cdot \frac{4,57}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{408}{553} \cdot \left(\frac{4,86}{5}\right) - \frac{682,6}{553}} = 0,57 \approx 0,6$$

де $I_{*гальм.поч.п} = 0,6$ - відносний вторинний струм початку гальмування;

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}}$$

13 Знаходимо первинний струм спрацьовування відсічення $I_{c.відс}$ за умовами відбудови максимального первинного струму небалансу (коефіцієнт $k_{пер}$ приймаємо рівним 3):

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{від.розр.II} - I_{від.ном.II}}{I_{від.розр.II}}) \cdot I_{к.мах}^{(3)} =$$

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,29}{4,6}) \cdot 1586,62 = 773,31 \text{ A}$$

$$I_{c.від.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 773 = 1159,96 \text{ A}$$

Вставка відсічення прийнята $6 \cdot I_{від.ном}$. При такій вставці первинний струм спрацьовування відсікання дорівнює:

$$I_{c.відс} = 6 \cdot 3,63 \cdot \frac{3000}{5 \cdot \sqrt{3}} = 7,55 \text{ кА}$$

14 Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_q^{(m)} = \frac{I_{к.мін.вн}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 611,88}{165,87 \cdot \sqrt{3}} = 3,69$$

$$k_q^{(m)} = \frac{I_{к.мін.нн}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13460}{165,87 \cdot \sqrt{3}} = 81,15$$

4 Втрати електроенергії в елементах електричних мереж

4.1 Структура втрат електроенергії

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями [7]:

- 1 характером втрат (постійні, змінні),
- 2 класами напруги;
- 3 групами елементів;
- 4 виробничими підрозділами і т. п.

Для цілей аналізу і нормування втрат доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати розділені на складові виходячи з їх фізичної природи і специфіки методів визначення їх кількісних значень (рисунок 4.1).

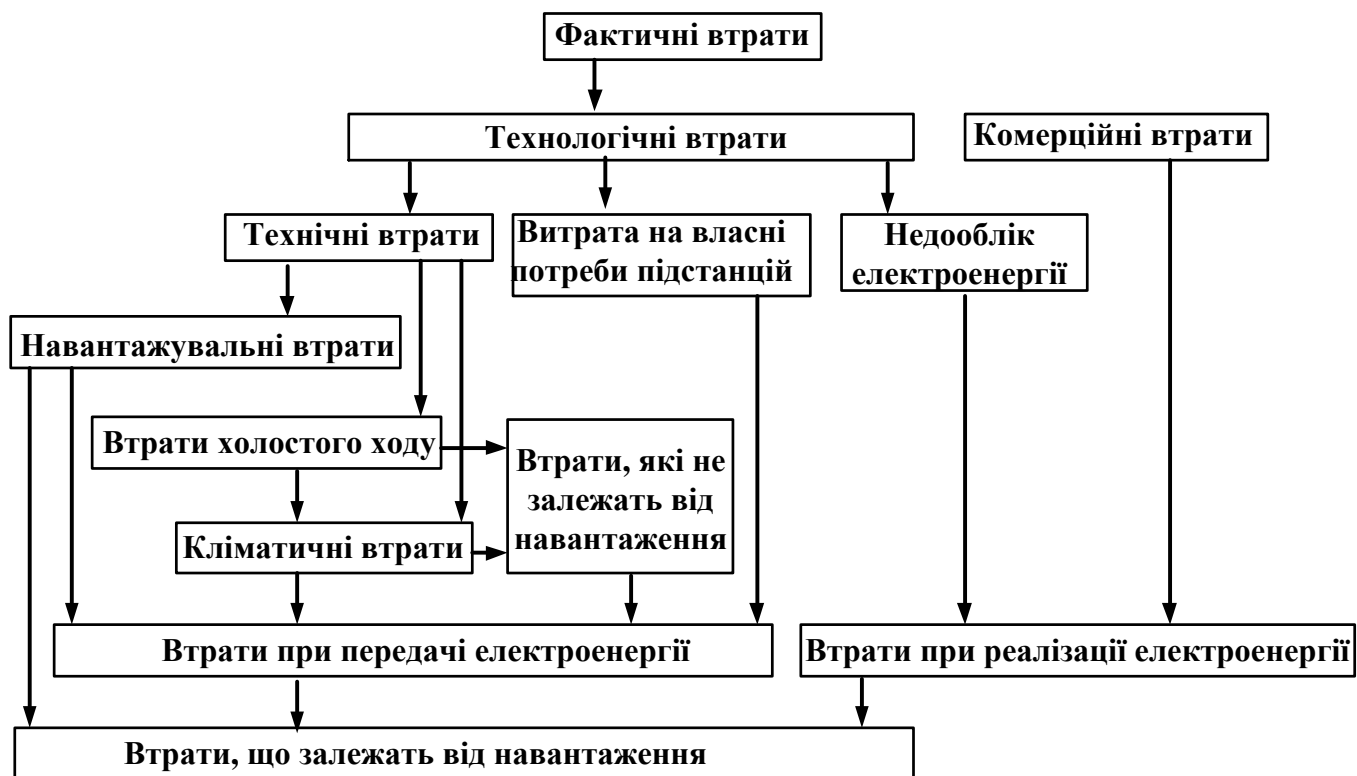


Рисунок 4.1 – Структура втрат електроенергії

					БР 5.141.773.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Кузін П. В.			Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.			У	53	69
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.							
Затв.		Лебединський І.Л.					
					Втрати електроенергії в елементах електричних мереж		

Фактичні втрати електроенергії складаються з (рисунок 4.1) [7, 16, 18]:

- технологічних,
- “комерційних”.

4.1.1 Технологічні втрати електроенергії

Технологічні втрати поділяються на:

4.1.1.1 Технічні втрати електроенергії.

4.1.1.2 Витрата на власні потреби підстанцій.

4.1.1.3 Недооблік електроенергії.

4.1.1.1 Технічні втрати електроенергії

Технічні втрати поділяються на:

4.1.1.1.1 Навантажувальні втрати електроенергії.

4.1.1.1.2 Втрати холостого ходу

4.1.1.1.3 Кліматичні втрати.

4.1.1.1.1 Навантажувальні втрати електроенергії

Навантажувальні втрати - змінні і їх можна представити як втрати в:

- 1) проводах ліній передачі;
- 2) силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- 3) струмообмежувальних реакторах;
- 4) загороджувачах високочастотного зв'язку;
- 5) трансформаторах струму;
- 6) з'єднувальних проводах і шинах розподільних пристроїв (РП) підстанцій.

Всі ці втрати визначають на основі даних про питомі втрати потужності в залежності від перетину і числа проводів у фазі, району розташування повітряної лінії електропередач, робочої напруги лінії.

4.1.1.2 Витрата на власні потреби підстанцій

Це витрата електроенергії, що споживається допоміжним обладнанням, яке підтримує роботу основного обладнання процесу вироблення, перетворення і розподілу електричної енергії.

Ця витрата фіксується, як правило, лічильниками електроенергії, встановленими на високій або низькій стороні трансформаторів власних потреб.

Склад споживачів власних потреб:

- 1) електродвигуни вентиляторів і обладнання систем охолодження силових трансформаторів;
- 2) пристрої, призначені для заряджання акумуляторних батарей;
- 3) освітлення території підстанції;
- 4) допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
- 5) живлення:
 - а) компресорів;
 - б) кіл управління і оперативних кіл;
 - в) апаратури автоматики, зв'язку і телемеханіки;
 - г) засувок;
 - д) насосів (масляні, циркуляційні та дренажні);
- б) обігрів:
 - а) обладнання в осередках КРПН (з апаратурою релейного захисту та автоматики, лічильниками або вимикачами) і в шафах РЗА зовнішньої установки;
 - б) баків масляних вимикачів, приводів роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів, пристроїв РПН;

- в) агрегатних шаф і шаф управління повітряних вимикачів;
- г) повітрозбірників;
- 7) обігрів, освітлення і вентиляція приміщень:
 - а) ОПУ, ЗРП, ОВБ;
 - б) акумуляторної;
 - в) компресорної;
 - г) насосної пожежогасіння;
 - д) будівель допоміжних пристроїв синхронних компенсаторів;
 - е) прохідної.
- 8) невеликі за обсягом ремонтні роботи, що виконуються в процесі експлуатації;
- 9) інші:
 - а) дренажні насосні,
 - б) пристрої РПН,
 - в) дистильатори,
 - г) дрібні верстати і пристосування тощо.

4.1.1.3 Недооблік електроенергії

Ці втрати отримують розрахунковим шляхом на основі даних про метрологічні характеристики і режим роботи приладів, що використовуються для вимірювання енергії (ТС, ТН і самих електролічильників).

В розрахунок метрологічних втрат включають всі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, в тому числі й прилади обліку витрати електроенергії на СН підстанцій.

4.1.2 Комерційні втрати електроенергії

В ідеальному випадку комерційні втрати електроенергії в електричній мережі повинні бути рівні нулю. Очевидно, однак, що в реальних умовах відпуску в мережу, корисний відпуск і технічні втрати визначаються з похибками.

- 7) помилки у визначенні коефіцієнтів перерахунку показань лічильників в електроенергію.

1.2.2 Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії

Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності включають дві складові:

1.2.2.1 Втрати при виставленні рахунків

1.2.2.2 Втрати від розкрадань електроенергії

1.2.2.1 Втрати при виставленні рахунків

Ця комерційна складова обумовлена неточністю даних про споживачів електроенергії, в тому числі:

- 1) недостатньою або помилковою інформацією про укладені договори на користування електроенергією;
- 2) помилками при виставленні рахунків, в тому числі не виставленими рахунками споживачам через відсутність точної інформації по них і постійного контролю за актуалізацією цієї інформації;
- 3) відсутністю контролю та помилками у виставленні рахунків клієнтам, які користуються спеціальними тарифами;
- 4) відсутністю контролю та обліку відкоригованих рахунків, тощо.

1.2.2.2 Втрати від розкрадань електроенергії

Це одна з найбільш істотних складових комерційних втрат, яка є предметом клопоту енергетиків в більшості країн світу.

Термін «крадіжка електроенергії» застосовується тільки в тих випадках, коли електроенергія не враховується або не повністю реєструється з вини споживача, або коли споживач розкриває лічильник або порушує систему подачі електрожив-

лення з метою зниження врахування лічильником витрати споживаної електроенергії.

Існують три основні групи способів розкрадань електроенергії:

I – механічні,

II – електричні,

III – магнітні.

I Механічні способи розкрадань електроенергії

Механічне втручання в роботу (механічне відкриття) лічильника, яке може приймати різні форми, включаючи:

- 1) свердління отворів в донній частині корпусу, кришки або склі лічильника; вставка (в отвір) різних предметів типу плівки шириною 35 мм, голки і т.п. для того, щоб зупинити обертання диска або скинути показання лічильника;
- 2) переміщення лічильника з нормального вертикального в напівгоризонтальне положення для того, щоб знизити швидкість обертання диска;
- 3) самовільний зрив пломб, зміни в центрі осей механізмів (шестерень) для запобігання повної реєстрації витрат електроенергії;

II Електричні способи розкрадань електроенергії

Найбільш поширеним електричним способом розкрадань електроенергії є так званий “накид” на виконану голим проводом повітряну лінію.

Досить широко використовуються також такі способи як:

- 1) інвертування фази струму навантаження;
- 2) застосування різного типу ”відмотувань” для часткової або повної компенсації струму навантаження зі зміною її фази;
- 3) шунтування кола струму лічильника - установка так званих «закороток»; заземлення нульового проводу навантаження;
- 4) порушення чергування фазного і нульового проводів в мережі з заземленою нейтраллю живильного трансформатора.

споживачам і в розрахунок фактичного небалансу електроенергії, так як відставання може становити від одного до трьох місяців і більше.

1.2.5 Погрішності розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах

Оскільки комерційні втрати електроенергії не можна виміряти, то їх можна з тією чи іншою похибкою обчислити.

Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань об'єму розкрадань електроенергії, наявності “безгоспних споживачів”, інших розглянутих вище факторів, але і від похибки розрахунку технічних втрат електроенергії. Чим точнішими будуть розрахунки технічних втрат електроенергії, тим, очевидно, точніші будуть оцінки комерційної складової, тим об'єктивніше можна визначити їх структуру і намітити заходи щодо їх зниження.

Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи були досягнуті описані у вступі мети і вирішені поставлені завдання.

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням по-здовжніх і поперечних падінь напруги на елементах мережі.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» запропоно-вана схема з'єднань, що враховує можливості розширення, допускає надійність електропостачання в нормальному і аварійних режимах роботи підстанції і допус-кає можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елемен-тах схеми і без відключення приєднань. Обрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки основних захистів трансформатора ТРДЦН- 100000/220.

У розділі «Втрати електроенергії в елементах електричних мереж» розгля-нута структура втрат електроенергії.

Література

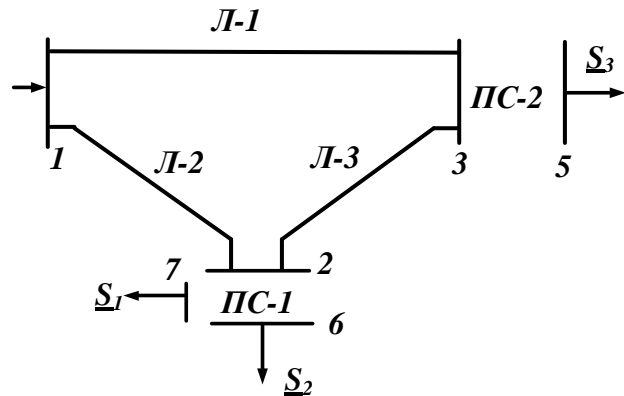
- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – 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. Леbedка, 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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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, ІДТ).



Початкова схема мережі

Довжина ліній
 Л-1 60 км
 Л-2 30 км
 Л-3 20 км

Категорія споживача

$$\underline{S}_1 = II$$

$$\underline{S}_2 = II$$

$$\underline{S}_3 = I$$

Потужності навантажень

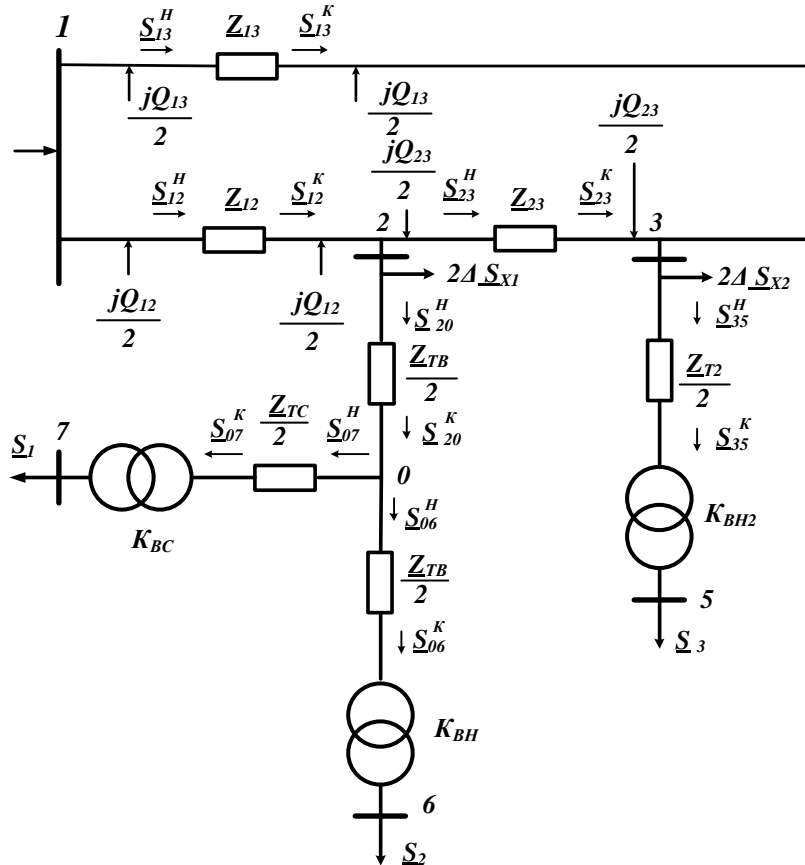
$$\underline{S}_1 = 20 + j 20 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_3 = 90 + j 90 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_2 = 40 + j 25 \text{ МВА}$$

Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Пози	Кінець
\underline{S}_{13}	58,5+j60,7	\underline{S}_{13}	57,6+j57,2
\underline{S}_{23}	33,1+j40,3	\underline{S}_{23}	33,96+j39,81
\underline{S}_{35}	90,3+j102,02	\underline{S}_{35}	90+j90
\underline{S}_{12}	94,5+j95,16	\underline{S}_{12}	93,32+j90,6
\underline{S}_{20}	60,1+j52,82	\underline{S}_{30}	60,04+j46,61
\underline{S}_{06}	40,02+j25	\underline{S}_{06}	40+j25
\underline{S}_{07}	20,02+j21,61	\underline{S}_{07}	20+j20
\underline{S}_A	153+j150		

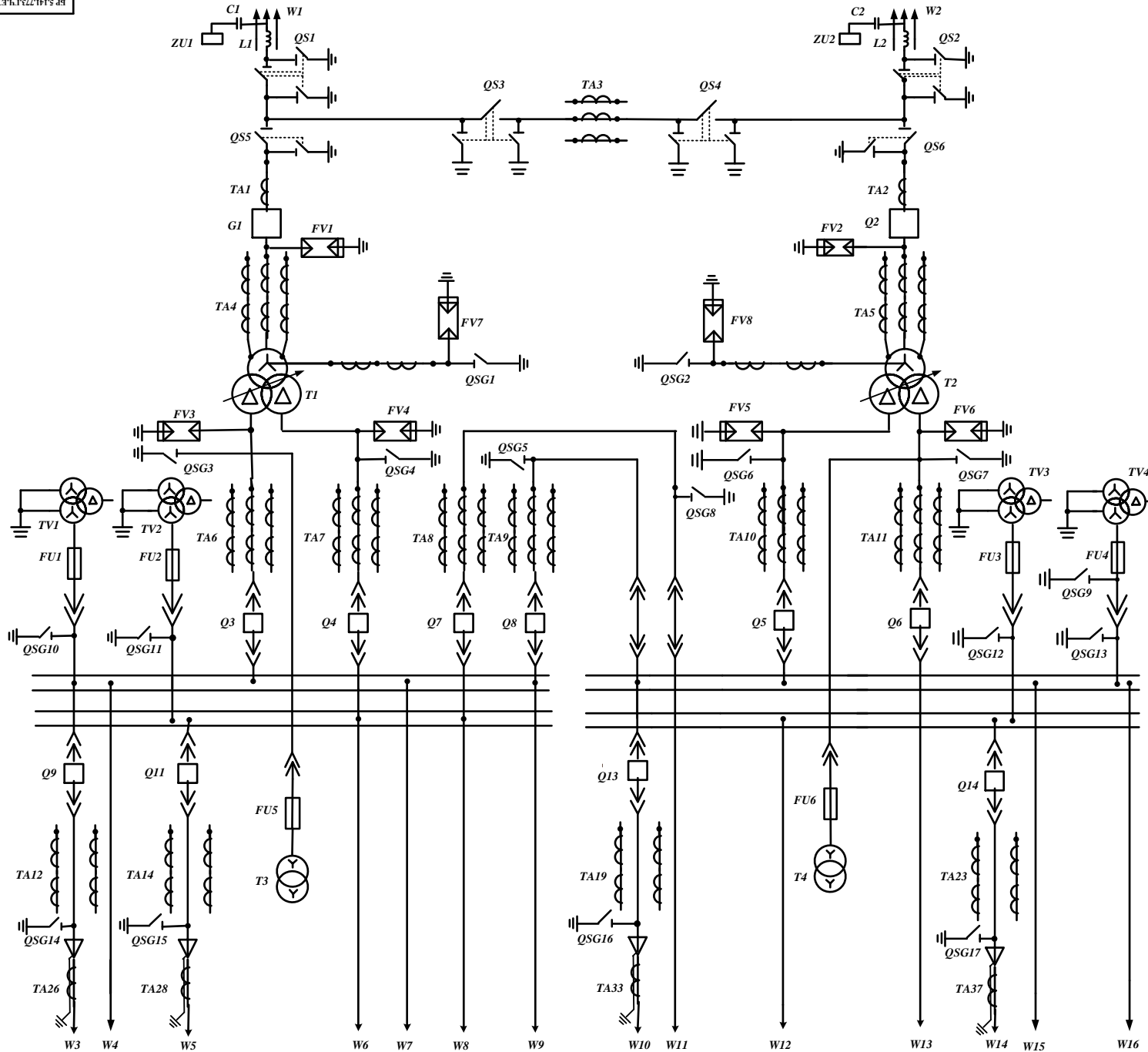


Розрахункова схема заміщення мережі

Напруги у вузлах мережі

Ном	Значення	
	Високе	Низьке
1	242	
2	235,6	
3	234	
0	224	
5	220,3	10,52
6	224	117,8
7	214,7	35,95

БР.5.141.773.ГЧ.ЕТ						№	Маса	Місцями
Вид	Ар.	№ докум.	Підпис	Дата		11		
Розроб.		Дубин С.В.			"Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових витрат електроенергії"			
Перевір.		Лобовицький			Аркуш 1	Аркуш 2		
Конструй.								
Рисув.								
Нормув.					Розрахунок електричної мережі			СумДУ, зр.ЕТ0н-51п
Затвер.		Невідомий						



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНЦ-100000/220	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-220/1000 УХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВБМ- 220Б - 31,5/2000У1	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму тФЗМ -220 - У1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-220-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-220МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗР-220УХЛ1	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТПЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БР.С.141.773.ГР.ЕТ					
Вид	Спр	№ докум.	Листів	Лист	
Розроб	Л	Відп. С.В.			
Перевір	Л	Львівський			
Констру					
Рисув					
Начальн.					
Листов	Львівський				
"Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і шпаль методів розрахунку складових частин електричних мереж"					Лист 2
Розрахунок електричної частини підстанції					Лист 2
					СумДУ, зр.ЕТ0н-51п