

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Лебединський І.Л

“ _____ ” “ _____ ” 2024 р

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”
на тему: “Визначення параметрів обладнання елементів та аналіз заходів щодо
зменшення втрат в електричних мережах”

Студента групи ЕТдн–04п Лещенко Олександра Петровича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання
ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ Лещенко О.П

(підпис)

Керівник: завідувач кафедри, к.т.н., доцент Лебединський І.Л _____

(підпис)

Суми – 2024

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Лещенко Олександра Петровича

1 Тема роботи “Визначення параметрів обладнання елементів та аналіз заходів щодо зменшення втрат в електричних мережах”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз 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	27.04.-14.05.2024	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2024	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2024	
4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходів щодо їх зменшення	29.05.-05.06.2024	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2024	

Студент гр ЕТдн-04п _____

Лещенко О.П

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 12, табл. 25, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Визначення параметрів обладнання елементів та аналіз заходів щодо зменшення втрат в електричних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / Лещенко О.П; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2024. - 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.

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні електричні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція

ТРЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

ЗМІСТ

Вступ.....		9
1	Розрахунок режимов роботи ліній і трансформаторів підстанцій	10
1.1	Вибір напруг ліній	10
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	12
1.2.1	Підстанція ПС-1.....	12
1.2.2	Підстанція ПС-2.....	13
1.2.3	Підстанція ПС-3.....	14
1.3	Розрахунок параметрів ліній	15
1.3.1	Розрахунок лінії 1–5.....	15
1.3.2	Параметри ліній електричної мережі.....	15
1.4	Розрахунок навантажень вузлів мережі, враховуючи параметри трансформаторів.....	15
1.4.1	Розрахунок потужності підстанції ПС–1	15
1.4.2	Розрахунок потужності підстанції ПС–3	17
1.4.3	Розрахунок лінії 1-5.....	18
1.4.4	Розрахунок потужності підстанції ПС–2	18
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках замкнутої мережі враховуючи втрати потужності в трансформаторах.....	20
1.6	Визначення напруг в вузлах навантаження	21
2	Розрахунок електричної частини підстанції	24
2.1	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій	24
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб	24
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.4	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих ча-	

Подпись и дата	
Инв.№дубл.	
Взам.инв.№	
Подпись и дата	
Инв.№подл.	

БР.5.6.141.056.ПЗ.ЕТ				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Лещенко О.П		
Пров.		Лебединский		
Нач.бюро				
Н. контр.				
Утв.		Лебединский		
“Визначення параметрів обладнання елементів та аналіз заходів щодо зменшення втрат в електричних мережах”				
		Лит.	Лист	Листов
		У	7	71
СумДУ ЕТдн-04п				

стин.....	28
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	33
2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв	37
2.7 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина	39
2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина.....	40
2.9 Заземлювальні пристрої підстанції	40
3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора.....	42
3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	42
3.2 Технічні дані трансформатора, який захищається	43
3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	44
3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	51
4 Втрати електроенергії в електричних мережах і заходи щодо їх зниження.....	53
4.1 Структура фактичних втрат електроенергії.....	53
4.2 Структура комерційних втрат електроенергії.....	55
4.2.1 Комерційні втрати електроенергії, зумовлені похибками імірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам.....	56
4.2.2 Комерційні втрати, щозумовлюються заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності.....	57
4.2.3 Комерційні втрати, які зумовленюються заборгованістю по сплаті за спожиту електроенергію (фінансові втрати).....	58
4.3 Нормування і економічно обґрунтованого рівня втрат.....	59
4.4 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах.....	60
Висновки	66
Література.....	67

Додаток А.....	68
Додаток Б.....	69

Вступ

Безперервний розвиток промисловості країни призводить до появи нових підприємств, що впливає на збільшення енергоспоживання. Також збільшується число енергоспоживаючих об'єктів, розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. Тому виникає потреба в розширенні існуючих мереж і створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів призводить до зростання потужностей, переданих по електричних мережах. Одне з головних завдань на сьогодні - економічне використання існуючого електричного обладнання, а також розробка нового з кращими параметрами.

Метою виконання бакалаврської роботи є:

- отримання досвіду аналізу знайдених результатів, формування висновків і публічний захист роботи;
- отримання навичок використання знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- отримання досвіду складання технічної документації - пояснювальної записки і креслень за умовами діючих стандартів;
- систематизація, закріплення і поглиблення теоретичних, а також практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за професійною підготовкою.

В процесі виконання даної роботи вирішуються наступні завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів у мережі (розраховуватиметься симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії;

– аналіз організаційних заходів щодо зменшення втрат електроенергії в мережі

1 Розрахунок режимов роботи ліній і трансформаторів підстанцій

Початкові дані

Рисунок 1.1 – Однолінійна схема заданої електричної мережі

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

Ця мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	\underline{S}_1	S_2	S_3	S_4
30	42	33	10	$\frac{30+j25}{I}$	$\frac{35+j30}{II}$	$\frac{40+j16}{II}$	$\frac{20+j12}{II}$

1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo навантаження вузла 1, як суму навантажень вузла 2 і \underline{S}_1 , вузла 3 - як суму навантажень вузлів 4 та 7.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів 1 та 3 електричної мережі (рисунок 1.1) [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_4 = 55 + j42 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 = 70 + j41 \text{ МВА};$$

На рисунку 1.2 показана замкнута мережа.

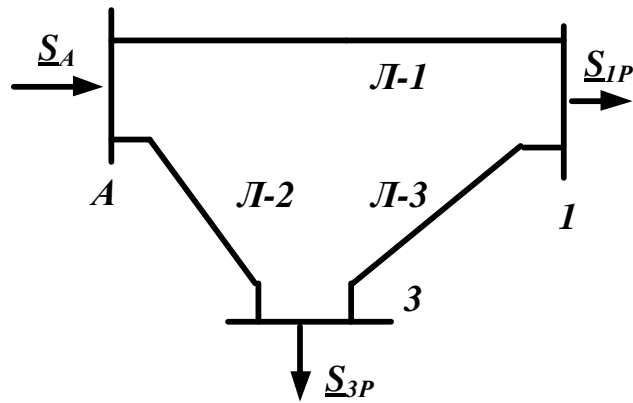


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, що приведена на рисунку 1.2, по вузлу “А” (рисунок 1.3). Позначимо напрямки потужностей на ділянці мережі. А’ – А’’

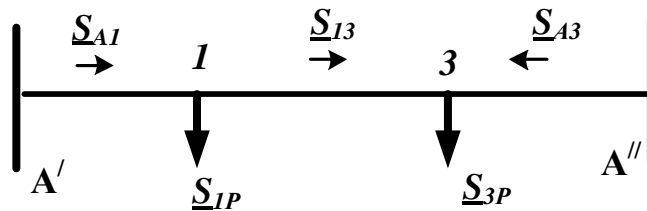


Рисунок 1.3 – Разімкнута мережа

Зробимо розрахунок потужностей на ділянках розімкнутої мережі (рис. 1.3):

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 67,3 + j46,4 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 12,3 + j4,4 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 57,7 + j36,55 \text{ МВА}$$

Складаємо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{3P}$$

$$125 + j83 = 125 + j83$$

Розрахуємо напруги замкнутої мережі (рисунок 1.2) [2].

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	30	42	33
Напруга ділянки, кВ	136	134	67,6

Напруга в замкнутій мережі (рис. 1.3) дорівнює 110 кВ..

Проводимо розрахунок струмів проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, кА	0,429	0,359	0,069

Вибір марки проводів [3].

Таблиця 1.4 – Марка проводів

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

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-185/29

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

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

1.2.1 Підстанція ПС-1

До підстанції ПС–1 підключені споживачі першої категорії, отже встановюємо два трансформатори [4].

Потужність одного трансформатора підстанції ПС-1 визначимо за наступною формулою:

$$S_{T1} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{35^2 + 30^2}}{1,4} = 32,9 \text{ МВА}$$

Відповідно до напруги мережі 110 кВ і розрахункової потужності вибираємо трансформатор ТРДН--40000/110 [3] .

Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформатора підстанції ПС–1:

$$K_{3AB} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{30^2 + 35^2}}{2 \cdot 40} = 0,58$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДН--40000/110 задовольняють вимогам, які пред'явлені.

Таблиця 1.6 – Технічні дані трансформатора ТРДН--40000/110 [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	172	36	0,65	1,4	34,7	260

1.2.2 Підстанція ПС–2

До підстанції ПС–2 підключені споживачі другої категорії, тому також потрібно встановлювати два трансформатори [4].

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається за наступною формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_1 + S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{70^2 + 41^2}}{1,4} = 57,9 \text{ МВА}$$

По напрузі мережі 110 кВ та розрахунковій потужності підстанції ПС–2 обираємо триобмотковий трансформатор ТДТН -63000/110 [4].

Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформаторів підстанції ПС–2:

$$K_{3AB2} = \frac{S_1 + S_3}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{70^2 + 41^2}}{2 \cdot 63} = 0,64$$

Так як коефіцієнт завантаження є меншим 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори ТДТН -63000/110 задовольняють вимоги, які пред'явлені.

Таблиця 1.7 – Технічні дані трансформатора ТДТН -63000/110 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-63000/110*	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6

Продовження таблиці 1.7

Тип	Каталожні данні			Розрахункові дані						
	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-63000/110*	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441

1.2.3 Підстанція ПС-3

До підстанції ПС–3 підключені споживачі другої категорії, а тому потрібно встановлювати також два трансформатори [4].

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається за такою формулою:

$$S_{T3} = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{20^2 + 12^2}}{1,4} = 16,7 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДН-16000/110 [3] за напруою мережі і розрахунковою потужністю.

Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформаторів підстанції ПС–3:

$$K_{зав.3} = \frac{S_4}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{20^2 + 12^2}}{2 \cdot 16} = 0,73$$

Так як коефіцієнт завантаження є меншим 0,75, то два паралельно працюючих трансформатори ТДН-16000/110 задовольняють вимогам, які пред'явлені.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТДН-16000/110 [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							
±8*1,5	36,75	6,3;	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

БР.5.6.141.056.ПЗ.ЕТ

Лист

15

%		10,5							
---	--	------	--	--	--	--	--	--	--

1.3 Розрахунок параметрів ліній

1.3.1 Розрахунок лінії 1–5

Розрахуємо струм проводів лінії 1–5:

$$I_{15} = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_{НОМ}}$$

$$I_{15} = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{20^2 + 12^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,123 \text{ кА}$$

Вибираємо марку проводів лінії 1–5: АС–70/11. Тривало допустимий струм $I_{доп}=265 \text{ А}$. Технічні дані проводу $r_0=0,428 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,444 \text{ Ом/км}$.

1.3.2 Параметри ліній електричної мережі

Розрахуємо параметри ліній електричної мережі.

Значення активних та реактивних опорів ліній наведені в таблиці 1.10.

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

Таблиця 1.10 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _Л	Ом	4,8	6,7	5,25	4,3
X _Л	Ом	12,4	17,3	13,6	4,4

1.4 Розрахунок навантажень вузлів мережі, враховуючи параметри трансформаторів

1.4.1 Розрахунок потужності підстанції ПС–1

Розрахуємо потужності у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні [6].

Зобразимо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів.

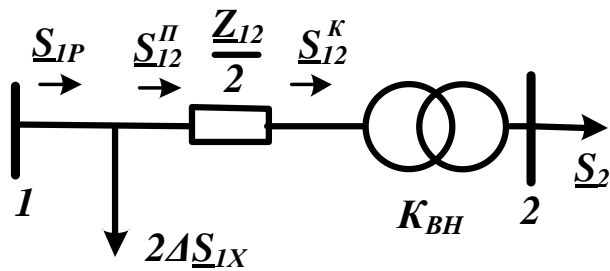


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Розрахуємо потужність в кінці ділянки 1-2 \underline{S}_{12}^K :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 = 35 + j30 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 1-2 \underline{S}_{12}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{12}}{2} = 35,12 + j33,05 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність \underline{S}'_{1P} за другим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}'_{1P} = \underline{S}_{12}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{IX} = 35,2 + j33,57 \text{ МВА}$$

1.4.2 Розрахунок потужності підстанції ПС-3

Розрахуємо потужність \underline{S}_{5P} у вузлі 5 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів підстанції ПС-3 при максимальному навантаженні.

Схема заміщення підстанції ПС-3 приведена на рисунку 1.6 [6].

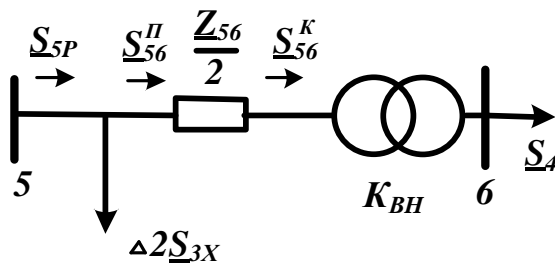


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Розрахуємо потужність в кінці ділянки 5-6 \underline{S}_{56}^K :

$$\underline{S}_{56}^K = \underline{S}_4 = 20 + j12 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 5-6 \underline{S}_{56}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{56}^{\Pi} = \underline{S}_{56}^K + \frac{(P_{56}^K)^2 + (Q_{56}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{56}}{2} = 20,1 + j22 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність \underline{S}_{5P} за другим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_{56}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{3X} = 20,14 + j22,17 \text{ МВА}$$

1.4.3 Розрахунок лінії 1-5

Схема заміщення лінії 1-5 приведена на рисунку 1.7

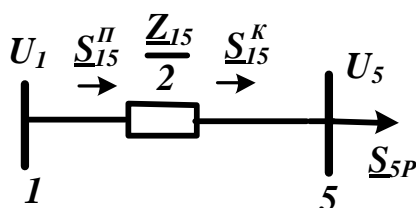


Рисунок 1.7 – Схема заміщення лінії 1–5

Розрахуємо потужність у кінці ділянки 1-5 \underline{S}_{15}^K :

$$\underline{S}_{15}^K = \underline{S}_{5P} = 20,14 + j22,17 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 1-5 \underline{S}_{15}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{15}^{\Pi} = \underline{S}_{15}^K + \frac{(P_{15}^K)^2 + (Q_{15}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{15}}{2} = 20,3 + j22,54 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла “1” \underline{S}_{1P} дорівнює:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}'_{1P} + \underline{S}_{15}^{\Pi} = 55,3 + j55,9 \text{ МВА}$$

1.4.4 Розрахунок потужності підстанції ПС–2

Розрахуємо потужність \underline{S}_{3P} у вузлі 3 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів підстанції ПС–2 на максимальному навантаженні.

Схема заміщення підстанції ПС–2 приведена на рисунку 1.8 [6].

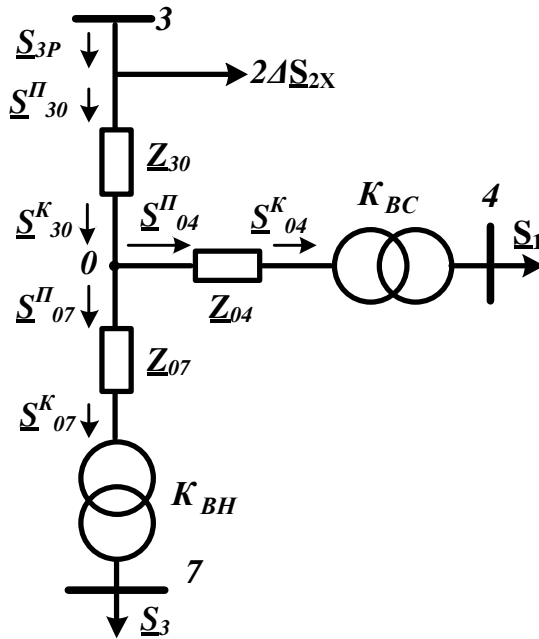


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Розрахуємо потужність у кінці ділянки 0-4 \underline{S}_{04}^K , що дорівнює \underline{S}_1 :

$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_1 = 30 + j25 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 0-4 \underline{S}_{04}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{04}^{\Pi} = \underline{S}_{04}^K + \frac{(P_{04}^K)^2 + (Q_{04}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{04}}{2} = 30,02 + j25 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність у кінці ділянки 0-7 \underline{S}_{07}^K , що дорівнює \underline{S}_3 :

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_3 = 40 + j16 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 0-7 \underline{S}_{07}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{07}^{\Pi} = \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{07}}{2} = 40,04 + j17,04 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність у кінці ділянки 3-0 \underline{S}_{30}^K , за другим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{07}^{\Pi} + \underline{S}_{04}^{\Pi} = 70,07 + j42,04 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 3-0 \underline{S}_{30}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{30}}{2} = 70,21 + j48,11 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність \underline{S}_{3P} за другим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{2X} = 70,32 + j49 \text{ МВА}$$

1.5 Розрахунок потужностей на ділянках замкнутої мережі враховуючи втрати потужності в трансформаторах

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 67,76 + j59,52 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 12,27 + j3,63 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 58 + j45,4 \text{ МВА}$$

Складаємо рівняння балансу потужності [7]:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{3P}$$

$$125,6 + j104,9 = 125,6 + j104,9$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 1-3 виходить позитивною, тому точка 3 - точка потоко-розподілу. Складемо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі (рис. 1.9)

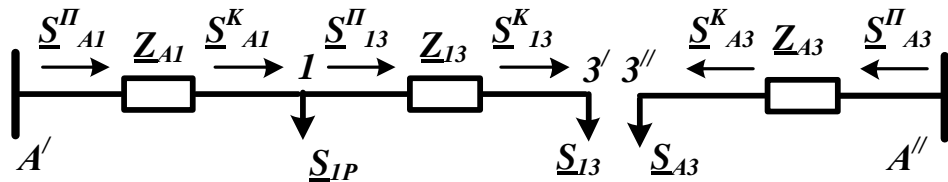


Рисунок 1.9 – Розімкнута мережа

Визначаємо потокорозподіл у двох схемах заміщення, що приведені на рисунку 1.9. Знаходимо потужність джерела \underline{S}_A .

Розрахуємо потужність у кінці ділянки 1-3 \underline{S}_{013}^K , що дорівнює \underline{S}_{13} :

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 12,27 + j3,63 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки 1-3 \underline{S}_{013} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{I3}^{\Pi} = \underline{S}_{I3}^K + \frac{(\underline{P}_{I3}^K)^2 + (\underline{Q}_{I3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{I3} = 12,342 + j3,81 \text{ MVA}$$

Розрахуємо потужність у кінці ділянки А-1 \underline{S}_{A1}^K , за другим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{I3}^{\Pi} + \underline{S}_{IP} = 67,8 + j59,73 \text{ MVA}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки А-1 \underline{S}_{A1}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 71,05 + j68,08 \text{ MVA}$$

Розрахуємо потужність у кінці ділянки А-3 \underline{S}_{A3}^K , що дорівнює \underline{S}_{A3} :

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{A3} = 58,05 + j45,37 \text{ MVA}$$

Розрахуємо потужність на початку ділянки А-3 \underline{S}_{A3}^{Π} з урахуванням втрат потужності на ділянці:

$$\underline{S}_{A3}^{\Pi} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 61,04 + j53,15 \text{ MVA}$$

Розрахуємо потужність вузла А за другим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} + \underline{S}_{A3}^{\Pi} = 132,1 + j121,23 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків найбільшою, ніж номінальна напруга мережі $U_A = 121 \text{ В}$ [6]

Визначаємо напругу вузла 1 (рис. 1.1):

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} = 111,23 \text{ кВ}$$

Визначаємо напругу вузла 3':

$$U_3' = U_1 - \frac{P_{I3}^{\Pi} R_{I3} + Q_{I3}^{\Pi} X_{I3}}{U_1} = 110,2 \text{ кВ}$$

Визначаємо напругу вузла 3'':

$$U_3'' = U_A - \frac{P_{A3}'' R_{A3} + Q_{A3}'' X_{A3}}{U_A} = 110,01 \text{ кВ}$$

Визначимо середнє значення напруги вузла 3:

$$U_{3,сеп} = (U_3' + U_3'')/2 = 110,1 \text{ кВ}$$

Визначаємо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, що приведені до високої сторони.

ПС-1

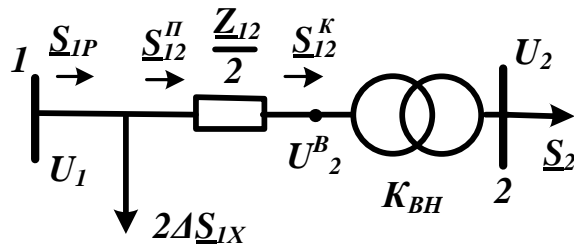


Рисунок 1.9 – Схема заміщення ПС-1 для визначення напруги U_2^B

$$U_2^B = U_1 - \frac{P_{12}'' \frac{R_{12}}{2} + Q_{14}'' \frac{X_{12}}{2}}{U_1} = 105,85 \text{ кВ}$$

ПС-2

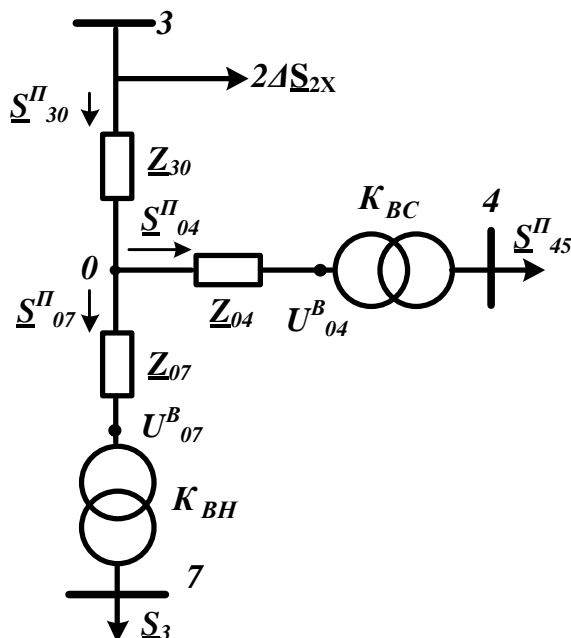


Рисунок 1.10 – Схема заміщення ПС-2 для визначення напруг U_{04}^B і U_{07}^B

$$U_0 = U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \frac{R_{30}}{2} + Q_{30}^{\Pi} \frac{X_{40}}{2}}{U_3} = 105,1 \text{ кВ}$$

$$U_4^B = U_0 - \frac{P_{04}^{\Pi} \frac{R_{04}}{2} + Q_{04}^{\Pi} \frac{X_{04}}{2}}{U_0} = 105,06 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = U_0 - \frac{P_{07}^{\Pi} \frac{R_{07}}{2} + Q_{07}^{\Pi} \frac{X_{07}}{2}}{U_0} = 103,9 \text{ кВ}$$

Лінія 1-5:
$$U_5 = U_1 - \frac{P_{15}^{\Pi} \frac{R_{15}}{2} + Q_{15}^{\Pi} \frac{X_{15}}{2}}{U_4} = 110,4 \text{ кВ}$$

ПС-3
$$U_6^B = U_5 - \frac{P_{56}^{\Pi} \frac{R_{56}}{2} + Q_{56}^{\Pi} \frac{X_{56}}{2}}{U_5} = 101,22 \text{ кВ}$$

Знаходимо реальні напруги на низькій стороні підстанцій, враховуючи реальний коефіцієнт трансформаторів:

ПС-1
$$U_2 = \frac{U_2^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,66 \text{ кВ}$$

ПС-2
$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 35,17 \text{ кВ} \quad U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,9 \text{ кВ}$$

ПС-3
$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,68 \text{ кВ}$$

2 Розрахунок електричної частини підстанції

Тип трансформатора ТРДН – 40000/110;

Потужність трансформатора $S = 40$ МВА;

Напруга $U = 110$ кВ;

Опір трансформатора $X_T = 34,7$ Ом;

Довжина лінії $L_{W1} = 30$ км;

Довжина лінії $L_{W3} = 33$ км;

Опір лінії $X_{W1} = 12,4$ Ом;

Опір лінії $X_{W2} = 13,6$ Ом;

Потужність системи $S_C = 280$ МВА

2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати наступним вимогам:

- забезпечення надійності електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- врахування перспектив розвитку;
- допущення можливості розширення;
- забезпечення можливості виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому слід дотримуватися застосування найпростіших схем. Для тупикової схеми рекомендоване застосування схеми «два блоки з вимикачем в колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».

Враховуючи, що РП, що розглядається, має мале число приєднань, було б доцільно використати спрощену схему без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Вибираємо число та потужність трансформаторів власних потреб, а також вимірювальні трансформатори струму та напруги.

Приймачі власних потреб - це оперативні кола, електричні двигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення та електричне опалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури, тощо.

Сумарну розрахункову потужність приймача власних потреб визначаємо 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 потрібна установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальну потужність вибираємо за умови:

$$S_{твн} \geq S_{вн},$$

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

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

Оскільки $S_{вн} = 17,7$ кВА, то оберемо потужність трансформатора власних потреб рівною 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції оберемо 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):

$$S_{ТВП} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВП}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,4 \text{ кВА.}$$

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

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання потрібні для вірного вибору обладнання на стороні 110 кВ і 10 кВ. Живлення підстанції - за двома лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання приведена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C=450$ МВА.

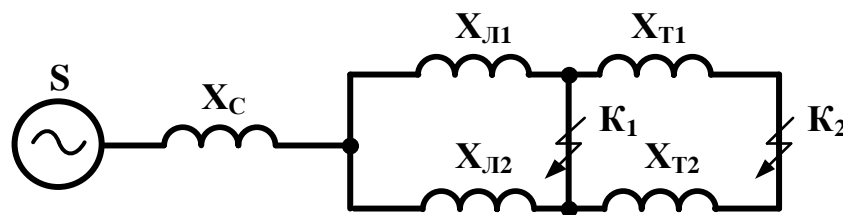


Рис. 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи рівен:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{280} = 43,2 \text{ Ом}$$

Опір працюючих

– ліній $X_{L1} = 12,4$ Ом, $X_{L2} = 13,6$ Ом,

– трансформаторів $X_T = \frac{X}{2} = \frac{34,7}{2} = 17,35$ Ом

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{KI(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 12,4)} = 1,14 \text{ кА}$$

$$I_{KI(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{L2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 13,6)} = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{KI} = I_{KI(1)} + I_{KI(2)} = 2,26 \text{ кА}$$

Те ж в точці К₂ приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 12,4 + 17,35)} = 0,87 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 13,6 + 17,35)} = 0,86 \text{ кА}$$

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

реальний СКЗ в точці К₂

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = \frac{1,73 \cdot 110}{10} = 18,93 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці К₁: $I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 2,26 = 5,14 \text{ кА},$

- в точці К₂: $I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 18,93 = 42,98 \text{ кА}.$

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

для точки К₁: $I_{нт1} = I_{K1} = 2,26 \text{ кА};$

для точки К₂: $I_{нт2} = I_{K2} = 18,93 \text{ кА}.$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

К₂ – $T_a = 0,05 \text{ с});$

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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

Для точки K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,06}{0,025}} \cdot 2,26 = 0,29 \text{ кА}$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} \cdot 18,93 = 3,6 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 2,26^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,44 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 18,93^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 53,78 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результати розрахунку зведемо 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 витрати контактів викл. кА	Аперіод. Складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	2,26	5,14	2,26	0,29	0,435
Шини 10 кВ (K_2)	18,93	42,98	18,93	3,60	53,78

2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираємо з умови тривалого режиму роботи і перевіряємо за умовами коротких замикань. Для апаратів при цьому 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, які відходять 10 кВ;
роз'єднувачі високої напруги;
трансформатори струму та напруги 110 та 10 кВ;
ошиновка розподільних пристроїв 110 та 10 кВ.

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110\text{MAX}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 281 \text{ А.}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{ВЫК}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 1,62 \text{ кА}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{СВ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10} = 1,62 \text{ кА}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	2,26 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	5,14 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{\text{вкл.Ном}}$	2,51 кА	63 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a \text{ ном}}$	0,29 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,435 кА ² с	31,5 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендовано обирати вакуумні вимикачі.

t – Розрахунковий час розбіжності 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. Вони мають двофазні дугогасильні пристрої одностороннього дуття. Камери весь час заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. До камер напруга підводиться через епоксидні вводи, які зовні захищені 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
$I_{ПО} \leq I_{прСКЗ}$	18,93 кА	80 кА
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	42,98 кА	54,6 кА
$I_{п\tau} \leq I_{викл.Ном}$	18,93 кА	31,5 кА
$I_{ac} \leq I_{аном}$	3,6 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	53,78 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 одночасно розмикаються обидва головних розриви камери цього вимикача. Після згасання дуги на розриві, шунтованому резистором, інший розрив відключає супроводжуючий струм, який обмежується 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
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	18,93 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	42,98 кА	54,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	28,93 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,6 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	53,78 кА ² с	81 кА ² с

Обираємо вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

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

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

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

$I_{СКВ.Пр.} = 80$ кА,

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

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

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977$ кА²с.

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992$ кА²с.

Таблиця 2.6 - вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	5,14 кА	80 кА

$$B_k \leq I_T^2 t_r$$

$$0,435 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$992 \text{ кА}^2\text{с}$$

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

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

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

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

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

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

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

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Установка трансформаторів струму і напруги потрібна для підключення приладів і пристроїв релейного захисту. У даній роботі релейний захист детально не розробляється, тому перевірка трансформаторів по вторинному навантаженні виконується з урахуванням підключення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги вольтметр, амперметр, варметр, лічильники активної та реактивної енергії; на шинях 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг; на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр; на відхідних лініях 10 кВ - амперметр, лічильники активної, а також реактивної енергії.

Відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них, обираємо трансформатори напруги. Далі підраховуємо очікуване навантаження і перевіряємо похибку. Навантаження трансформатора у нормальному режимі визначається споживанням приєднаних приладів і реле. З таких умов визначається, в якому класі та з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховуємо. Але, відповідно до ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищу-

вати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів потребує не менш 1,5 мм², а алюмінієвих – не менш 2,5 мм².

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, що встановлені в РП, до щита управління приймемо 50 мм.

Вторинні проводи плануємо брати алюмінієвими.

Вибираємо для установки 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	ZMG405CR	1	2,5	—	2,5
Лічильник реактивної енергії	ZMG405CR	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			0,5	0,5	0,5

секційн. вимикача на НН					
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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	2,26 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,435 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обираємо трансформатор струму елегазовий з порцеляною ізоляцією ТОГФ-110 (УХЛ1) [20]

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Отже, 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.

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

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

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

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

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

F – переріз жил, мм²,

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

Загальний опір кола струму:

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

що є меншим, ніж 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора у 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
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	18,93 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	53.78 кА ² с	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обраємо 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
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	18,93 кА	54,6 кА

$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	53,78 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 обираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ - TV–10–IV. Характеристики трансформаторів 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

2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Звичай ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують сталєалюмінієвими проводами марки АС. При цьому(за умовами коронування) переріз шин має бути не меншим 70 мм². Вибір перерізу здійснюємо за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, (з умови термічної стійкості), визначаємо за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{53,78}}{91 \cdot 10^{-3}} = 81,48 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу проводимо по допустимому струму. Жорсткі шини перевіряються на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менша за 30 і більша за 200 Гц. Частоту власних коливань для алюмінієвих шин визначаємо за наступною 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.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 0,833 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,833}{10}} = 27,775 \text{ Гц.}$$

Коли $f_0 < 30$ 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 напруження в матеріалі шин, МПа;

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

За наступною формулою визначаємо розрахункове механічне напруження:

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

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

$a = 0,8 \text{ м}$ – відстань між фазами.

За допустимим опором вибрано алюмінієву шину [100×10] мм, з трьома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{42,98^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{\left(\frac{0,1^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,8} = 53,94 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прип}$, виконується, так як $53 \leq 75$.

Отже, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×10] мм, перевірені на динамічну стійкість та можливість виникнення резонансних. Вони відповідають необхідним вимогам.

2.7 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

Завичай, підстанції (ПС) 110 кВ споруджують відкритими. Рекомендовано проектувати їх переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається у таких випадках: розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, якщо це допустиме містобудівними міркуваннями.

Розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах значних промислових викидів і в прибережних зонах зі значною засоленою атмосферою.

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

На ПС електропостачання промислових підприємств потрібно передбачати водяне опалення, яке приєднується до теплових мереж підприємств.

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

КРПЕ напругою 110 кВ і вище встановлюють при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах та в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, з посиленою ізоляцією в районах із забрудненою атмосферою. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів передбачаються стаціонарні вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідйомних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту, а також технічного обслуговування.

2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

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

РП 6 та 10 кВ закритого типу (в будинках, в тому числі з ПТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сандвіч» і т. ін., можуть використовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, чи

наявність снігових заметів, чи пилових заносів) не можливе застосування КРПН;

б) при наявності техніко-економічного обґрунтування ;

в) при наявності шаф більше 25.

В ЗРП 6 та 10 кВ рекомендовано встановлення шафів КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту та для зберігання викочуваного візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

2.9 Заземлювальні пристрої підстанції

						БР.5.6.141.056.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			40

Всі електричні частини електроустановок, що нормально не перебувають під напругою, але можуть опинитися під напругою з приводу пошкодження ізоляції, повинні мати надійне з'єднання з землею. Це заземлення називається захисним.

Заземлення, що призначається для створення нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називають робочим заземленням.

Для захисту обладнання від пошкодження ударами блискавок застосовується грозозахист з допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, котрі приєднують до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовують один спільний заземлювальний пристрій.

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) використовується як основний захист силових трансформаторів, автотрансформаторів та 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. Це дозволяє використання його у якості основного захисту групи однофазних силових трансформаторів, чи 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 дозволяє окрім збільшення чутливості у деяких випадках зменшити споживану захистом потужність колами змінного, а також постійного струму і підвищити швидкодію у порівнянні з диференційними захистами на електромеханічних реле типів РНС-560 і ДЗС-11.

Спеціальне виконання вхідних кіл по змінному струму надає правильну роботу захисту при похибці трансформаторів струму до 40 %. Враховування низької споживаної потужності в колах змінного струму 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 чи 110 В, а також і від блоків живлення з номінальною вихідною напругою випрямленого струму 110 кВ.

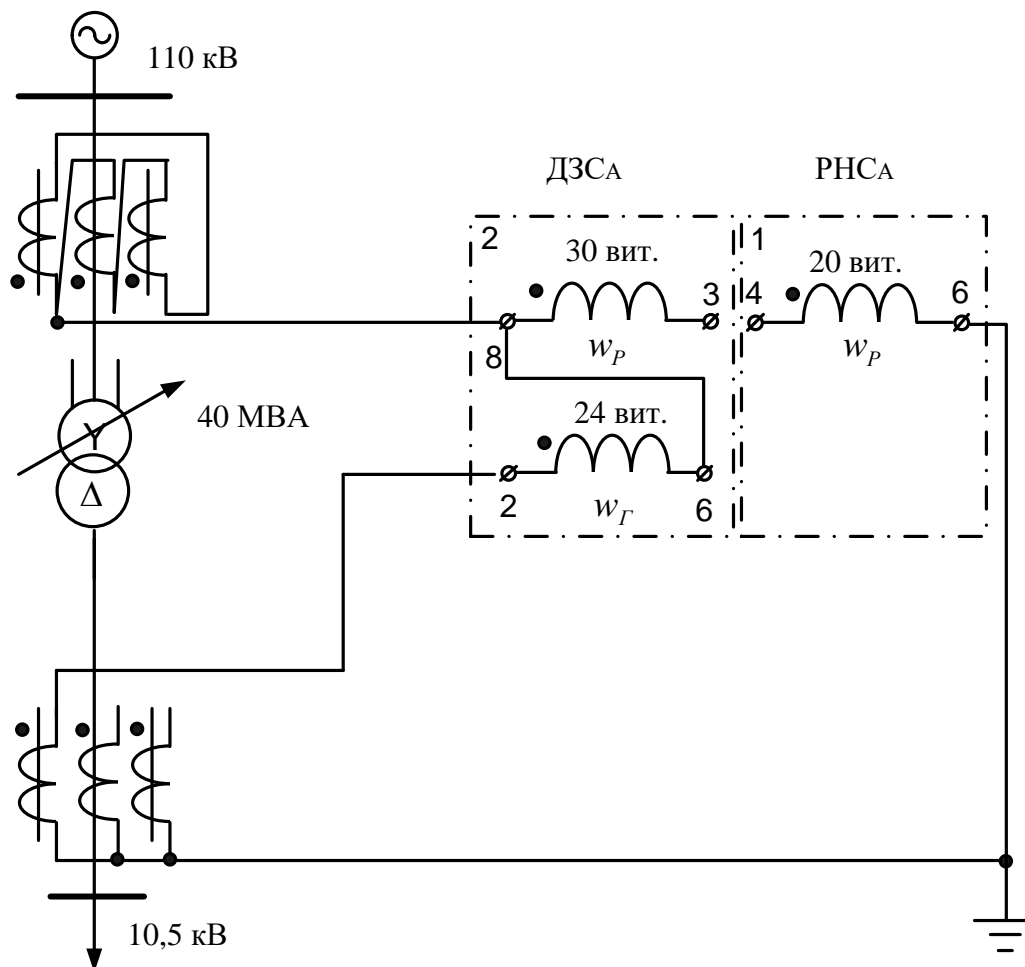


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, який захищається

Силовий двообмотковий трансформатор низької напруги типу ТРДН-40000/110з розщепленою обмоткою призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 та 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТРДН-40000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

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.

Таблиця 3.1–Технічні характеристики трансформатора ТРДН-40000/110:

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Коефіцієнт завантаження трансформатора: K_з = 0,52

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

У пункті 3.3 надано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТРДН-40000/110 кВ потужністю 40 МВА. Трансформатор з вбудованим регулюванням напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.7) – R_т = 1,4 Ом, X_т = 34,7 Ом

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

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

$$X_{ВН} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 17,35 = 2,165 \text{ Ом;}$$

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

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН повинна бути врахована зміна опору за рахунок регулювання напруги:

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

$$U_{\text{мін.вн}} = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ}$$

Для трансформаторів 110 кВ можемо прийняти:

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

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

$$X_{вн.мін} = 2,165 \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,526 \text{ Ом},$$

$$X_{вн.макс} = 2,165 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,915 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.мін} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,41 \text{ Ом},$$

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

Опір енергосистеми $X_c = 43,2$ Ом.

Визначається струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = 0,96 \text{ кА}$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 11,08 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

Для даної мережі $U_{макс} = 121$ кВ, отже:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_c + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = 695,4 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 8013,4 \text{ А}$$

Визначаються первинні номінальні струми:

$$I_{вн.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн.ном}} = 201,1 \text{ А}$$

$$I_{нн.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн.ном}} = 2202 \text{ А}$$

Для розрахунку беремо реле типу ДЗС-21. Для нього струм спрацьовування захисту обирається за умовами:

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

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

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1,05 \text{ кА}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1051 = 0,41 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту приймаємо рівним 690 А.

Далі розрахунок параметрів зводимо у таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, який 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:

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

$$I_{в.ном_I} = \frac{201 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 2,9 \text{ А}, \quad I_{в.ном_{II}} = \frac{2202 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{6000} = 3,168 \text{ А}$$

Оберемо відгалуження трансформаторів струму. Дані розрахунку зводимо в таблицю 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, що 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, що відповідає початку гальмування [12]:

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

де $k_{струм.п} = 1$ – коефіцієнт струморозподілу, для сторін II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, який відповідає початку гальмування:

$$I_{\text{нб.гальм.поч}} = \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{II}} + \frac{I_{\text{відв.розр.П}} - I_{\text{відв.ном.П}}}{I_{\text{відв.розр.П}}} \right) I_{\text{гальм.поч}} = 149 \text{ A}$$

Визначимо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту (його чутливого органу) за наступних умов:

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_{\text{від}} I_{\text{нб.гальм.поч}} = 223 \text{ A};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

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

Для розрахунку беремо більше із отриманих розрахункових значень:

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

Розраховуємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. Для розрахунку приймаємо сторону ВН.

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{\text{с.з.мін}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номП}}} k_{\text{сх}}}{K_I K_{\text{TL}} I_{\text{відв.номТАV}}} = 0,83$$

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{\text{в.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{I_{\text{відв.ном.осн}}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.п}} - I_{*гальм.поч}}{I_{\text{відв.гальм.ном.п}}}} = 4,04$$

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

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

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

$$I_{с.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 768 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 512 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 3,07$$

Відносну уставку відсічення приймаємо рівною 6. Це відповідає струму спрацьовування відсічення:

$$I_{с.відс} = 6 \cdot I_{відв.ном} = 754,5 \text{ А}.$$

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

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = 1,85$$

Коефіцієнт чутливості більший двох. Це задовольняє виставлені умови захисту.

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

Максимальний захист забезпечує відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, які відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів не спрацювали. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкоджень у трансформаторі. Але, за умовами селективності, МСЗ повинен мати витримку часу і, тому не може бути швидкодіючим. З цього приводу в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він може використовуватися лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, де наявний спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ слугить резервом до такого захисту на випадок його відмови.

МСЗ може виконуватися на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики та управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначається для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів, а також ліній електропередач при коротких замиканнях та перевантаженнях, і, звісно ж, для управління і телемеханіки приєднання. Живлення пристрою УЗА10А.2 - від джерела як постійного, так і змінного оперативного струмів. 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 $+50^{\circ}\text{C}$, а розширений - від -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$.

Функції пристрою:

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

- зовнішнє блокування захисту;
- пуск УРОВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз та струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);

4 Втрати електроенергії в електричних мережах і заходи щодо їх зниження

4.1 Структура фактичних втрат електроенергії

Найважливішим показником економічності роботи, індикатором стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних підприємств і організацій є втрати електроенергії в електричних мережах.

Втрати поділяють на складові:

- за характером втрат (постійні, чи змінні),
- за класами напруги, групами елементів, виробничими підрозділами і таке ін.

Зважаючи на їх фізичну природу і специфіку методів визначення їх кількісних значень, для аналізу і нормування втрат краще використовувати укрупнену структуру, де втрати розділені на складові.

При використанні такого підходу, фактичні втрати можна розділити на чотири складові [14. 18]:

- 1) технічні втрати електроенергії, які зумовлюються фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії в електричних мережах, перетворюючи частину електроенергії в тепло в елементах мереж. Немає можливості виміряти технічні втрати на реальному об'єкті мережі. Їх визначають тільки розрахунковим шляхом на основі відомих законів електротехніки;
- 2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій, що необхідна для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Ця витрата фіксується лічильниками, встановленими на трансформаторах ВП підстанцій;
- 3) втрати електроенергії, які допущені похибками її вимірювання (недооблік, метрологічні втрати). Такі втрати розраховуються на основі даних про метрологічні характеристики і режими роботи приладів, що використовуються для вимірювання енергії (ТС, ТН та саме

електролічильників). До розрахуну метрологічних втрат включаються усі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, а також і прилади обліку витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

- 4) комерційні втрати, які виникають при розкраданні електроенергії, невідповідності показань лічильників та оплаті електроенергії побутовими споживачами, а також з інших причин у організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису, а тому не розраховуються окремо. Величина їх визначається, як різниця між фактичними втратами і сумою перших складових.

Перші три складові укрупненої структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Їх сума – це технологічні втрати.

Комерційні втрати, залежать від «людського фактора» і включають в себе всі його прояви:

- надходження і відпуск електроенергії за деякими розрахунковими точками обліку,
- розкрадання електроенергії недобросовісними абонентами, які змінюють показання лічильників,
- споживання енергії без встановлених лічильників,
- несплата чи неповна сплата за показаннями лічильників,
- визначення шляхом (при розбіжності меж балансової належності мереж та місць установки приладів обліку) і таке ін.

Кожна складова втрат має свою більш детальну структуру.

Навантажувальні втрати складаються з:

- втрат у проводах ліній передачі;
- втрат силових трансформаторів та автотрансформаторів;
- втрат в струмообмежувальних реакторах;
- втрат в загороджувачах високочастотного зв'язку;
- втрат у трансформаторах струму;

- втрат в з'єднувальних проводах, та в шинах розподільних пристроїв (РП) підстанцій.

Втрати холостого ходу - це постійні (не залежно від навантажень) втрати:

- силових трансформаторів (автотрансформаторів);
- компенсуючих пристроїв (синхронних та тиристорних компенсаторів, а також батарей конденсаторів і шунтуючих реакторів);
- обладнання системи обліку електроенергії (ТС, ТН, лічильників та сполучних проводів);
- обмежників перенапруги та вентиляльних розрядниках;
- улаштування приєднання високочастотного зв'язку (ВЧ-зв'язку);
- ізоляції кабелів.

Кліматичні трати, які зумовлюються погодними умовами, складаються з:

- втрат на корону в повітряних лініях електропередачі (ПЛ) 110 кВ і вище;
- втрат від струмів витоку по ізоляторах ПЛ;
- витрат електроенергії на плавлення ожеледі.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій обумовлюються режимами роботи електроприймачів різного типу (до 23) .

Похибки обліку електроенергії включають складові, що обумовлені похибками вимірювальних ТС, ТН та електричних лічильників.

4.2 Структура комерційних втрат електроенергії

Комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, які визначені розрахунковим шляхом, в ідеальному випадку повинні бути рівними нулю. В умовах реальності відпуск в мережу, корисний відпуск і технічні втрати визначаються з похибками. Різниця між ними фактично і складає комерційні втрати. Ці втрати по можливості повинні бути зведені до мінімуму за рахунок виконання відповідних заходів щодо їх зниження.

Складові комерційних втрат електричної енергії можна об'єднати у три групи, що обумовлюються:

- 1) похибками при вимірюванні відпущеної в мережу та корисно відпущеної електроенергії споживачам;
- 2) заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності та розкрадання електроенергії;
- 3) заборгованістю сплати за використану споживачами електроенергію.

4.2.1 Комерційні втрати електроенергії, зумовлені похибками вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам

Похибка у вимірюваннях електроенергії поділяється на більш ніж 30 складових. Основними значущими складовими похибок вимірювальних комплексів, в які можуть входити трансформатор струму, трансформатор напруги, лічильник електроенергії, лінія приєднання електролічильника до трансформатора напруги, є:

- 1) допустимі метрологічні втрати електроенергії - похибки вимірювань електроенергії в нормальних умовах роботи вимірювального комплексу, визначені класами точності трансформаторів струму, та напруги, а також електролічильника;
- 2) додаткові похибки вимірювань електроенергії в ненормованих реальних умовах експлуатації вимірювальних комплексів, які обумовлюються:
 - заниженим (проти нормативного) коефіцієнтом потужності навантаження;
 - впливом на електролічильник енергії магнітних та електромагнітних полів різних частот;
 - недовантаженням і перевантаженням трансформаторів струму і напруги та електролічильника;
 - несиметрією рівня напруги, підведеної до вимірювального комплексу;
 - використанням електролічильника при надто низьких

- температурах в приміщеннях, де відсутнє опалення;
- недостатньо чутливими лічильниками електроенергії при їх малому навантаженні, особливо в нічні години;
- 3) систематичними похибками, що обумовлені наднормірними термінами служби вимірювальних комплексів;
- 4) похибками, які виникають при неправильному підключенні у схемах:
- електролічильників,
 - трансформаторів струмів і напруг, а також при порушенні фазувань підключень лічильників;
- 5) похибками, що виникають при користуванні несправними приладами обліку електроенергії;
- 6) похибками при знятті показань лічильників електричної енергії через:
- похибки, або навмисно неправдиві зняття показань;
 - неодночасність або невиконання встановлених термінів зняття показань лічильників, недотримання графіків їх контролю;
 - похибки у визначенні коефіцієнтів, для перераховування показань лічильників в електроенергію.

4.2.2 Комерційні втрати, щозумовляються заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності

Ці втрати складаються з:

- втрат при виставленні рахунків за спожиту електроенергію;
- невідповідності періодів зняття показань електролічильників з розрахунковими періодами;
- розрахунків спожитої енергії абонентами на основі договорів безоблікового споживання;
- наявності безгоспного споживача;
- втрат від розкрадань електричної енергії.

4.2.3. Комерційні втрати, які зумовленюються заборгованістю по сплаті за спожиту електроенергію (фінансові втрати)

Ця складова обумовлюється оплатою, яка проводиться пізніше встановлених термінів (враховують неодноразовість сплати за електроенергію побутовими споживачами – (“сезонна складова”).

Також чутливими є чотири додаткові складові, які відносяться до комерційних втрат:

- 1) Перша складова присутня у двох групах: групі комерційних втрат, що зумовлюються заниженням корисного відпуску електроенергії, і групі довгострокових, (безнадійних боргів). Такі втрати можуть виникати при навмисних заниженнях сум платежів фізичними особами - споживачами. Появляються такі втрати здебільшого там, де прилади обліку встановлені на території власника - фізичної особи та доступ до них для контролюючого персоналу енергозбутового підприємства не завжди доступний з юридичних причин, а при цьому споживачі не завжди згодні такий доступ надавати. При самостійному заповненні квитанції на оплату споживач може навмисне занижувати показання приладу обліку, навіть при своєчасному здійсненні платежу. В кінці кінців, це вже перший крок для створення довготривалого або безнадійного до витребування боргу.
- 2) Друга складова – це витрати підприємств, які постачають енергію, на заходи із витребування боргів та виявлення фактів розкрадання електричної енергії (судові, транспортні витрати і таке ін.).
- 3) Третя складова може залежати від роботи диспетчерів енергомережевої компанії (оптового постачальника електричної енергії) та пов'язана з введенням режимів обмеження споживаних потужностей для енергопостачального підприємства.
- 4) Четверта складова комерційних втрат може залежати від постачання неякісної електроенергії та законної відмови споживача від повної оплати

такої електроенергії або додаткових витрат постачальної організації на ліквідацію наслідків порушень якості електроенергії (проведення заходів для ліквідації причин порушень якості електроенергії, ремонту електрообладнання, і т.ін).

4.3 Нормування і економічно обгрунтованого рівня втрат

Метою нормування є зниження втрат електроенергії в електромережах до техніко-економічно обгрунтованого рівня і підтримка їх на вказаному рівні. У різних країнах втрати різні [21].

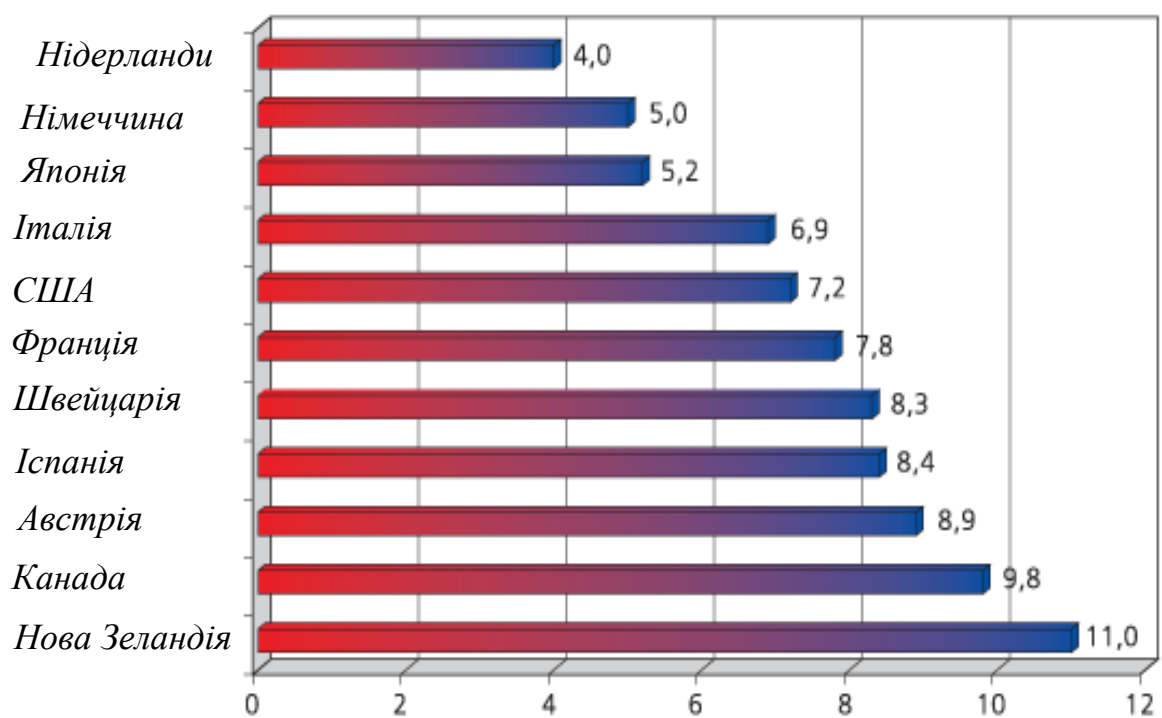


Рисунок 4.1 – Втрати електроенергії в електричних мережах

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 - 9,8 %, в Норвегії – 10 %, в Новій Зеландії – 11 %. Така різниця викликана структурами споживання, співвідношеннями побутових і промислових споживачів. Одним словом, при розвиненій інфраструктурі, використанні нових технологій, а при цьому мінімальному зносі і невеликій протяжності мереж - і рівень втрат бу-

де знижуватися.

У кожній країні розташування електростанцій і споживачів відносно одне одного є унікальним, знайти «схожі» мережі практично неможливо. Тому інформація про фактичні втрати електроенергії в мережах інших країн є цікавою, але конструктивних висновків для умов в Україні з даної інформації зробити не можна. Економічно обгрунтований рівень технічних втрат може бути визначений тільки на підставі розрахунків для конкретних схем та навантажень електромереж.

Більш корисною для нас була б інформація про комерційні втрати в електромережах різних країн. Але, якщо інформацію про фактичні втрати електроенергії можливо знайти у звітах міжнародних енергетичних організацій, то комерційні втрати – це їх таємниця.

Зрозумілі причини високих комерційних втрат і без зіставлення рівнів втрат різних країн: при низькому рівні життя - втрати великі. Низький рівень життя – це наслідок низького рівня економіки і, як наслідок, відсутність коштів, необхідних для покращення стану енергосистеми.

4.4 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах

Щоб об'єктивно технічно- і економічно- обгрунтовати вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також визначити обсяги фінансування термінів їх реалізації, потрібно розробити та затверджувати схеми розвитку електричних мереж на розрахунковий період.

При розробці схем розвитку розглядаються наступні питання та приймаються відповідні рішення.

Оптимізація схемних режимів

Проводиться аналіз існуючих схем з питань побудови міських електричних мереж:

- двопроменева;
- петльова;
- змішана

В розрахунках звертають увагу на два режими електричних мереж - для умов річного максимуму і мінімуму навантажень з урахуванням визначених в періоді експлуатації точок токорозподілу в нормальному та післяаварійному режимах.

- 1) Розраховують втрати електроенергії в елементах мережі, лініях електропередачі, а також трансформаторах.
- 2) Визначають баланс активної і реактивної потужностей у потокорозподільних вузлах.
- 3) Оцінюють ефективність роботи мережі по втратах електричної енергії, якості останньої у споживачів, завантаження мережі реактивною потужністю та дефіцит її, надійність електропостачання.

Враховують дані про зростання навантажень існуючих споживачів за розрахунковий період, кількість нових заявок споживачів, плани міської забудови та перспективи розвитку. На такій основі складається, корегується схема розвитку на розрахунковий період, принцип її побудови, визначаються точки потокорозподілів. Проводяться нові електричні розрахунки, оцінюються два режими електричної мережі - для умов річного максимуму та мінімуму навантаження. Знову складається баланс активної та реактивної потужностей в нормальному та післяаварійному режимах. За результатами електричних розрахунків і даними, що отримані після технічного аудиту, які характеризують фізичний стан електротехнічного обладнання мереж, повинні бути визначені обсяги робіт по заміні, реконструкції та розвитку електричних розподільних мереж, що потрібні для забезпечення оптимальних втрат, а також адаптації мереж до зростання електричних навантажень.

Переведення електричної мережі (ділянок мережі) на більш високий

клас напруги

При забудові житлових сучасних багатоповерхівок, споживання на квартиру в яких перевищує 20 кВт, важливим є питання електропостачання цих будівель за схемами глибокого введення, що призводить до мінімуму появу нових кабельних ліній напругою 0,38 кВ.

В електричних розрахунках, враховуючи зростання навантажень, доцільно розглядати можливості переведення ділянок мереж на більш високий клас напруг. Особливо це потрібно в зонах комплексних масових забудов. Переведення мереж на більш високий клас напруг одночасно потрібно розглядати з режимами роботи нейтралі (глухозаземленою, або ефективно - заземленою через резистор). При таких режимах роботи нейтралі будуть мати менші втрати електроенергії за рахунок відсутності додаткового обладнання, що необхідне для компенсації великих ємнісних струмів.

Компенсація реактивної потужності

Дефіцит реактивної потужності визначаємо на етапі складання схем розвитку мереж на стадії визначення балансу активної та реактивної потужностей у вузлах розподілу потоків за розрахунковий період. Виникає потреба вирішення питань необхідної кількості пристроїв компенсації реактивної потужності в схемі, а також місць їх розміщення (за розрахунковими даними). Найкраще було б розмістити компенсуючі пристрої безпосередньо у споживачів, бо це суттєво впливає на втрати електроенергії в мережі, а також на якість її у споживача. В такій ситуації установка батареї статистичних конденсаторів буде одночасно і елементом регулювання напруги.

Регулювання напруги в лініях електропередачі

Регулювання напруги в центрах живильних центрів здійснюється за принципом зустрічного регулювання. Для зниження втрат електроенергії і забезпечен-

					БР.5.6.141.056.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

ня належного рівня напруги, в якості регуляторів напруги на протяжних фідерах необхідно встановлювати конденсаторні батареї з автоматичним регулюванням, чи вольтододаткові трансформатори, також з автоматичним регулюванням напруги.

Застосування сучасного електротехнічного обладнання, що відповідає вимогам енергозбереження

Якщо силові трансформатори і трансформатори власних потреб мають великі втрати електроенергії на переманічування сердечників, їх потрібно замінити на трансформатори з меншими втратами, а також струмообмежуючі реактори на більш сучасні, які мають великі індуктивні опори до струмів короткого замикання та менші втрати в нормальному режимі.

При підготовці робочих проектів на реконструкцію і технічне переоснащення повинно передбачатися обладнання, що відповідає вимогам енергозбереження. Знижуються втрати також при застосуванні трансформаторів з сердечниками з аморфної сталі.

Отримувати більш об'єктивну інформацію про втрати в електричних розподільних мережах, зменшуючи цим величину комерційних втрат електроенергії можна при застосуванні вимірювальних трансформаторів струму та напруги з високим класом точності, а також заміною індукційних лічильників на електронні.

Знизити втрати електроенергії в мережах, також вирішити питання адаптації ліній електропередачі до зміни електричних навантажень в сторону їх зростання, забезпечення нормованого рівня напруги у споживача стає реальним при застосуванні вольтододаткових трансформаторів, як лінійних регуляторів напруги.

Зниження витрат електроенергії на “власні потреби” електроустановок

Частково скоротити споживання на власні потреби на електромережних

об'єктах можна при застосуванні для електрообігріву будівель (споруд) підстанцій, розподільчих пунктів трансформаторних підстанцій і т. п. нагрівальних елементів з акумуляторами тепла, котрі дозволяють використання електроенергії на обігрів в нічний (непіковий) період графіка навантажень.

Частково зменшити споживання на власні потреби також можна, застосовуючи для освітлення будівель та територій люмінесцентні світильники з максимальним використанням режиму “чергового світла”.

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

Такий підхід забезпечить своєчасне виявлення несприятливих режимів роботи мережі і оперативне усунення цих режимів в несприятливих випадках графіків навантажень. Допоможе уникнути масових відключень електроенергії у споживачів при аварійних ситуаціях. Мінімізування розвитку несприятливих режимів в електричних мережах значно зменшує втрати електроенергії в мережах.

Апарати комутації, як вимикачі, вимикачі навантажень, повинні застосовуватися на базі вакуумних вимикачів з програмованим мікропроцесорним керуванням. Це забезпечує функції АПВ, АВР, фіксування зміни потоків потужності.

Застосування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії

Переваги організації обліку за допомогою автоматизованих систем є загальновідомими. Вони здійснюють окрім облікових функцій, контроль і управління електроспоживанням на підприємствах. Основний економічний ефект для споживачів від застосування цих систем - це зменшення платежів за використану енергію та потужність, а для енергокомпаній - зниження максимумів споживання і зменшення капіталовкладень при нарощуванні пікових генеруючих потужностей, а також визначення наявної величини втрат в розподільних мережах і ре-

альної ефективності роботи енергозбутової організації.

					БР.5.6.141.056.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Висновки

В ході виконання кваліфікаційної роботи бакалавра проведений розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги в її вузлах, втрати напруги та потужності в мережі.

Проведено розрахунок електричної частини підстанції, обране комутаційне вимірювальне обладнання; шляхом розрахунку визначена сумарна потужність споживань підстанції. За графіком навантаження споживачів на протязі доби зроблено вибір потужності силового трансформатора. З огляду на забезпечення надійності електропостачання в нормальних та післяаварійних режимах, враховуючи перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних, а також експлуатаційних робіт, обрано головну схему електричних з'єднань підстанцій. Зроблено вибір електровимірювальних трансформаторів на підставі врахованих навантажень.

Розраховано електричні перехідні процеси в електромережі. За результатом розрахунку визначені зверхперехідний і ударний струми при симетричному трифазному замиканні.

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

Проведено глибокий аналіз втрат електроенергії в електромережах. Розглянуті заходи щодо зниження цих втрат.

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2017. – 782 с.
- 5 <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с. <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, 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 енерге-

тики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).

Потужності навантажень

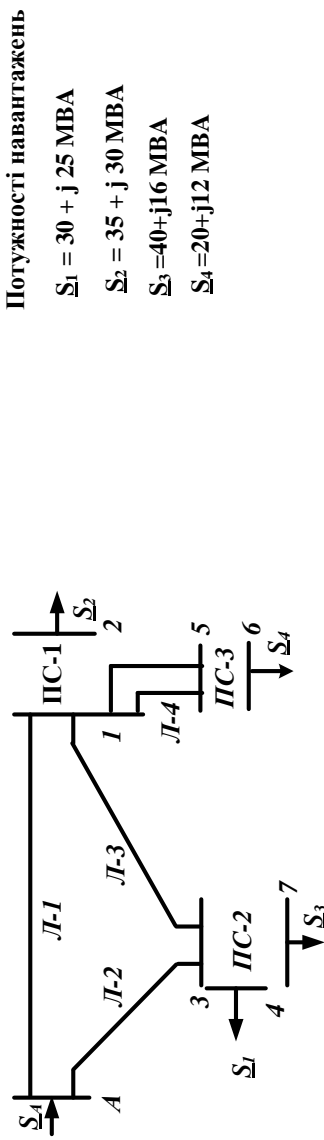
- $\underline{S}_1 = 30 + j 25 \text{ МВА}$
- $\underline{S}_2 = 35 + j 30 \text{ МВА}$
- $\underline{S}_3 = 40 + j16 \text{ МВА}$
- $\underline{S}_4 = 20 + j12 \text{ МВА}$

Категорія споживача

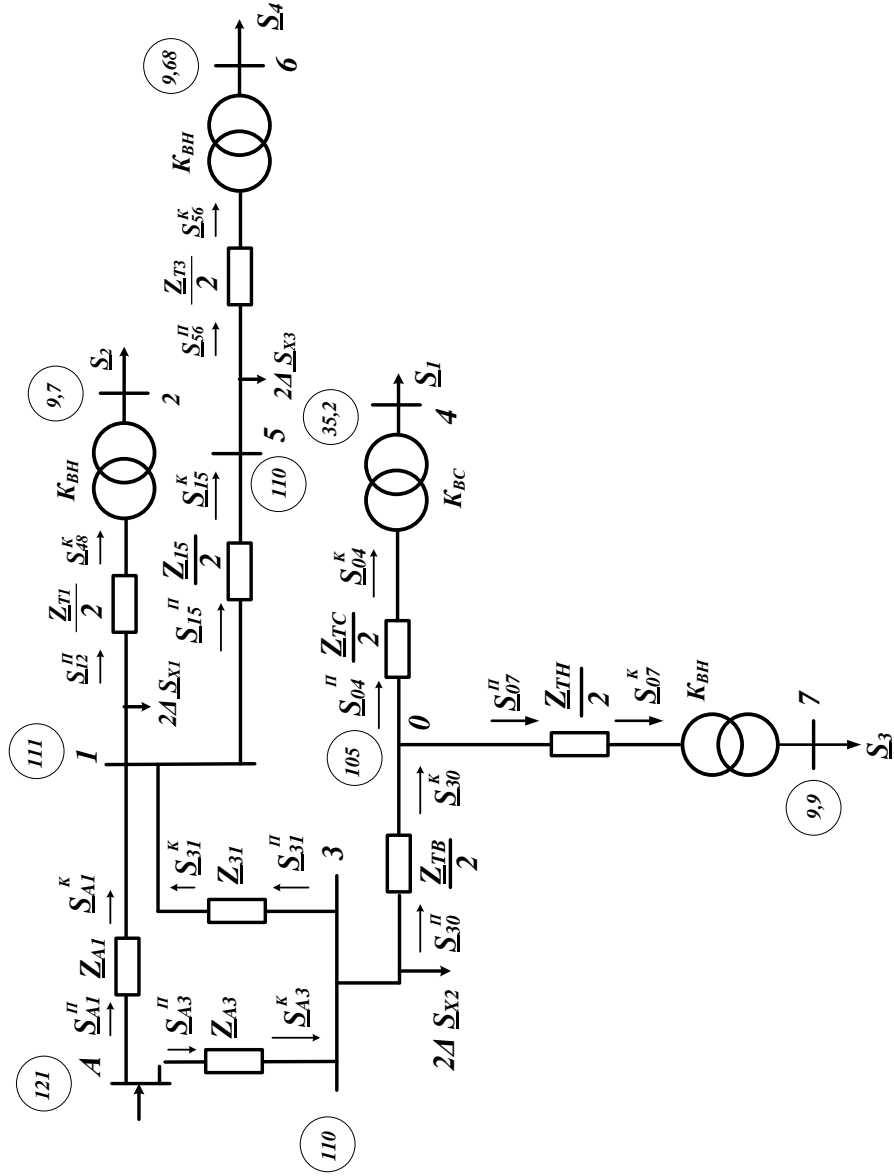
- $\underline{S}_1 = \text{I}$
- $\underline{S}_2 = \text{II}$
- $\underline{S}_3 = \text{II}$
- $\underline{S}_4 = \text{II}$

Довжина ліній

- Л-1 30 км
- Л-2 42 км
- Л-3 33 км
- Л-4 10 км



Початкова схема мережі

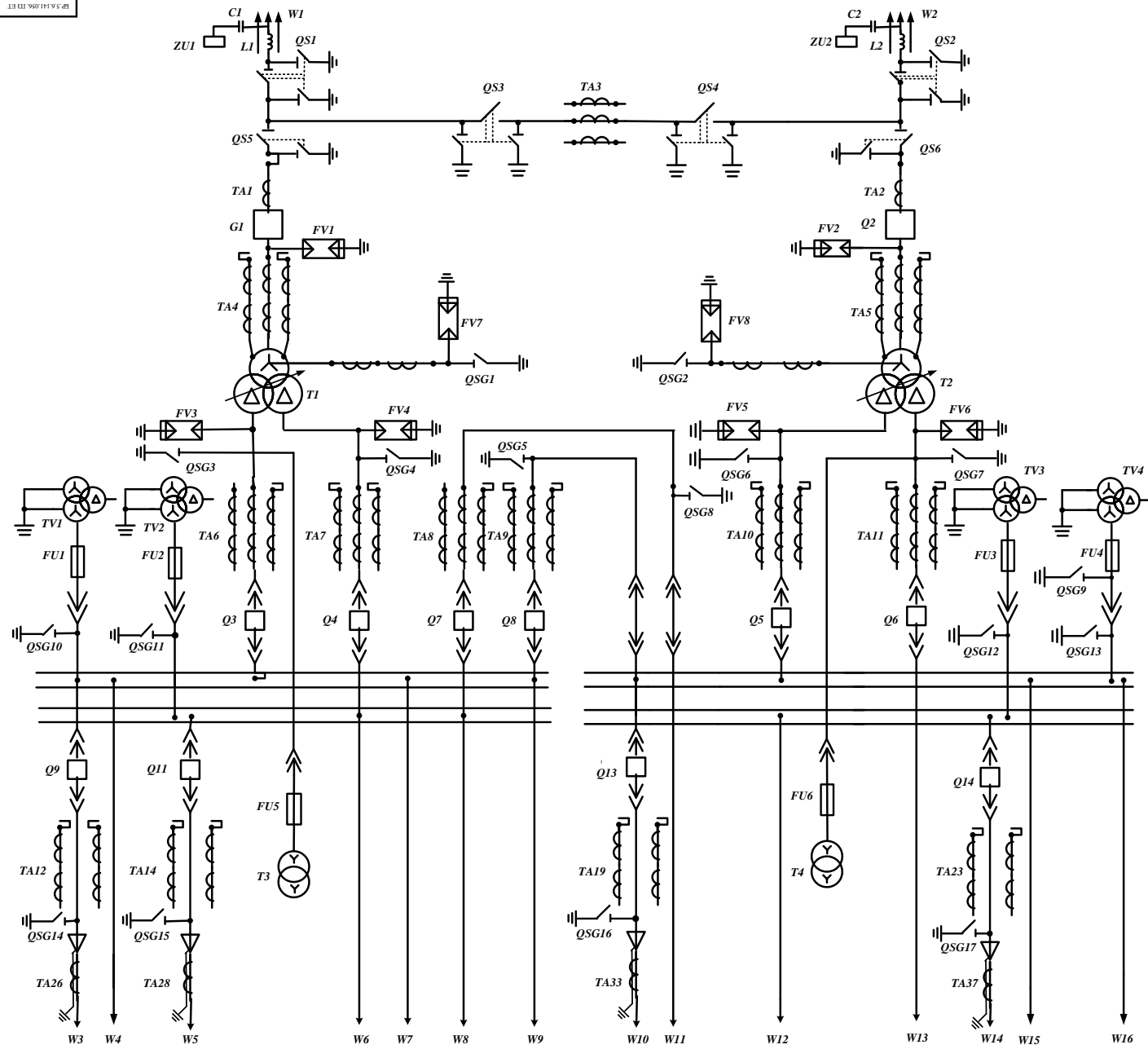


Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
\underline{S}_A	$132+j121$	
\underline{S}_{A1}	$71+j68$	$67,8+j59,7$
\underline{S}_{I3}	$12,342+j3,81$	$12,273+j3,63$
\underline{S}_{A3}	$61+j53,16$	$58+j45,4$
\underline{S}_{30}	$70,2+j48,1$	$70,05+j42$
\underline{S}_{04}	$30,02+j25$	$30+j25$
\underline{S}_{07}	$40,06+j17,04$	$40+j16$
\underline{S}_{I5}	$15,14+j16,44$	$20,1+j22,2$
\underline{S}_{56}	$20,1+j22$	$20+j12$

Розрахункова схема заміщення мережі

ВР 5.141.086ГЧЕТ			
Лист	№ докум.	Дата	Всього
1			1
"Виключення параметрів обладнання електроенергетики в аварійних випадках, спричинених аваріями в енергетичній мережі"			
Лист 1. Сторінка 2			
Розробник: електроінженер			
Суми У. р.б.Лен.обл.			



№	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорджувач	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000-НУХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимикач 100SFMT63SF	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110 - УХЛ1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110 - УХЛ1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-110MV1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10MV1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний 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 присадибня ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БР.5.6.141.056. ПЗ ЕТ			
Вид	документації	Листів	Листів
Титул	Знак	Визначення параметрів обладнання елементів та знаків заводів зменшеного варті в електричних мережах	
Перед	Добавками 1		
Використан			
Тираж			
Підпис			
Дата			
Розробник електричної частини підстанції			СумДП, гр. ЕТ.дн.-04н