

" " "

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

"

" " "

0"

0 0
2022 .

"

: "Методи розрахунку складових втрат електроенергії розімкнених мереж і розрахунок режимів роботи"

Спеціальність 141 ó

."

" "

Освітня програма

"

"

" " 0" -84

" . .

." ." 0" 0"

0 0

" " "

õaaaaö"aaaaaa"4222

"

" 0 0

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Носко Антона Сергійовича

1 " : "Методи розрахунку складових втрат електроенергії розімкнутих мереж і розрахунок режимів роботи"

" " " " " "aaaaaaa" "aaa_____

2 " " " " "

3 " " " " " " " " " " " " "

" " "

4 " - " "*" " " " " "

)

ó " " ;

ó " " " ;

ó " " ;

ó k " k " " " " k .

5 " " "*" " " ") ")

ó " ;

ó " " .

"

1	" "	" "	
1	" "	22.05.-24.05.2022	
2	" " "	25.05.-29.05.2022	
3	" "	30.05.-02.06.2022	
4	q " r q r r " ""	03.06.-07.2022	
5	"	08.06.-12.06.2022	

" -94 _____

" . .

" _____

" 0 0

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	10
1.1	Вибір напруг ліній	10
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	16
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	18
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження	20
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23
2.1	Вихідні дані.....	23
2.2	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій.....	23
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб	24
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих час- тин.....	29
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	33
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	38
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	40
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	41
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції	42
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора	43
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	43
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається	44

					БР.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Носко				Методи розрахунку складових втрат електроенергії розімкну- тих мереж і розрахунок режимів роботи	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	6	70
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-84п			
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	45
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	52
4	Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії	54
4.1	Метод поелементних розрахунків.....	54
4.2	Метод доминируючих гармоник	55
4.3	Метод характерних діб.....	57
4.4	Методи середніх навантажень і числа годин максимальних втрат.....	59
4.5	Методи розрахунку розімкнутих мереж.....	60
	Висновки	63
	Література.....	64
	Додаток А.....	69
	Додаток Б.....	70

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 трансформатора;
- провести аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах

									Арк.
									9
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.6.141.411.ПЗ.ЕТ				

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

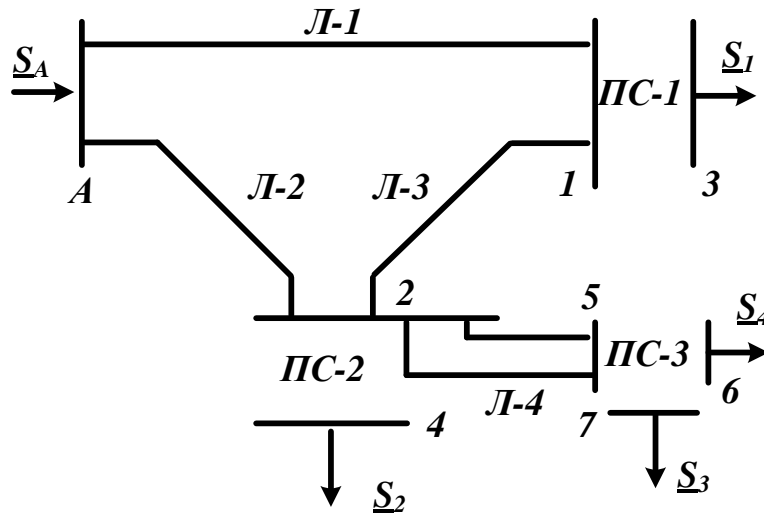


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
10	40	30	20	$\frac{27+j15}{I}$	$\frac{38+j25}{II}$	$\frac{10+j6}{II}$	$\frac{17+j10}{II}$

1.1 Вибір напруг ліній

Приймемо навантаження вузла 1 рівним навантаження вузла 3. Навантаження вузла 2 – сумі навантажень вузла 6 і вузла 7 та вузла 4. Зобразимо замкнуту мережу, яка складається з ліній Л-1, Л-3, Л-3 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 1 і 2 [1, 2]:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_6 + \underline{S}_7 + \underline{S}_4 = 65 + j41 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Носко				Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	10	70
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$\underline{S}_{IP} = \underline{S}_I = 27 + j15 \text{ MVA}$$

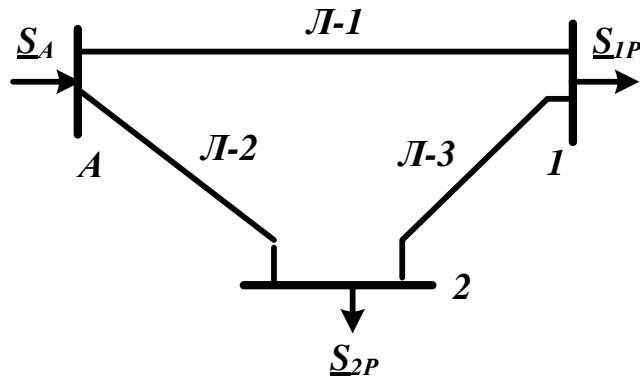


Рисунок 1.2 –Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, по вузлу А (рисунок 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

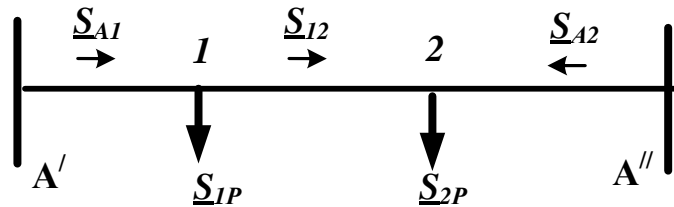


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі [1, 2]:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{IP} \cdot (l_{I2} + l_{A2}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{A2}}{l_{A1} + l_{A2} + l_{I2}} = 56,155 + j33,63 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{I2} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{IP} = 29,125 + j18,63 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{IP} \cdot l_{A1} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{A1} + l_{I2})}{l_{A1} + l_{A2} + l_{I2}} = 35,87 + j22,38 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{I2} + \underline{S}_{I3} = \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P}$$

$$92 + j56 = 92 + j56$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 1-2 вийшла позитивною, тому точка 2 є точкою потокорозділу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1, 2]:

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	10	40	30	20
Напруга ділянки, кВ	103	110	99	95

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,344	0,222	0,182	0,182

Приймаємо для ліній провід марки АС-120/19.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [3]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19

Параметри проводів

$$R_0 = 0,244 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$$

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

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

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

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Ділянки		А-2	А-3	2-3	2-1
R _Л	Ом	2,44	9,76	7,32	4,88
X _Л	Ом	4,27	17,08	12,81	8,54

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

$$S_{T1} = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{27^2 + 15^2}}{1,4} = 22,065 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{27^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,625$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то трансформатор ТРДН-25000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

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

Межі регулювання	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							
±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Для ПС-2

$$S_{T2} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{38^2 + 25^2}}{1,4} = 32,5 \text{ МВА.}$$

Навантаження S_2 відноситься до другий категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатор.

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

Визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T2}} = 0,63$$

Таблиця 1.7 – Каталожні дані трансформатора ТРДН-40000/110 [5]

Каталожные данные					Расчетные данные			
U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , МВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , МВАр
ВН	НН							
115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Для ПС – 3

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

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{27^2 + 16^2}}{1,4} = 22,36 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТДТН-25000/110

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{27^2 + 16^2}}{2 \cdot 25} = 0,63$$

так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то трансформатор задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-25000/110. [5]

Каталожные данные						Каталожные данные		
U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %
ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
115	11; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17,5	6,5	140	31	0,7

Продовження таблиці 1.8

Расчетные данные						
R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , мВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	0,175

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

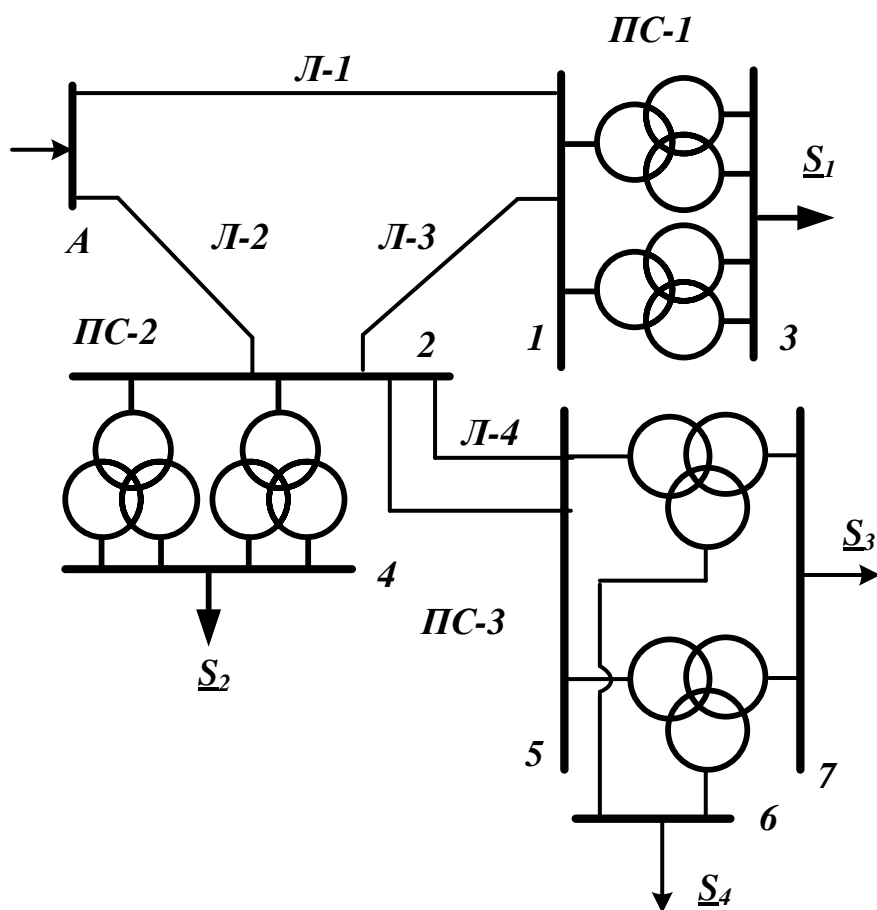


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС–1 з урахуванням втрат в обмотці трансформаторів при максимальному навантаженні [3, 6, 7]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів (рис. 1–5), включених паралельно і розраховуємо потужність.

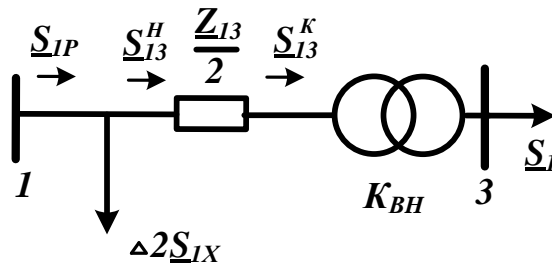


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС – 1

Визначаємо потужність \underline{S}_{13}^K :

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_1 = 27 + j15 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{13}^H і \underline{S}_{1P} :

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{13}}{2} = 27,1 + j17,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{13}^H + 2\Delta S_{1X} = 27,15 + j17,55 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 ПС – 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення трансформатора (рис. 1.6).

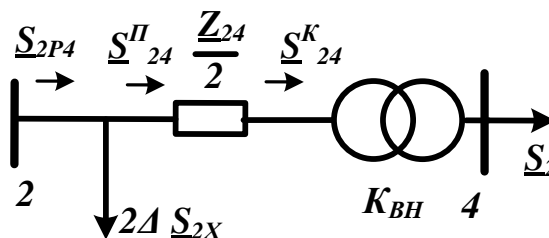


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС–2

Визначаємо потужність $\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 38 + j25 \text{ МВА}$

Визначаємо потужність \underline{S}_{24}^{Π} і \underline{S}_{2p4} :

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{24}}{2} = 38,22 + j29,78 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{2p4} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X2} = 38,27 + j30,13 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 5 ПС – 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів (рис. 1.7), включених паралельно.

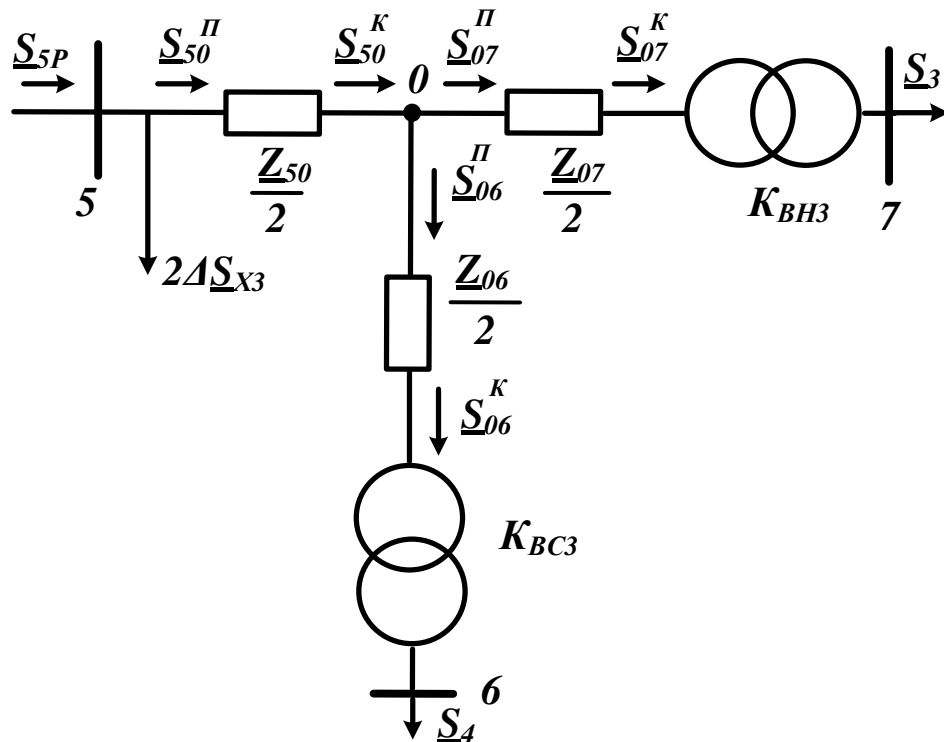


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_3 = 10 + j6 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{07}^{\Pi} = \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{07}}{2} = 10,01 + j6,2 \text{ MVA}$$

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

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_4 = 17 + j10 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{06}}{2} = 17,02 + j10 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{50}^K :

$$\underline{S}_{50}^K = \underline{S}_{07}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 27,04 + j16,2 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{50}^{Π} :

$$\underline{S}_{50}^{\Pi} = \underline{S}_{50}^K + \frac{(P_{50}^K)^2 + (Q_{50}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{ТВ}}{2} = 27,1 + j18,52 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{5P} :

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_{50}^{\Pi} + 2\Delta\underline{S}_{3X} = 27,16 + j18,89 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4 з урахуванням втрат в лінії і її зарядної потужності при максимальному навантаженні.

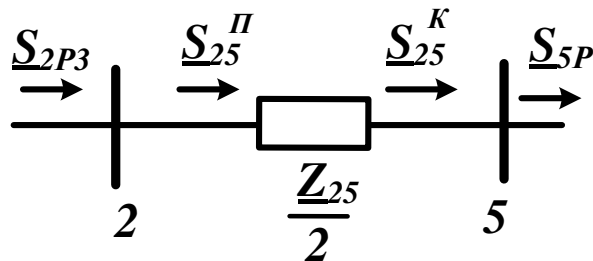


Рисунок 1.8 Схема заміщення лінії Л-4

Знаходиться потужність в кінці лінії Л-4 \underline{S}_{25}^K

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_{5P} = 27,16 + j18,89 \text{ МВА}$$

Визначається потужність на початку лінії Л-4:

$$\underline{S}_{25}^{\Pi} = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{25}}{2} = 27,38 + j19,27 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 при максимальному навантаженні.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{2P4} + \underline{S}_{2P3} = 65,65 + j49,4 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах [6, 7]:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{A2}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{A2}}{l_{A1} + l_{A2} + l_{12}} = 56,58 + j40,06 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 29,43 + j22,51 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot l_{A1} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{A1} + l_{12})}{l_{A1} + l_{A2} + l_{12}} = 36,22 + j26,89 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A1}$$

$$92,8 + j67 = 92,8 + j67$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 1-2 вийшла позитивною, тому точка 2 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

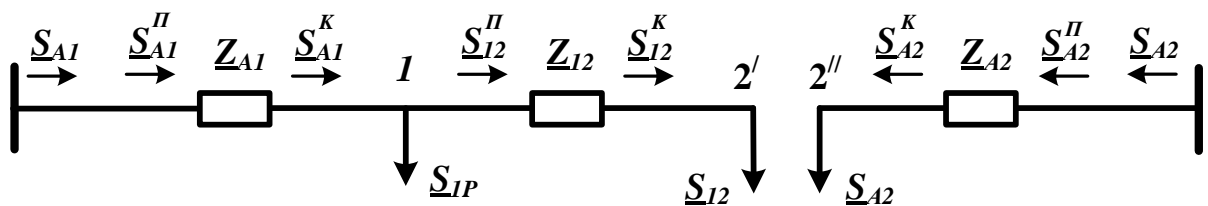


Рисунок 1.9 – Розімкнута мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.9, з урахуванням втрат в лініях.

Знайдемо потужність \underline{S}_{A2}^K .

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{A2} = 56,58 + j40,06 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A2}^{\Pi} = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(\underline{P}_{A2}^K)^2 + (\underline{Q}_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 60,46 + j46,84 \text{ МВА},$$

Знайдемо потужність \underline{S}_{I2}^{Π} .

$$\underline{S}_{I2}^K = \underline{S}_{I2} = 29,43 + j22,51 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{I2}^{\Pi} = \underline{S}_{I2}^K + \frac{(\underline{P}_{I2}^K)^2 + (\underline{Q}_{I2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{I2} = 30,26 + j23,96 \text{ МВА}$$

Знайдемо потужність \underline{S}_{A1}^{Π} .

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{I2}^{\Pi} + \underline{S}_{IP} = 57,41 + j41,51 \text{ МВА}.$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 58,43 + j43,28 \text{ МВА}$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} + \underline{S}_{A2}^{\Pi} = 118,9 + j90,13 \text{ МВА}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U = 121 \text{ В}$ [6].

ПС-1

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} = 118,3 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3/:

$$U_3^B = U_1 - \frac{P_{I3}^{\Pi} \frac{R_{I3}}{2} + Q_{I3}^{\Pi} \frac{X_{I3}}{2}}{U_1} = 113,9 \text{ кВ}$$

ПС-2

Визначимо напругу вузла 2/:

						БР.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			20

$$U_2' = U_1 - \frac{P_{12}'' R_{12} + Q_{12}'' X_{12}}{U_1} = 109,99 \text{ кВ}$$

$$U_2'' = U_A - \frac{P_{A2}'' R_{A2} + Q_{A2}'' X_{A2}}{U_A} = 109,51 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 4/:

$$U_4^B = U_2 - \frac{P_{24}'' \frac{R_{24}}{2} + Q_{24}'' \frac{X_{24}}{2}}{U_2} = 106,2 \text{ кВ}$$

ПС-3

Визначимо напругу вузла 5/:

$$U_5 = U_2 - \frac{P_{25}'' R_{25} \cdot 0,5 + Q_{25}'' X_{25} \cdot 0,5}{U_2} = 108,39 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0//:

$$U_0 = U_5 - \frac{P_{50}'' R_{50} \cdot 0,5 + Q_{50}'' X_{50} \cdot 0,5}{U_5} = 103,24 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузлів 6, 7//:

$$U_6^B = U_0 - \frac{P_{06}'' \frac{R_{06}}{2} + Q_{06}'' \frac{X_{06}}{2}}{U_0} = 103,34 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = U_0 - \frac{P_{07}'' R_{07} \cdot 0,5 + Q_{07}'' X_{07} \cdot 0,5}{U_0} = 102,2 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів.

ПС-1

$$U_3 = \frac{U_3^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,4 \text{ кВ}$$

ПС-2

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,7 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,78 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 34,56 \text{ кВ}$$

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ				22

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 А-2	X _{2А} = 17,08 Ом
Потужність системи	S _C = 700 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».

					БР.5.6.141. 411. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Носко					Н	23	70
Перев.	Лебединський					СумДУ ЕТдн-84п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

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

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. Остаточно для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

					БР.5.6.141. 411. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

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 $S_C=700$ МВА.

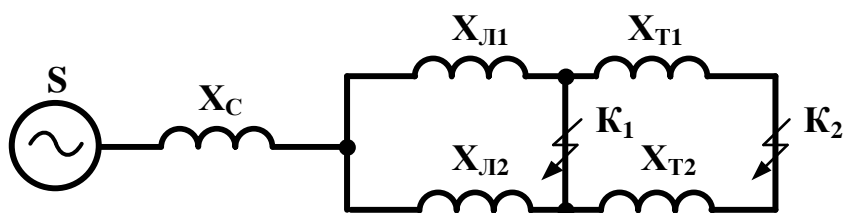


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_{Л}^2}{S_C} = \frac{110^2}{700} = 17,28 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (17,28 + 12,8)} = 2,11 \text{ кА.}$$

$$I_{K(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{2A})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (17,28 + 17,08)} = 1,85 \text{ кА.}$$

$$I_{K1} = I_{K(1)} + I_{K(2)} = 3,96 \text{ кА.}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2} + X_T)} = 0,98 \text{ кА}$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2} + X_T)} = 0,92 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,90 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці К₂:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{B.НОМ}}{U_{H.НОМ}} = 20,83 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці К₁: $i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 9,0 \text{ кА},$

- в точці К₂: $i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 47,3 \text{ кА}.$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, рівний часу відключення:

для точки К₁: $I_{нт1} = I_{K1} = 3,96 \text{ кА};$

для точки К₂: $I_{нт2} = I_{K2} = 20,83 \text{ кА}.$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача [13]:

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

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової (для К₁ – $T_a = 0,025 \text{ с}$, для К₂

– $T_a = 0,05 \text{ с}$);

t – розрахунковий час розмикання контактів після початку КЗ. Для вимикачів на високій стороні $t = 0,06 \text{ с}$, на низькій стороні $t = 0,1 \text{ с}$.

Для точки К₁:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = 0,5 \text{ кА}.$$

Для точки К₂:

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = 3,97 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$B_K = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,33 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 65,1 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , кА ² с
Шини 110 кВ K_1	3,96	9,00	3,96	0,50	1,335
Шини 10 кВ K_2	20,83	47,29	20,83	3,97	65,09

2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [8, 9, 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 зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці високої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять 10 кВ;
- роз'єднувачі високої напруги;
- трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ A}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{вим}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 1618 \text{ A} .$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{С.В}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,7 \cdot 4000}{1,73 \cdot 10} = 1618 \text{ A} .$$

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

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 163,41 \text{ А.}$$

на стороні вищої напруги рекомендується установка елегазових вимикачів типу 100SFMT63SF.

$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$, $I_{НОМ} = 1200 \text{ А}$, $I_{НОМ.ВІД} = 63 \text{ кА}$,

$I_{СКВ.Пр.} = 63 \text{ кА}$, $I_{СКВ} = 102 \text{ кА}$, $I_T = 63 \text{ кА}$,

$t_{вікл} = 0,07 \text{ сек.}$ $\beta_H = 36 \%$.

$I_{а ном.} = 1,4 \cdot \beta_H \cdot I_{НОМ.ВІДК.}/100 = 1,41 \cdot 36 \cdot 63/100 = 32 \text{ кА}$,

$I_T^2 \cdot t_y = 443 \cdot 0,07 = 31 \text{ кА}^2\text{с.}$

Вибір вимикачів наведено в таблиці 2.3. Каталогні параметри вимикача взяті з [5].

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	3,96 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКЗ}$	9,0 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вікл.Ном}$	3,96 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,5 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,33 кА ² с	31,5 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується обирати вакуумні вимикачі.

t – розрахунковий час розмикання контактів після початку КЗ.

Для вимикачів на вищій стороні $t = 0,06$ с, на нижчій стороні $t = 0,1$ с.

ПВБ - повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами. Вимикачі мають двофазні дугогасильні пристрої одностороннього дугтя. Камери (резервуари) постійно заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. Напруга підводиться до камер через епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими покришками.

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	20,83 кА	80 кА
$I_{уд2} \leq I_{СКВ}$	47,3 кА	74,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.ном}$	20,83 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,97 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	65,1 кА ² с	81 кА ² с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [20]

$$t_{Відк} = 0,04 \text{ сек, } \beta_H = 20 \%$$

$$I_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.Відк} / 100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 31,5 / 100 = 8,83 \text{ кА,}$$

$$I_T^2 \cdot t_y = 45^2 \cdot 0,04 = 81 \text{ кА}^2\text{с.}$$

ПВП — повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги. Половина розривів вимикачів типу ВВУ-10 шунтована низькоомними резисторами. При відключенні обидва головних розриви камери цього вимикача розмикаються одночасно. Після згасання дуги на розриві, шунтованому резистором, інший розрив відключає супроводжуючий струм, обмежений цим резистором.

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
$I_{по} \leq I_{пр.СКВ}$	20,83 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	47,3 кА	74,6 кА
$I_{вт} \leq I_{викл.ном}$	20,83 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,97 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	65,1 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
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	3,96 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,33 кА	2927 кА ² с

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

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

$$I_{\text{СКВ.Пр.}} = 80 \text{ кА},$$

$$I_{\text{Т}} = 31,5 \text{ кА}, t_{\text{ТЕРТ}} = 3 \text{ сек.}$$

$$I_{\text{ТЗ}} = 31,5 \text{ кА}, t_{\text{ТЕРЗ}} = 1 \text{ сек.}$$

$$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{у}} = 31,2^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{у}} = 31,2^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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.

									Арк.
									33
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 411. ПЗ ЕТ				

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.7.

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{y0} \leq I_{пр.СКВ}$	9,0 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,33 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму елегазові з порцелянової ізоляцією ТОГФ–110 (УХЛ1)
[20]

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

$$Z_{пр} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де ρ – питомий опір алюмінію, (0,0283 Ом·мм/м),

F – переріз жил, $мм^2$,

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

Загальний опір кола струму:

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

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
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	20,83 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	65,1 $кА^2с$	625 $кА^2с$
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	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
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	47,3 кА	74,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	65,1 $кА^2с$	625 $кА^2с$
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	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	додаткової, 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

2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують, як правило, сталю-алюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = 89,64 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу також проводиться по допустимому струму. Жорсткі 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 $l = 1,2$ м;

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

q – поперечний переріз шини, см²

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

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{10 \cdot 0,8^2}{12} = 0,427 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,427}{8}} = 27,8 \text{ Гц.}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

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

$a = 0,4$ м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [100×8] мм, з трьома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{47,3^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{\left(\frac{0,1^2 \cdot 0,008}{6}\right) \cdot 1,2} = 43,52 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прин}$, дотримується, так як $43 \leq 75$.

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×8] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони задовольняють необхідні вимоги.

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.
									40
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 411. 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.

					БР.5.6.141. 411. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

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. 411. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

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.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Носко			“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	45	70
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

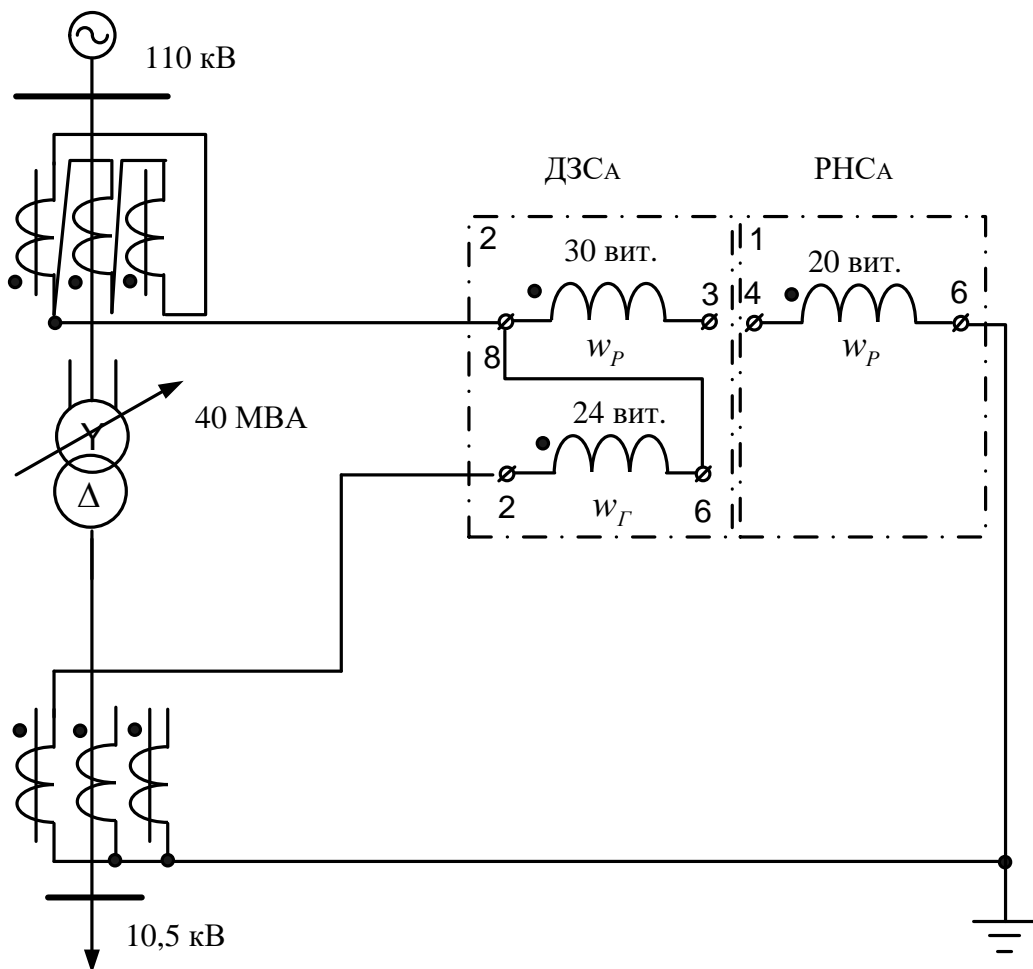


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

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.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ

Арк.

46

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:

$U_K = 10,5 \%$,

$\Delta P_K = 172 \text{ кВт}$,

$\Delta P_X = 36 \text{ кВт}$,

$I_X = 0,65 \%$,

$U_B = 115 \text{ кВ}$,

$U_H = 10,5 \text{ кВ}$,

РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$,

$K_3 = 0,63$

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:

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

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

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 $X_c = 13,44$ Ом.

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.МІН} + X_{НН.МІН})} = 1,58 \text{ кА}$$

$$I_{K.МАКС.НН} = I_{K.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 18,21 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

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

$$I_{K.МІН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = 990,59 \text{ А}$$

$$I_{K.МІН.НН} = I_{K.МІН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 11,415 \text{ кА}$$

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.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ

Арк.

48

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1836 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1836 = 716,51 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 716 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]:

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

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

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

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

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

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

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

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

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 222 \text{ A}$$

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

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

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн} - I_{*ср.мін}}{I_{відв.ном.осн}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{відв.гал.розр.п} - I_{*гальм.поч}}{I_{відв.гальм.ном.п}}} = 6,65$$

де $I_{в.ном.осн}$, $I_{від.ном.осн}$, $I_{від.галь.розр.п}$, $I_{від.гальм.ном.п}$ – 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 шинях 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1342 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 895 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 5,375$$

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

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

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

$$k_{ч}^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = 1,607$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

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;
- 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.5.6.141.411.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

4 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії

Методи розрахунку втрат електроенергії залежать від повноти інформації про навантаження мережі і виду розрахунків для обчислення навантажувальних втрат. Рекомендовано наступні методи [16, 18]:

- поелементних розрахунків;
- домінуючих гармонік;
- характерних режимів;
- характерних діб;
- середніх навантажень та числа годин максимальних втрат.

4.1 Метод поелементних розрахунків

Для окремих ліній та трансформаторів, втрати у яких залежать від транзитних перетоків [16, 18] рекомендовано метод поелементних розрахунків.

Обчислення навантажувальних втрат ΔW_H у мегават-годинах за методом поелементних розрахунків проводять за формулою:

$$\Delta W_H = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{\frac{T}{\Delta t}} I_{ij}^2, \quad (4.1)$$

де k – число елементів мережі;

T – розрахунковий період, год;

Δt – інтервал часу між послідовними значеннями струмових навантажень елементів, отриманий при допомозі пристроїв телевимірювання, год;

I_{ij} – струмове навантаження i -го елемента з опором R_i у момент часу j , А;

R_i – опір i -го елемента, Ом.

4.2 Метод домінуючих гармонік

					БР.5.6.141.411 ПЗ ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Носко				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський				Н	52	70
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.							
Затв	Лебединський						
Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії							

Для визначення втрат енергії методом домінуючих гармонік враховується залежність їх від графіків активного і реактивного навантаження, або генерації у вузлах електричної мережі $P_i(t)$ в мегават-годинах та $Q_i(t)$ в мегавар- годинах.

Для врахування неоднорідності таких графіків при розрахунку втрат енергії, вони розкладаються в ряд Фур'є на розглянутому інтервалі часу, але рекомендується враховувати тільки домінуючі гармоніки, бо вони дають можливість моделювати графік з заданою точністю:

$$P_i(t) = M(P_i) + \sum_{k=1}^N (A_{Pk_i} \cdot \sin(\frac{2k\pi}{T}) + B_{Pk_i} \cdot \cos(\frac{2k\pi}{T})) + P_0(t) \quad (4.2)$$

$$Q_i(t) = M(Q_i) + \sum_{k=1}^N (A_{Qk_i} \cdot \sin(\frac{2k\pi}{T}) + B_{Qk_i} \cdot \cos(\frac{2k\pi}{T})) + Q_0(t)$$

де N - число домінуючих гармонік;

A_{Pk_i}, B_{Pk_i} , – коефіцієнти Фур'є для графіків активного навантаження в i -му вузлі (елементі) електричної мережі;

A_{Qk_i}, B_{Qk_i} – коефіцієнти Фур'є для графіків реактивного навантаження в i -му вузлі (елементі) електричної мережі;

$M(P_i), M(Q_i)$ – математичні очікування даного графіка активного і реактивного навантажень;

T – тривалість розрахункового інтервалу, год;

$P_0(t), Q_0(t)$ – стаціонарний ергодичний випадковий процес при нульовому математичному очікуванні.

З теореми Парсерваля (*) для комплексних чисел та при допущенні сталості напруги в вузлах мережі, втрати енергії у мережі ΔW в мегават-год. можна представити:

$$\Delta W = \Delta W_{cp} + \left[\sum_{i=1}^N (\Delta P_{1k} + \Delta P_{2k}) \right] \cdot T + R_0(t), \quad (4.3)$$

де ΔW_{cp} - втрати енергії, які за середніми навантаженнями визначаються у вузлах мережі, МВт□год;

$R_0(t)$ – похибка розрахунку втрат енергії, обумовлена неврахуванням номерів гармонік, що перевищують N ;

T - тривалість розрахункового інтервалу, год;

$\Delta P_{1k}, \Delta P_{2k}$ - втрати потужності, МВт·год, які знаходяться за результатами розрахунків двох стаціонарних режимів при поданні навантажень в вузлах і мають вигляд:

$$\begin{aligned} P_{1ik} &= \frac{A_{Pik}}{\sqrt{2}}; & Q_{1ik} &= \frac{A_{Qik}}{\sqrt{2}} \\ P_{2ik} &= \frac{B_{Pik}}{\sqrt{2}}; & Q_{2ik} &= \frac{B_{Qik}}{\sqrt{2}} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Такий розрахунок втрат енергії дозволяє уникнути обчислення громіздких коефіцієнтів кореляції, коли розрахунок втрат електроенергії проводиться на перспективу.

Методом домінуючих гармонік можна виконувати розрахунок втрат електроенергії за будь-якою програмою розрахунку встановленого режиму. Для цього перед виконанням серії розрахунків за відповідною програмою за формулами (5.25), (5.26) у вузлах електричної мережі потрібно визначити домінуючі гармоніки для графіків навантажень і генерацій. При виконанні даних розрахунків втрат електроенергії на перспективу потрібно визначити статистичну стійкість графіків цих навантажень та генерацій, заданих в (5.24).

(*) Під теоремою Парсерваля розуміють унітарність перетворення Фур'є. Тобто, сума (або інтеграл) квадрата функції дорівнює сумі (або інтегралу) квадрата результату перетворення. Зауважимо, що загальний вигляд теореми Парсерваля часто називають Теоремою Планшереля або Узагальненою формулою Релея. Теорема була доведена для рядів Марком-Антуаном Парсервалем у 1799 році та згодом застосована до рядів Фур'є.

Теорема має вигляд:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |x(t)|^2 dt = \int_{-\infty}^{\infty} |F\{x(t)\}|^2 d\omega, \quad (4.5)$$

де $F\{x(t)\}$ – позначає безперервне перетворення Фур'є, яке пов'язує тимчасовий, або просторовий сигнал $x(t)$ з його поданням до частотної області $x(f)$.

Більш загальне і точне формулювання теореми Парсерваля в теорії інтеграла Фур'є має наступний вигляд. Нехай функції $f_1(x)$ та $f_2(x)$ належать простору L^2 квадратично інтегрованих функцій і нехай $g_1(u)$ та $g_2(u)$ - квадратично інтегровані функції.

Тоді:

$$\int_{-\infty}^{\infty} g_1(u) \cdot g_2(u) du = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(x) \cdot f_2(-x) dx \quad (4.6)$$

Теорема Парсеваля встановлює рівність між енергією сигналу та енергією його спектра.

4.3 Метод характерних діб

Метод характерних діб для розрахунку втрат в замкнутих мережах 110 кВ і більше, які не беруть участі в обміні потужністю, рекомендований, як найкращий. Застосовується також метод числа годин максимальних втрат [16, 18].

Знаходження за методом характерних діб навантажувальних втрат ΔW_H в мегават-год. за формулою:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{Hi}^C \cdot D_{Eki}, \quad (4.7)$$

де m – число характерних періодів роботи мережі (літній, зимовий, паводковий і т.ін.),

ΔW_{Hi}^C – розрахункові втрати за контрольну добу кожного з характерних періодів, розраховані за відомими графіками навантаження у вузлах мережі, МВт;

D_{eki} – еквівалентне число днів для i -го характерного періоду, діб.

Еквівалентне число днів D_{eki} в добі для i -го характерного періоду:

$$D_{eki} = \frac{W_i^2}{W_{ci}^2 \cdot D_i}, \quad (4.8)$$

де W_i – електроенергія, відпущена в мережу в i -му періоді, МВт·год;

D_i – тривалість i -го періоду, діб;

$$\Delta W_H = \Delta P_{H.МАКС} \cdot \tau \quad (4.15)$$

де $P_{H.CP}$ и $P_{H.МАКС}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середнім і максимальним навантаженнями, МВт;

K_ϕ – коефіцієнт форми графіка, відн. од;

T – тривалість періоду, за який визначаються втрати, год.

За показниками облікових приладів електроенергії визначають середні навантаження вузлів. Значення K^2_ϕ та τ визначають безпосередньо за графіком сумарного навантаження мережі, що зафіксований у диспетчерській відомості, чи за формулами:

$$K^2_\phi = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{МАКС}} + 0,876 \right)^2, \quad (4.16)$$

$$\tau = (0,124 + 0,876 \cdot K_3)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.17)$$

де K_3 – коефіцієнт заповнення графіка, відн. од.;

$T_{МАКС}$ – число годин використання максимального навантаження.

4.5 Методи розрахунку втрат електроенергії розімкнутих мереж

В залежності від виду наявної інформації про навантаження головної ділянки мережі 6-150 кВ використовують [16, 18]:

– за методом середніх навантажень знаходять розрахункове значення втрат

ΔW_H в мегават-годинах за формулою:

$$\Delta W_H = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot K_\phi^2}{U_{ЕКВ}^2 \cdot T} \cdot R_{ЕКВ}, \quad (4.18)$$

де W_P – активна електроенергія, пропущена через головну ділянку, МВт·год;

W_Q – реактивна електроенергія, пропущена через головну ділянку,

МВАр·год;

K_ϕ – коефіцієнт форми графіка, відн. од.;

$R_{ЕКВ}$ – еквівалентний опір мережі, Ом;

U_{EKB} – еквівалентна напруга для розрахунку навантажувальних втрат, кВ;
 T – час, за який через головну ділянку пропущена електроенергія W_P та W_Q , год.
– за методом числа годин найбільших втрат в мегават-годинах:

$$\Delta W_H = 3 \cdot I_{МАКС}^2 \cdot R_{EKB} \cdot \tau \cdot K_K, \quad (4.19)$$

де $I_{МАКС}$ – максимальне навантаження головної ділянки, кА;

K_K – коефіцієнт коригування, який рівен 1,37 при використанні значення струму, отриманого шляхом безпосереднього вимірювання, в інших випадках - рівного 1;

τ – число годин.

Визначається еквівалентна напруга:

$$U_{EKB} = \sqrt{K \cdot U_1^2 + (1 - K) \cdot U_2^2}, \quad (4.20)$$

де K – коефіцієнт, який рівен 0,9 для мереж 6 -20 кВ та 0,8 - для мереж 35-150 кВ;

U_1 та U_2 – напруги на шинах центру живлення лінії 6-20 кВ, відповідно, в режимах максимальних та мінімальних навантажень.

Еквівалентний опір лінії:

$$R_{EKB} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2}, \quad (4.21)$$

де h_i і h_r – величини, пропорційні (фактично чи за припущенням навантаженню i -го елемента мережі опором R_i і головній ділянці відповідно).

Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна бути рівною h_r .

Існують наступні варіанти завдання величини h_i :

- 1 Пропуском електроенергії через i -ту ділянку.
- 2 Великою струму (потужності), що передані по i -й ділянці в режимі найбільших навантажень.
- 3 Значенням сумарної встановленої потужності РТ, котра отримує живлення на i -й ділянці.

Потрібно зауважити, що варіанти використання величини h_i перераховані у порядку зниження точності розрахунку.

силові трансформатори, для установки на підстанції обраний та зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів.

В розділі «Розрахунок релейного захисту» зроблено розрахунок релейного захисту трансформатора.

У розділі «Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах» розглянуті питання щодо вибору методів розрахунків втрат електроенергії в електричних мережах.

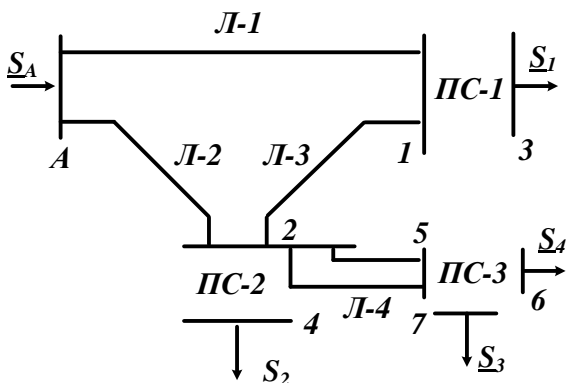
					БР.5.6.141.411 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

станцій» (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).

- 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 енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
- 17 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 18 <https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/100sfmt63sf.html>
- 19 https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-predydushego-pokoleniya-serii-rdz/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rdz-na-35-220-kv
- 20 https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500
- 21 <https://elmisto.com.ua/p548440442-tp1-505-klt.html>



Початкова схема мережі

Категорія споживача

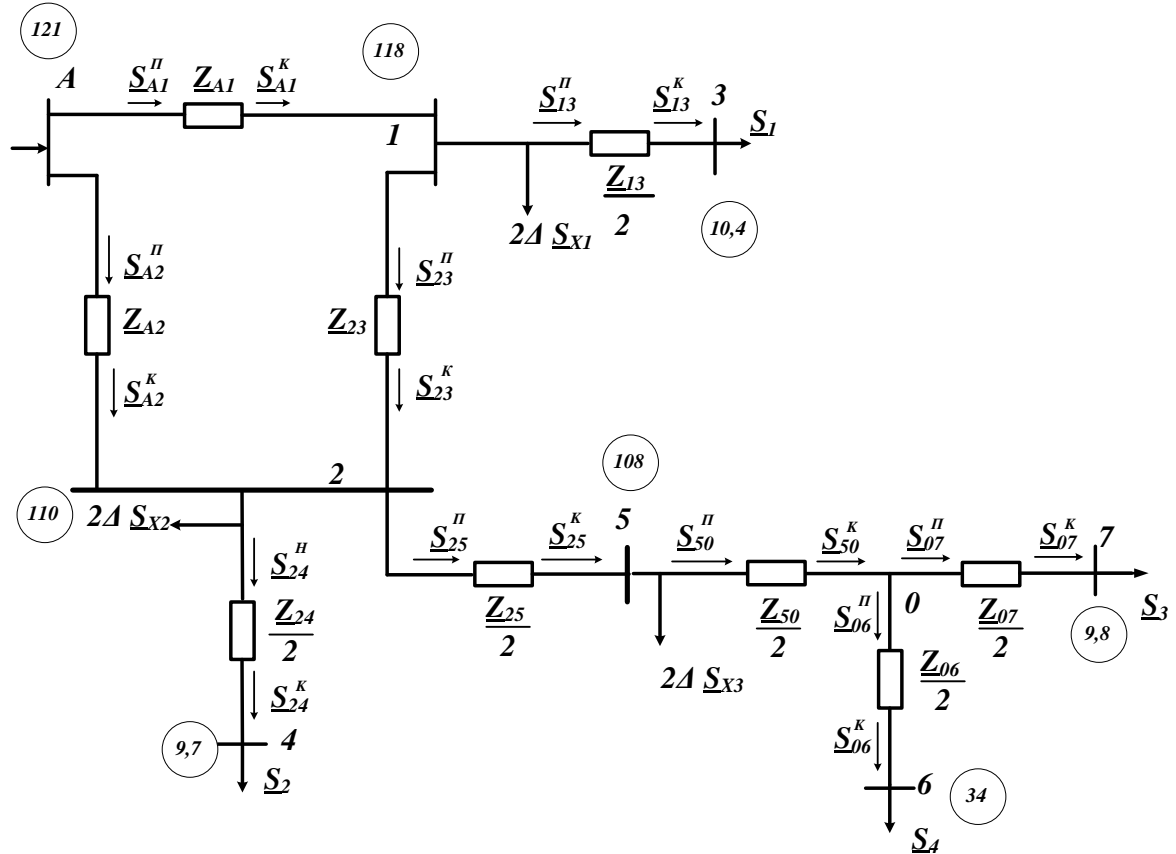
- $S_1 - I$
- $S_2 - II$
- $S_3 - II$
- $S_4 - II$

Довжина ліній

- Л-1 10 км
- Л-2 40 км
- Л-3 30 км
- Л-4 20 км

Потужності навантажень

- $S_1 = 27 + j15$ МВА
- $S_2 = 38 + j25$ МВА
- $S_3 = 10 + j6$ МВА
- $S_4 = 17 + j10$ МВА



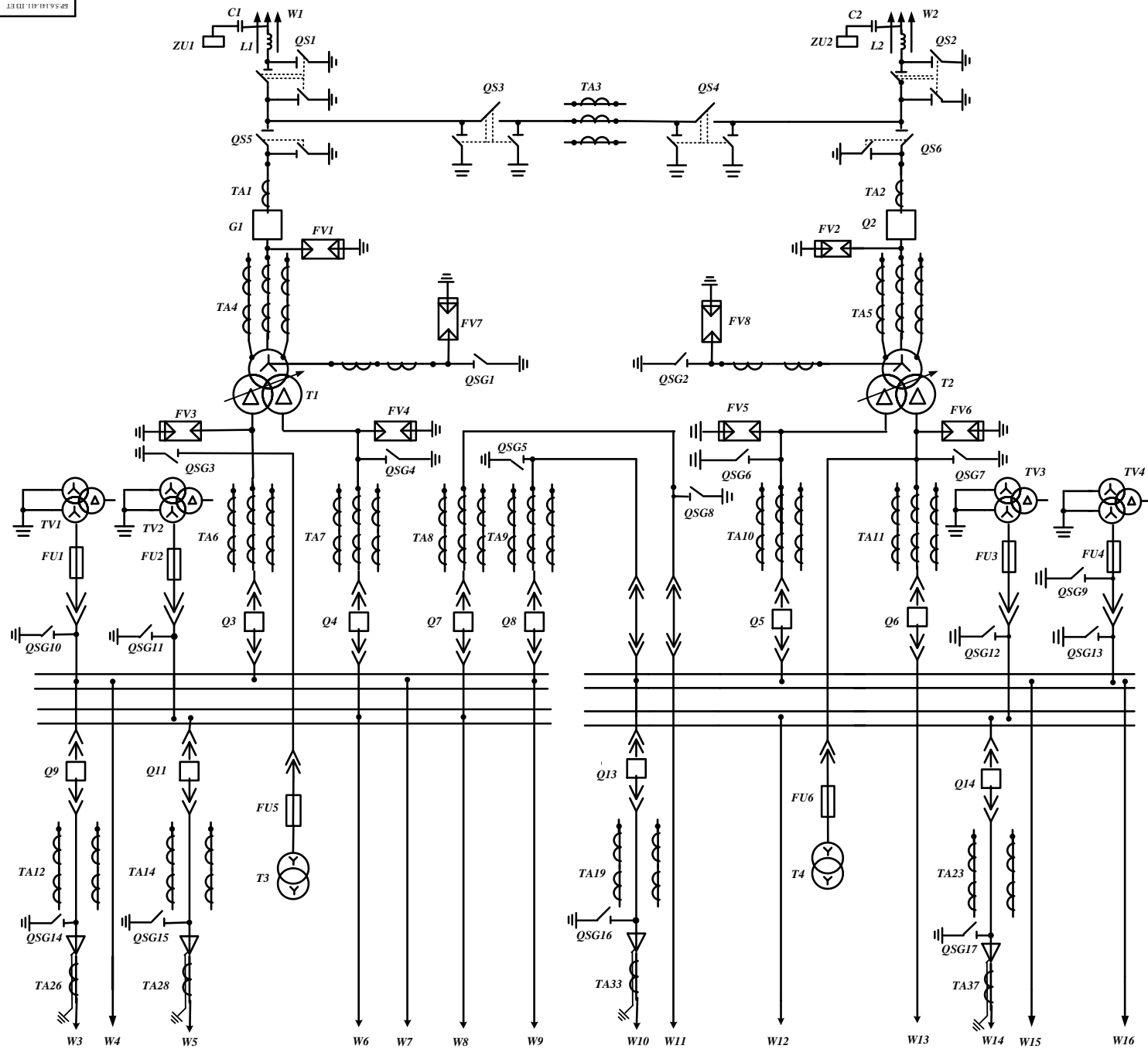
Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

Позн	Початок	Кінець
1-3	$27,1 + j17,2$	$27 + j15$
2-4	$38,22 + j29,75$	$38 + j25$
0-7	$10,01 + j6,2$	$10 + j6$
0-6	$17,02 + j10$	$17 + j10$
5-0	$27,1 + j18,52$	$27,06 + j16,2$

Позн	Початок	Кінець
1-2	$30,26 + j23,96$	$29,43 + j22,51$
A-1	$58,44 + j43,28$	$57,41 + j41,51$
2-5	$27,38 + j19,27$	$27,16 + j18,89$
A-2	$60,46 + j46,87$	$56,58 + j40,87$

				Б.5.6.141.111.ПЗ.ЕТ		
Відп. Дир.	М. Виноград	Листопад	2011	Метод	Маса	Масштаб
Проєктант	Листопад	2011	"Методи розрахунку складових втрат електроенергії розімкнутих мереж і розрахунок режимів роботи"			Архив 1
Конструктор			Розрахунок електричної мережі			Архив 2
Перевір.						
Заст.	Листопад	2011				СумДУ, зр.ЕТДн-84н



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорджувач	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-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильний РВП-10МУ1	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 МГТ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Вимикач МГТ-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 присвоєння ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

				БП.5.6.141.411. ПЗ.ЕТ			
Вис	Лис	Листопад	Грудень	Методи розрахунку складових витрат електроенергії розрахованих мережі розрахункових режимів роботи			
Розроб.	Наша			Н	М	С	Л
Перев.	Забезпечення			Листопад			
Комп'ютер.				Листопад			
Рисув.				Листопад			
Ліцензій.				Листопад			
Вит.	Забезпечення			СумДУ, гр.ЕТДн-84н			