

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.
“ ___ ” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії і розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”

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

Виконав студент гр. ЕТдн-84п

Христюк В.М

Керівник, доцент, к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2022 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Христюка Володимира Миколайовича

1 Тема роботи “Аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії і розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії”

5 Перелік графічного матеріалу

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	22.05.-24.05.2022	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	25.05.-29.05.2022	
3	Розрахунок релейного захисту	30.05.-02.06.2022	
4	Аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії”	03.06.-07.2022	
5	Оформлення роботи	08.06.-12.06.2022	

Студент гр ЕТдн-84п _____

Христюк В.М

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 69, рис.11, табл.22, кресл. 2.

Бібліографічний опис: **“Аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії і розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання”/ Христюк В.М; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2022. - 69 с.

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

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

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

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

Перелік умовних позначень

- ПС – понижувальна підстанція
- ПЛ – повітряна лінія
- ВН – вища напруга
- СН – середня напруга
- НН – низька напруга
- РЕМ – розподільні електричні мережі
- ТВЕ – технічні втрати електроенергії
- ТС – трансформатор струму
- ТН – трансформатор напруги
- КЗ – коротке замикання
- РПН – регулювання під навантаженням
- РП – розподільний пристрій
- СКЗ – струм короткого замикання
- ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
- ТВЕ – технологічні витрати електроенергії
- ЛЕП – лінії електропередач
- МСЗ – максимальний струмовий захист

Зміст

Вступ.....		8
1	Розрахунок режиму роботи замкненого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....	10
1.1	Розрахунок поточкорозподілу в замкнутої мережі.....	11
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній.....	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	15
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	18
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження.....	19
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	21
2.1	Вихідні дані	21
2.2	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій.....	21
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб.....	22
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання.....	24
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	26
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги...	31
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	36
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина.....	38
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина.....	39
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції.....	40
3	Розрахунок релейного захисту	41
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	41
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається.....	42
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	43
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	50
4	Заходи щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах...	52
4.1	Структура фактичних втрат електроенергії.....	52

					БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Христюк В.М				Аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії і розрахунок параметрів обладнання електричної мережі	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І					н	6	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський І							

Вступ

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

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

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

					БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії

					БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок режиму роботи замкнутого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання роботи

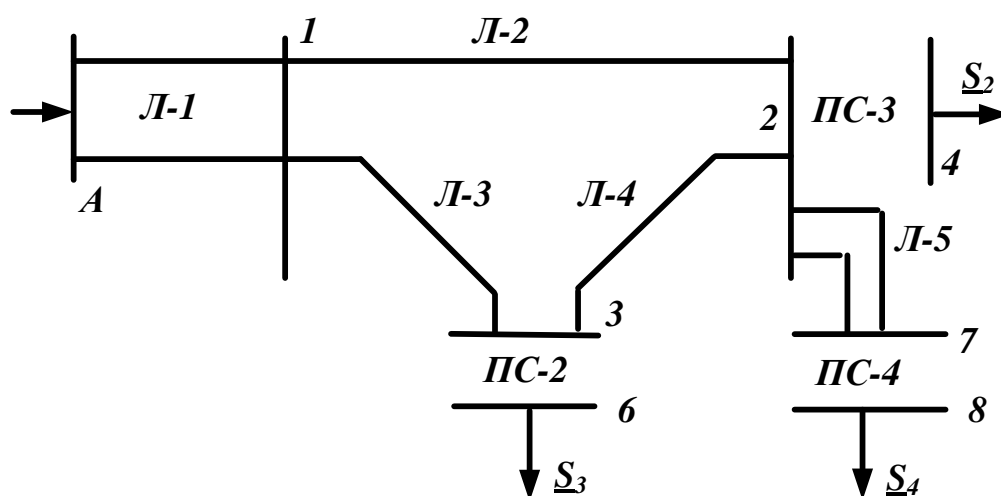


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої + електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км					Потужності завантажень вузлів, МВА		
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	S ₂	S ₃	S ₄
10	30	20	10	10	$\frac{30+j20}{\text{II}}$	$\frac{28+j18}{\text{II}}$	$\frac{17+j12}{\text{II}}$

					БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Христюк				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І.Л				Н	10	69
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський І.Л						
					Розрахунок режиму роботи замкнутого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		

1.1 Розрахунок потокорозподілу в замкнутій мережі

Прийmemo навантаження вузла 2 рівним навантаженню вузла 4, навантаження вузла 3 дорівнює сумі навантажень вузла 6. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-4, Л-3, Л-2 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 3 і 2.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_4 = 47 + j32 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_3 = 28 + j18 \text{ МВА}$$

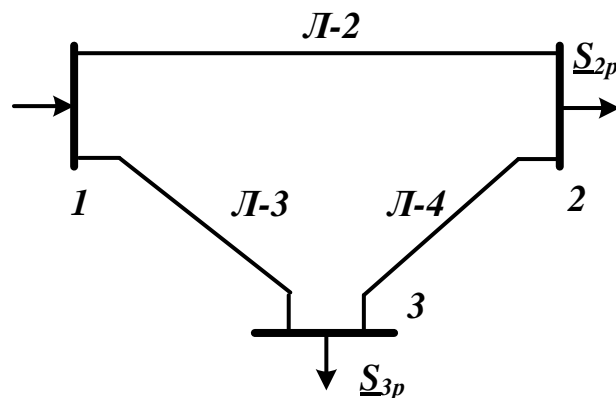


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, у вузлі 1 (рисунок 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

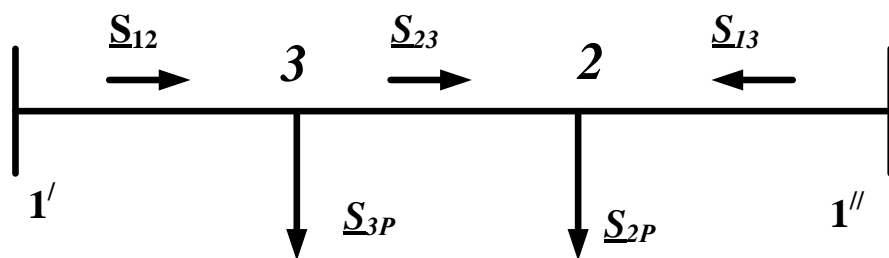


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

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

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{32} + l_{12}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{12}}{l_{13} + l_{32} + l_{12}} = 42,17 + j28 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = 14,165 + j10 \text{ МВА}$$

									Арк.
									11
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{13} + l_{23})}{l_{13} + l_{23} + l_{12}} = 32,837 + j22 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} &= \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P} \\ 75 + j50 &= 75 + j50 \end{aligned}$$

Баланс потужності зійшовся.

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 2 є точкою поточкорозподілу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1-3].

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	25	24	10
Напруга ділянки, кВ	103,8	108,9	66

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,208	0,266	0,091

Приймаємо для ліній провід марки АС-120/19

									Арк.
									12
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 1.4 – параметри проводів [3]

Лінія	Л-2	Л-3	Л-4
R_o , Ом/км	0,244	0,244	0,244
X_o , Ом/км	0,427	0,427	0,427

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Визначаємо опори ліній

Таблиця 1.5 – опори ліній

Номер ділянки	Л-2	Л-3	Л-4
$R_{Л} = r_o \cdot l_{Л}$. Ом	7,32	4,88	2,44
$X_{Л} = x_o \cdot l_{Л}$. Ом	12,81	8,54	4,27

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругах мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-2

Навантаження S_3 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_{T2} = \frac{S_{2P}}{1,4} = \frac{\sqrt{28^2 + 18^2}}{1,4} = 23,79 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_{3P}}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{28^2 + 18^2}}{2 \cdot 25} = 0,68$$

								Арк.
								13
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ			

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-25000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-25000/110 [5]

S _{НОМ} , МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
		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							
25	±9×1,3%	115	10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Для ПС-3

Навантаження S_2 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_{ТЗ} = \frac{S_{2P}}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{1,4} = 25,75 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-40000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_{2P}}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{2 \cdot 40} = 0,45$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДН-40000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-40000/110 [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 _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 25000/110	40	±9·1,78%	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

					БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ					Арк.
										14
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ПС-4

Навантаження S_4 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_{T1} = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{12^2 + 17^2}}{1,4} = 14,82 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-16000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_{T4}} = \frac{\sqrt{12^2 + 17^2}}{2 \cdot 16} = 0,65$$

Таблиця 1.8 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-25000/110 [5]

S _{НОМ} , МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					Расчетные данные			
		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							
25	±9×1,3%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	110

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні [1-3]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 3

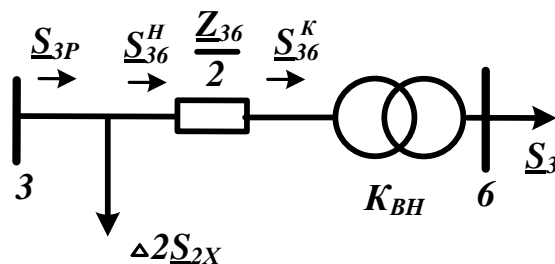


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-2

					БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ	Арк. 15
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо потужність \underline{S}_{36}^K :

$$\underline{S}_{36}^K = \underline{S}_2 = 28 + j18 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{36}^{Π} [1-3]:

$$\underline{S}_{36}^{\Pi} = \underline{S}_{36}^K + \frac{(P_{36}^K)^2 + (Q_{36}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 28,2 + j21,95 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{36}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X2} = 28,24 + j22,19 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 2

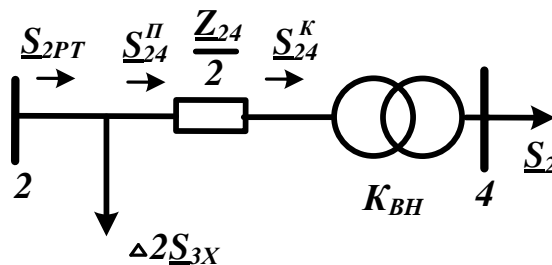


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{24}^{Π} :

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{24}}{2} = 30,0812 + j21,86 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{2PT} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \Delta \underline{S}_{2X} = 30,15 + j22,37 \text{ МВА}$$

ПС-4

Визначаємо розрахункову потужність участку 8-7

									Арк.
									16
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

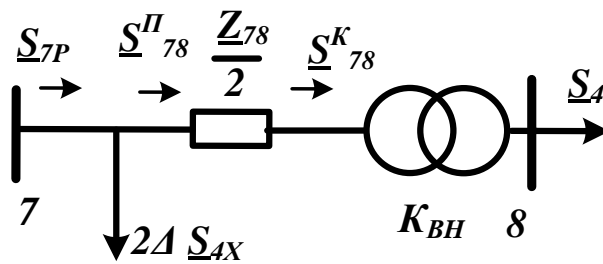


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність $\underline{S}_{78}^{\text{II}}$:

$$\underline{S}_{78}^{\text{K}} = \underline{S}_4 = 17 + j12 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{78}^{\text{II}} = \underline{S}_{78}^{\text{K}} + \frac{(P_{78}^{\text{K}})^2 + (Q_{78}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{78}}{2} = 17,09 + j13,35 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{2P7} :

$$\underline{S}_{7P} = \underline{S}_{78}^{\text{II}} + 2\Delta S_{4X} = 17,14 + j13,78 \text{ MVA}$$

линии Л-5

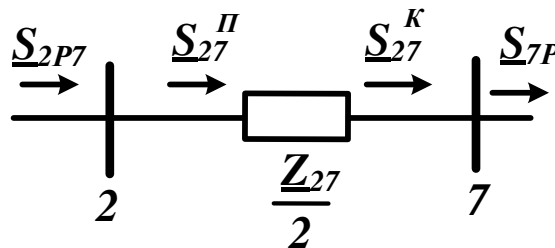


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність $\underline{S}_{27}^{\text{II}}$:

$$\underline{S}_{27}^{\text{K}} = \underline{S}_{7P} = 17,14 + j13,78 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{27}^{\text{II}} = \underline{S}_{27}^{\text{K}} + \frac{(P_{27}^{\text{K}})^2 + (Q_{27}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{27}}{2} = 17,17 + j13,86 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{2P7} :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{27}^{\text{II}} + \underline{S}_{2PT} = 47,314 + j36,2486 \text{ MVA}$$

						Арк.
						17
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах [1-3].

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{32} + l_{12}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{12}}{l_{13} + l_{32} + l_{12}} = 42,48 + j32,91 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = 14,2387 - j10,731 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{13} + l_{23})}{l_{13} + l_{23} + l_{12}} = 33,0753 + j25,523 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

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

$$75,35 + j 58,37 = 75,35 + j 58,37$$

Баланс потужності зійшовся.

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 2 є точкою поточкорозподілу.

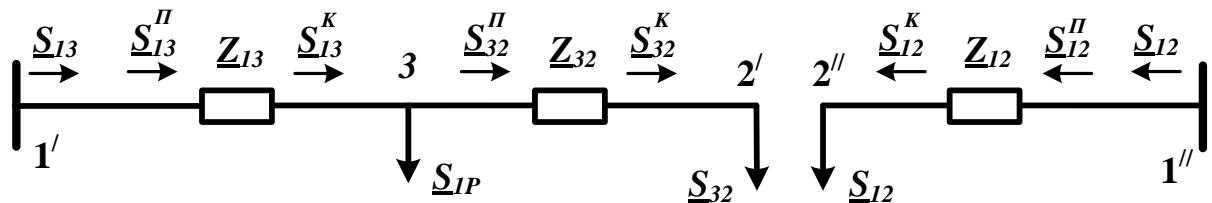


Рисунок 1.8– Розімкнена мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.10.

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

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 33,0753 + j25,523 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^{\text{II}} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(\underline{P}_{12}^K)^2 + (\underline{Q}_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 34,12 + j27,3743 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 14,24 + j10,72631 \text{ МВА},$$

						Арк.
						18
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ	

$$\underline{S}_{23}^{\Pi} = \underline{S}_{32}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 14,32 + j10,84 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{23}^{\Pi} + \underline{S}_{3P} = 42,55 + j33,021 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13}^{\Pi} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 43,728 + j35,082 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}_{13}^{\Pi} + \underline{S}_{12}^{\Pi} = 77,84 + 62,46 \text{ MVA}$$

лінія А-1

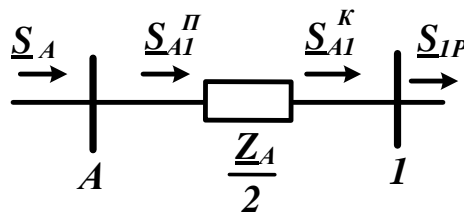


Рисунок 1.9 – Схема замещения лінії А-1

$$\underline{S}_{AI}^K = \underline{S}_{IP}^K = 77,84 + 62,46 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{IA}^{\Pi} = \underline{S}_{IA}^K + \frac{(P_{IA}^K)^2 + (Q_{IA}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{IA} = 77,8936 + j64,118 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U_A = 121 \text{ кВ}$.

Визначимо напругу вузла 1/:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{AI}^{\Pi} \frac{R_{AI}}{2} + Q_{AI}^{\Pi} \frac{X_{AI}}{2}}{U_A} = 119,9 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2/:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{I2}^{\Pi} R_{I2} + Q_{I2}^{\Pi} X_{I2}}{U_1} = 115,44106 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

									Арк.
									19
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$U_3 = U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_1} = 113,68 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = U_2 - \frac{P_{27}^{\Pi} \frac{R_{27}}{2} + Q_{27}^{\Pi} \frac{X_{27}}{2}}{U_2} = 114,5 \text{ кВ}$$

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

$$U_4^B = U_2 - \frac{P_{24}^{\Pi} \frac{R_{24}}{2} + Q_{24}^{\Pi} \frac{X_{24}}{2}}{U_2} = 111,67 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = U_3 - \frac{P_{36}^{\Pi} R_{36} \cdot 0,5 + Q_{36}^{\Pi} X_{36} \cdot 0,5}{U_3} = 107,75 \text{ кВ}$$

$$U_8^B = U_7 - \frac{P_{78}^{\Pi} \frac{R_{78}}{2} + Q_{78}^{\Pi} \frac{X_{78}}{2}}{U_7} = 109,26 \text{ кВ}$$

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

ПС – 4
$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 10,45 \text{ кВ}$$

ПС – 2
$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,2 \text{ кВ}$$

ПС – 3
$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,3 \text{ кВ}$$

									Арк.
									20
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ				

2. Розрахунок електричної частини підстанції

2.1. Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДН-40000/110
Потужність трансформатора	S=40 МВА
Напруга	U=110 кВ
Опір трансформатора	X=34,7 Ом
Опір лінії 1-2	X ₁₂ = 12,81 Ом
Опір лінії 3-2	X ₂₃ = 4,27 Ом
Потужність системи	S _C = 450 МВА

2.2 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати таким вимогам [8]:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем в колах трансформатора з неавтоматичною перемичкою».

Так як РП, що розглядається, має мале число приєднань, то доцільно застосувати спрощену схему без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

					БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Христюк			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	21	69
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						
						СумДУ ЕТдн-84п		

2.3 Вибір трансформаторів власних потреб

Вибрати число і потужність трансформаторів власних потреб. Вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги [8, 9].

Приймачами власних потреб є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнта попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведено в таблиці.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	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, вентиляція закритого 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						17,7

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

$$S_{ТВП} \geq S_{ВП},$$

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

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

Оскільки $S_{СН} = 17,7$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівною 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВП} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВП}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,422 \text{ кВА.}$$

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

					БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живиться за двома тупиковими лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [8,9,10]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення складає $S_C=450$ МВА.

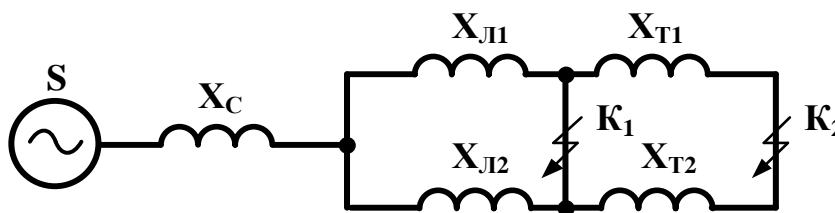


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{110^2}{450} = 26,89 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ в точці К₁:

$$I_{K(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2})} = 1,6 \text{ кА.}$$

$$I_{K(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2})} = 2,04 \text{ кА.}$$

$$I_{K1} = I_{K(1)} + I_{K(2)} = 3,63 \text{ кА.}$$

Те ж в точці К₂ приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2} + X_T)} = 0,85 \text{ кА}$$

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	19,93 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	45,25 кА	74,6 кА
$I_{пр} \leq I_{вickl.ном}$	19,93 кА	31,5 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	3,79 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,61 кА ² с	81 кА ² с

Обрано вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

У таблиці 2.6 наведено вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	8,27 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,1282 кА ² с	2927 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РДЗ-110/1000 НУХЛ1.

$U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 1000$ А,

$$I_{СКВ.Пр.} = 80 \text{ кА},$$

$$I_{Тг} = 31,5 \text{ кА}, t_{ТЕРг} = 3 \text{ сек.}$$

$$I_{Тз} = 31,5 \text{ кА}, t_{ТЕРз} = 1 \text{ сек.}$$

$$I_{Тг}^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$I_{Тг}^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с.}$$

2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для підключення приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У цій роботі релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженні виконуємо з урахуванням підключення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шинах 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.

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 переріз мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.7.

									Арк.
									31
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ				

Таблиця 2.7 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

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

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

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.8 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора 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 навантаження струму в колі тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційн. вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

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

Загальний опір кола струму:

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

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

Трансформатор струму ТОГФ–110(УХЛ1) відповідає умовам вибору.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	8000 А
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	45,25 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,61 кА ² с	625 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–IV.

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	8000 кА
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	45,25 кА	74,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,61 кА ² с	625 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму TV–10–IV.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ - TV–10–IV. Їх характеристики наведені в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додавкової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
ТОГФ–110	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

2.8 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в наступних випадках: розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями.

Розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах з сильно засоленою атмосферою.

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.

Бідівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо стоячими, так і зблокованими з будинками РПП, в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ напругою 110 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених 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 вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

									Арк.
									38
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ				

2.9 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, що встановлюються в закритих приміщеннях.

РП 6 і 10 кВ закритого типу (в будинках, в тому числі з ПТБ 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 заносів) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту і зберігання викочуваного візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

									Арк.
									39
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144. ПЗ ЕТ				

2.10 Заземлювальні пристрої підстанції

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

Заземлення, призначене для створіння 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.5.6.141.144. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

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 В і від блоків живлення з номінальною вихідною напругою випрямленого струму 110 кВ.

					БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Христюк			“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	41	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-84п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

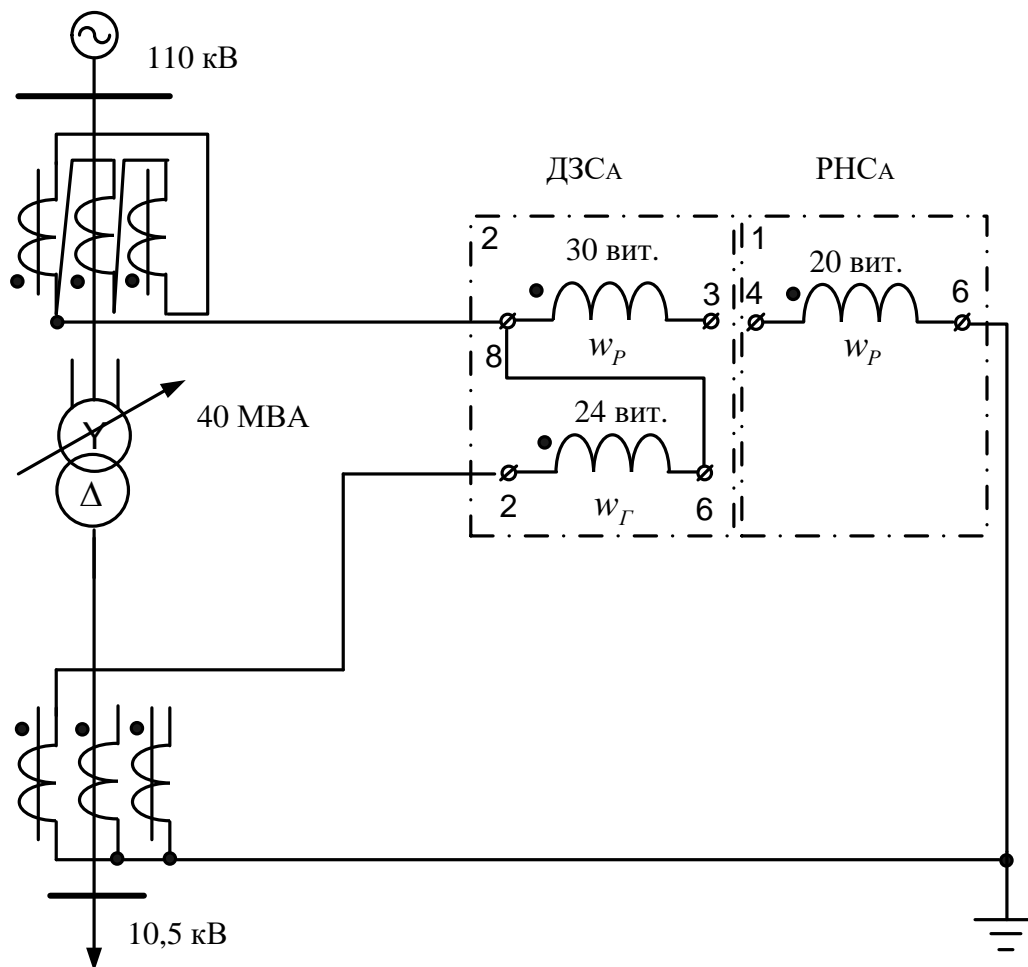


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДН-40000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТРДН-40000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

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

БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ

Арк.

42

40000 – 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°С.

Технічні характеристики трансформатора:

$$U_K = 10,5 \%,$$

$$\Delta P_K = 172 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 36 \text{ кВт},$$

$$I_X = 0,65 \%,$$

$$U_B = 115 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 9 \times 1,78 \%,$$

$$K_3 = 0,45$$

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

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТРДН-40000/110 кВ потужністю 40 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.7) – $R_T = 1,4 \text{ Ом}$, $X_T = 34,7 \text{ Ом}$

$$R_{T1} = R_{T2} = 0,5 \cdot R_T = 0,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 0,5 \cdot X_T = 17,35 \text{ Ом.}$$

$$X_{BH} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 17,35 = 2,17 \text{ Ом};$$

$$X_{HH} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 17,35 = 30,36 \text{ Ом}$$

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

$$U_{\text{макс.вн}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 126,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{мін.вн}} = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,577 \text{ кВ}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ

Арк.

43

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

$$X_{T.МІН} = X_{T.НОМ} \cdot (1 - \Delta U)^2,$$

$$X_{T.МАКС} = X_{T.НОМ} \cdot (1 + \Delta U)^2,$$

$$X_{ВН.МІН} = 2,17 \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,53 \text{ Ом},$$

$$X_{ВН.МАКС} = 2,17 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,919 \text{ Ом},$$

$$X_{НН.МІН} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,414 \text{ Ом},$$

$$X_{НН.МАКС} = 30,36 \cdot (1 + 0,16)^2 = 40,87 \text{ Ом}$$

Опір енергосистеми $X_c = 26,9$ Ом.

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.МІН} + X_{НН.МІН})} = 1,276 \text{ кА}$$

$$I_{K.МАКС.НН} = I_{K.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 14,70 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

Для цієї мережі $U_{МАКС} = 121$ кВ, тоді:

$$I_{K.МІН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = 856 \text{ А}$$

$$I_{K.МІН.НН} = I_{K.МІН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 9,864 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

$$I_{ВН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = 201,06 \text{ А}$$

$$I_{НН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.НОМ}} = 2202,04 \text{ А}$$

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 201,06 = 301,583 \text{ А}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ

Арк.

44

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1437 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1437 = 561 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 567 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201	2202
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	6000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	2,89	3,17

Вторинні струми:

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

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{201 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 2,89 \text{ А}, \quad I_{В.НОМ_{II}} = \frac{2202 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{6000} = 3,17 \text{ А}$$

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	$I_{\text{ВІДГ.НОМ.ОСН}} \leq I_{\text{НОМ.В.ОСН}}$	2,89	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВІДГ.РОЗР.НЕОСН}} = I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВІД.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	–	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
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

Продовження таблиці 3.2

7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{НОМ.ВІД_{ТАВ}}$	—	4,25
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	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	—	1	1

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

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) = 248,22 \text{ А}$$

де $k_{струм.п} = I$ – коефіцієнт струморозподілу, для сторін II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{нб.гальм.поч}} = \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{II}} + \frac{I_{\text{відв.розр.II}} - I_{\text{відв.ном.II}}}{I_{\text{відв.розр.II}}} \right) I_{\text{гальм.поч}} = 148,524 \text{ А}$$

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_{\text{від}} I_{\text{нб.гальм.поч}} = 222,786 \text{ А};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 I_{\text{ном}} = 60,32 \text{ А}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 222 \text{ А}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{\text{с.з.мін}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номII}}} k_{\text{сх}}}{K_I K_{TL} I_{\text{відв.номTAV}}} = 0,828$$

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_z I_{*нб.розр} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{відв.ном.осн}}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.n}}}{I_{\text{відв.гальм.ном.n}}} - I_{*гальм.поч}} = 5,37$$

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

$I_{*гал.поч} = 0,6$ – 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:

$$I_{с.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1055 \text{ A},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відс.розрII} - I_{відс.номII}}{I_{відс.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 763 \text{ A}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відс.номTAV}} = 4,2$$

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

$$I_{с.відс} = 6 \cdot I_{відс.ном} = 755 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу) при КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_q^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = 1,72$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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;

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ				50

- 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);

					БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

4 Заходи щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах

4.1 Структура фактичних втрат електроенергії

Найважливіший показник економічності роботи, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій та стану системи обліку електроенергії – це втрати електроенергії в електричних мережах.

За різними критеріями втрати поділяють на наступні складові:

- а) за характером втрат (постійні, змінні),
- б) за класами напруги, групами елементів, виробничими підрозділами та ін.

Для проведення аналізу і нормування втрат краще користуватися укрупненою структурою, де втрати розділяються на складові з огляду на їх фізичну природу і специфіку способів визначення кількісних значень.

На цій підставі фактичні втрати розділяються на чотири складові [14. 18]:

Фізичні процеси, що виникають при передачі електроенергії в електричних мережах і зумовлюють перетворення частини електроенергії в тепло в елементах мереж, є технічними втратами електроенергії. Виміряти такі втрати на реальному мережевому об'єкті не можливо. Користуючись законами електротехніки, їх значення можна отримати тільки шляхом розрахунку;

необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій і діяльності обслуговуючого персоналу, втрати електроенергії на власні потреби підстанцій, які реєструється лічильниками, встановленими на трансформаторах власних потреб підстанцій;

- 3) втрати електроенергії, зумовлені похибками при вимірюванні (недооблік електроенергії, похибки приладів обліку). На основі даних про метрологічні характеристики і режими роботи вимірювальних приладів ці втрати визначають шляхом розрахунків. У розрахунок метрологічних

					БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Христюк <i>В.М</i>			Втрати електроенергії в електричних мережах і заходи щодо їх зниження	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І				н	52	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І						

повної оплати неякісної електроенергії. Також сюди ввійдуть додаткові витрати енергопостачальної організації на заходи з ліквідації таких наслідків.

4.3 Нормування і економічно обґрунтований рівень втрат

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах до техніко-економічно обґрунтованого рівня і підтримка їх на даному рівні – є метою нормування -. У різних країнах такі норми різні [21].

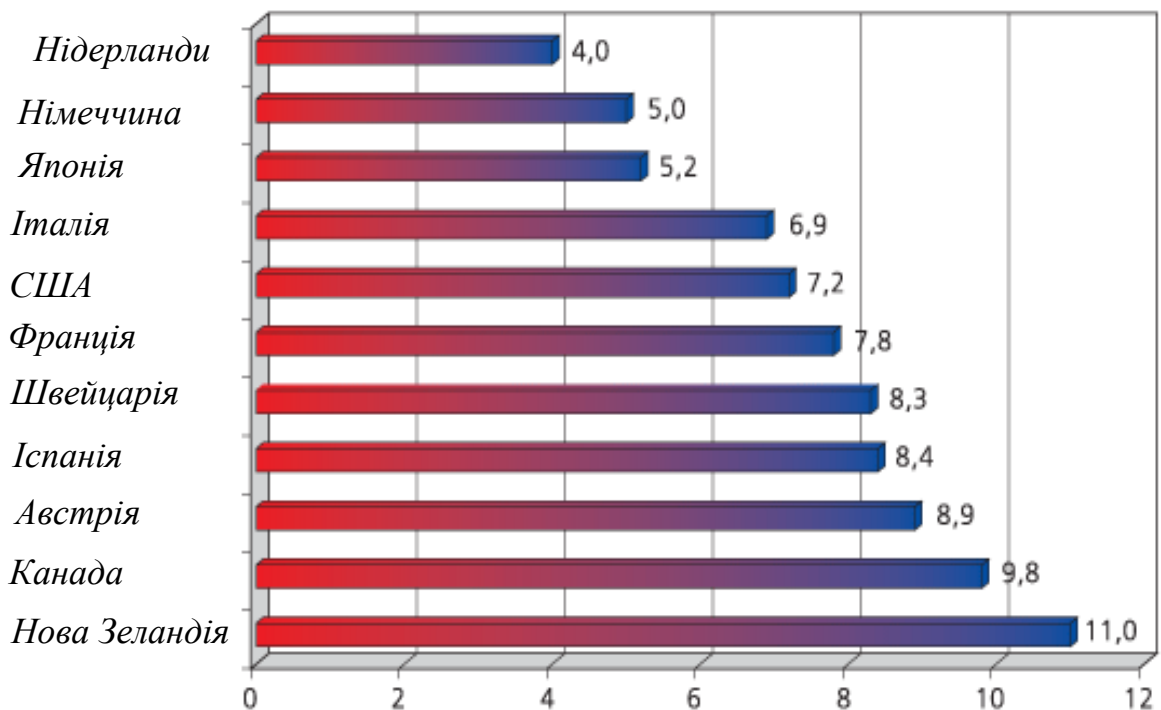


Рисунок 4.1 – Втрати електроенергії в електричних мережах

Наприклад, в Німеччині та Японії втрати електроенергії в мережах знаходяться на рівні 5 %, в Італії - 6,9 %, США- 7,2 %, у Франції - 7,8 %, в Канаді споживання, співвідношенням промислових і побутових споживачів. Отже, рівень втрат знижується при розвиненій інфраструктурі, використанні нових технологій

У кожній країні електростанції і споживачі розташовані по-різному, спроби

змішана

При цьому проводяться розрахунки з оцінкою двох режимів електричних мереж - для умов річного максимуму і мінімуму навантажень з урахуванням визначених за період експлуатації точок струморозподілу в нормальному і післяаварійному режимах.

Визначаються втрати електроенергії в елементах мережі, лініях електропередачі та трансформаторах.

У вузлах розподілу потоків розраховується баланс активної і реактивної потужностей.

Дається оцінка ефективності роботи мережі по втратах електроенергії, надійності електропостачання, якості електроенергії у споживача, завантаженню мережі реактивною потужністю і її дефіциту.

За даними про зростання навантажень існуючих споживачів на розрахунковий період, даними про нові заявки від потенціальних споживачів, плани міської забудови та перспективного розвитку мереж, формується, доопрацьовується схема розвитку на розрахунковий період, принципи її побудови, уточнюються точки потокорозподілів. Знову виконуються електричні розрахунки для оцінки двох режимів електричної мережі - для умов річного максимуму і мінімуму навантаження. Знову складається новий баланс активної та реактивної потужностей в нормальному та післяаварійному режимах. Враховуючи результати електричних розрахунків і дані, отримані від проведення технічного аудиту, які характеризують фізичний стан електротехнічного обладнання мереж, можна визначити обсяги робіт по заміні обладнання, реконструкції і розвитку електричних розподільних мереж, приведення їх до стану забезпечення оптимальних електричних втрат, а також адаптації до зростання електричних навантажень.

4.4.2 Переведення електричної мережі (ділянок мережі) на більш високий клас напруги

Згідно з планом забудови міста та появою сучасних багатоповерхових

									Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ				60

будівель, споживання електроенергії на одну квартиру в яких перевищує 20 кВт, необхідно враховувати питання електропостачання таких будинків за схемою глибокого введення, зводячи до мінімуму появу нових кабельних ліній напругою 0,38 кВ.

З огляду на зростання навантажень, при проведенні електричних розрахунків необхідно враховувати можливість переведення ділянок електромережі на більш високий клас напруги. Це стосується в основному ділянок комплексної масової забудови. Переведення мережі на більш високий клас напруги потрібно розглядати леною через резистор). При відсутності додаткового обладнання, необхідного для компенсації великих ємнісних струмів, нейтралі з такими режимами роботи втрачають менше електроенергії.

Компенсація реактивної потужності

На стадії визначення балансу активної та реактивної потужностей при складанні схем розвитку мереж, у вузлах розподілу потоків на розрахунковий період визначається дефіцит реактивної потужності. На підставі розрахунків у схемі визначається необхідна кількість пристроїв компенсації реактивної потужності, а також місця їх розміщення. Краще розміщувати компенсуючі пристрої на території споживача, так як це значно впливає на втрати електроенергії в мережі та якість у споживача. Батарея статистичних конденсаторів при такій установці являється одночасно і елементом регулювання напруги.

Регулювання напруги в лініях електропередачі

Регулювання напруги на центрах живлення здійснюється за принципом зустрічного регулювання. Для зниження втрат електроенергії і забезпечення належного рівня напруги на протяжних фідерах в якості регуляторів напруги необхідно

									Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ				61

встановлювати конденсаторні батареї, або вольтододаткові трансформатори з автоматичним регулюванням.

Застосування сучасного електротехнічного обладнання, що відповідає вимогам енергозбереження

Якщо силові трансформатори та трансформатори власних потреб мають великі втрати електроенергії на перемагнічування сердечників, потрібно замінювати їх на трансформатори з меншими втратами, також заміні підлягають струмообмежуючі реактори на сучасні, що мають великі індуктивні опори до струмів КЗ і менші втрати у нормальному режимі.

При складанні робочих проектів на реконструкцію і технічне переоснащення має закладатися енергозберігаюче обладнання. Зниження втрат можна добитися також при застосуванні трансформаторів з сердечниками з аморфної сталі.

Більш об'єктивну інформацію про втрати в електричних розподільних мережах можна отримати застосуванням вимірювальних трансформаторів струму і напруги з високим класом точності і заміною індукційних лічильників на електронні, тим самим знизивши величину комерційних втрат енергії.

Забезпечити нормований рівень напруги у споживача, вирішити питання адаптації ліній електропередачі до зміни електричних навантажень в сторону їх зростання можна застосуванням вольтододаткових трансформаторів, як лінійних регуляторів напруги. Це також дозволить знизити втрати електроенергії в мережах.

Зниження витрат електроенергії на “власні потреби” електроустановок

Скоротити споживання електроенергії на власні потреби на електромережних б'єктах можливо при застосуванні для електрообігріву будівель і споруд підстанцій, розподільних пунктів трансформаторних підстанцій і т. ін. нагрівальних елементів з акумуляторами тепла, що дозволяють використовувати електроенергію на обігрів в нічний непіковий період графіка навантажень, а також при застосуванні для

									Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ				62

світлення будівель і територій люмінесцентних світильників з максимальним використанням режиму “чергового світла”.

Впровадження автоматизації та дистанційного керування електричними розподільними мережами напругою 6-20 кВ

Впровадженням цього методу забезпечується своєчасне виявлення несприятливих режимів роботи мережі і оперативне їх усунення, уникнення аварійних ситуацій масового відключення споживачів. Недопущення розвитку несприятливих режимів в електричних мережах є фактичним фактором, та як значно впливає на втрати електроенергії в мережах.

Комутаційні апарати, вимикачі навантаження повинні виконуватися на базі вакуумних вимикачів з програмованим мікропроцесорним керуванням. Цим забезпечуються функції АПВ, АВР, фіксація зміни потоків потужності.

Застосування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії

Великі переваги має організація обліку за допомогою автоматизованих систем. На підприємствах вони здійснюють функції обліку, контролю і управління електроспоживанням. Основний економічний ефект від застосування цих систем для споживачів полягає в зменшенні платежів за використану енергію і потужність. Для енергокомпаній - це зниження максимумів споживання і зменшення капіталовкладень на нарощення пікових генеруючих потужностей, визначення величини втрат у розподільних мережах та реальної ефективності роботи компанії з енергозбуту.

Висновки

В результаті виконання випускної роботи бакалавра розраховно параметри електричної мережі, визначені напруги у вузлах , втрати напруги і втрати потужності в мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, проведено вибір комутаційного вимірювального обладнання; у ході розрахунку визначена сумарна потужність споживань підстанції. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимах, враховуючи перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт, обрано головну схему електричних з'єднань підстанцій. З огляду на навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

В результаті розрахунку перехідних процесів в електричній мережі, , були визначені зверхперехідний і ударний струми при симетричному трифазному замиканні.

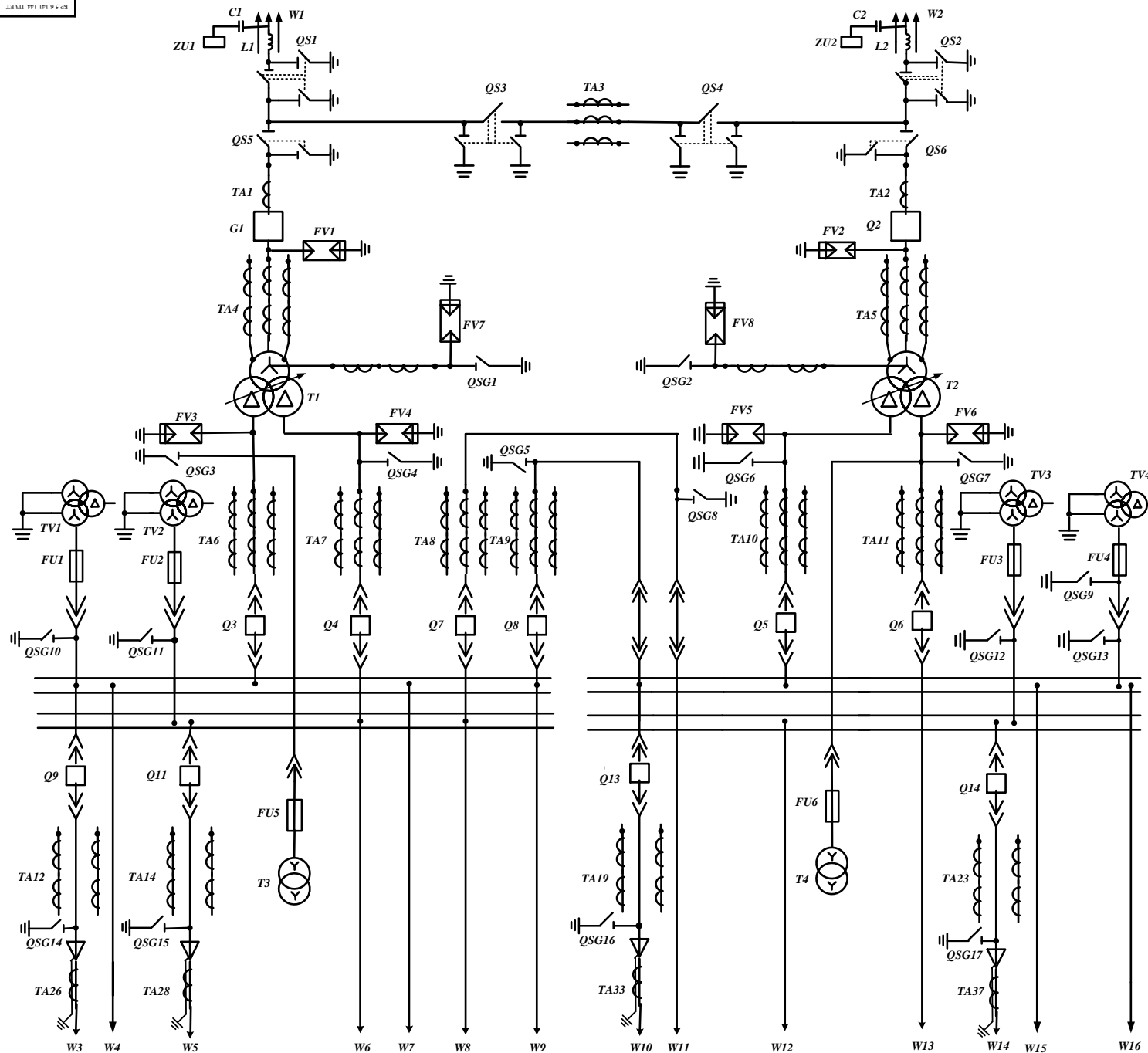
Виконано основний релейний захист ліній, визначені уставки спрацьовування захисту і забезпечена його чутливість.

Розглянуто структуру втрат електроенергії в електричних мережах і визначено заходи щодо їх зниження.

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).
- 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, ІДТ).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та

									Арк
									66
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.144.ПЗ.ЕТ				



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорювач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000-НУХЛІ	6
5	Q1, Q2	Вимикач 100SFMT63SF	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛІ	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛІ	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-110MV1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильний РВП-10MV1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМН-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТВ-10-IV	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТВ-10-IV	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присидання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10HV3	7

БР.5.6.141.144. ПЗ.ЕТ					Лист		Маса		Максимум	
Вид	дод.	№ докум.	Листів	Зовн.	Лист	Маса	Максимум	Лист	Максимум	
Розроб.	дод.	Значення						Лист 2	Архив 2	
Перев.	Значення									
Консул.										
Рисув.										
Нормув.										
Варт.	Значення									
Розроблює електричної частини підстанції										СумДУ, гр.ЕТДн-84п