

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.

“ ___ ” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “ Аналіз технічних заходів по зниженню річних втрат електроенергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж ”

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

Виконав студент гр. ЕТдн-84п

Правдивець Д.В.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2022 р

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Правдивеца Дениса Валентиновича

1 Тема роботи: “ Аналіз технічних заходів по зниженню річних втрат електроенергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж ”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

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

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

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

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент гр ЕТдн-84п _____

Правдивець Д.В.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 73, Рис.11, табл. 24, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “ **Аналіз технічних заходів по зниженню річних втрат електроенергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж**” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Правдивець Д.В.; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2022. - 73 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, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

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

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні 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

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

	Вступ.....		8
1	Розрахунок параметрів та вибір ліній і трансформаторів підстанцій....		10
1.1	Розрахунок потужностей в замкнутому коли		10
1.2	Вибір напруги та 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.....		19
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 струмове- дучих частин.....		30
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напру- ги.....		34
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....		39
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....		41
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина.....		42
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції.....		43

					БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	“ Аналіз технічних заходів по зниженню річних втрат електроенергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж ”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Правдивець					н	6	73
Перев.	Лебединський					СумДУ ЕТДН-84п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

3	Релейний захист трансформатора.....	44
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	44
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається.....	45
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	46
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	53
4	Технічні заходи по зниженню річних втрат електроенергії	55
4.1	Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності	55
4.2	Доцільність заміни проводів на перевантажених лініях.....	57
4.3	Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель.....	58
4.4	Доцільність заміни перевантажених силових трансформаторів	59
4.5	Застосування нових силових трансформаторів на діючих підстанціях	61
4.6	Доцільність заміни недовантажених силових трансформаторів	61
4.7	Застосування пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.....	64
4.8	Автоматизація управління режимами електричних мереж.....	66
4.9	Доцільність переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.....	67
	Висновки	68
	Література.....	69
	Додаток А.....	72
	Додаток Б.....	73

										Арк
										7
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ					

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;

									Арк
									8
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ				

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

					БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

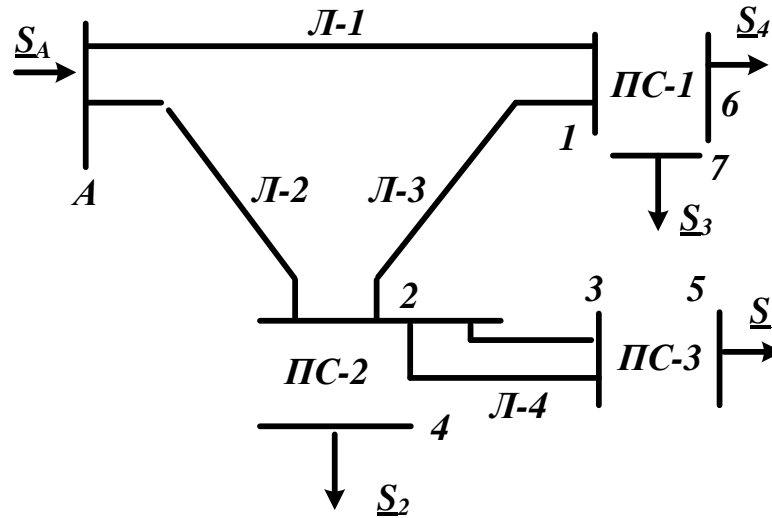


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

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	$\frac{25+j18}{I}$	$\frac{40+j28}{II}$	$\frac{10+j6}{II}$	$\frac{18+j12}{II}$

1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo 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]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 28 + j18 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Правдивець				Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	10	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-84п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 65 + j46 \text{ МВА}$$

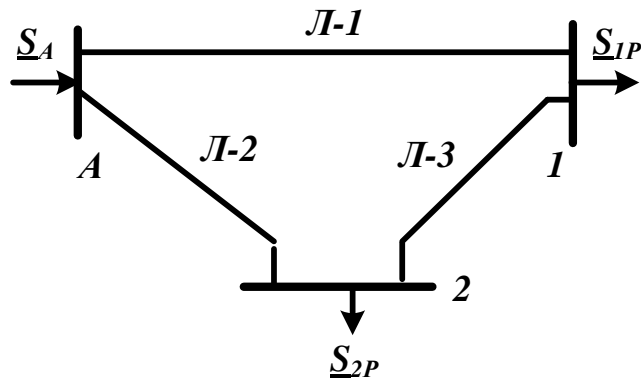


Рисунок 1.2 –Замкнута мережа

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

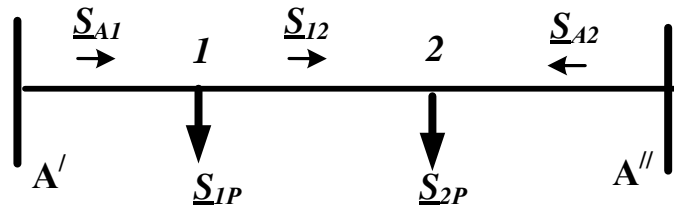


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{A2}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{A2}}{l_{A1} + l_{A2} + l_{12}} = 57,5 + j38,75 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 29 + j20,75 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot l_{A1} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{A1} + l_{12})}{l_{A1} + l_{A2} + l_{12}} = 36 + j25,25 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$93 + j64 = 93 + j64$$

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

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	98	94

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	0,3625	0,231	0,187	0,187

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

$$R_{л} = r_0 \cdot l_{л}; \quad X_{л} = x_0 \cdot l_{л}$$

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

$$S_{T1} = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{28^2 + 18^2}}{1,4} = 23,78 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{28^2 + 18^2}}{2 \cdot 25} = \frac{\sqrt{27^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,67$$

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

Таблиця 1.6 – 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 1.6

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

Для ПС-2

$$S_{T2} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 28^2}}{1,4} = 34,88 \text{ МВА.}$$

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:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T2}} = 0,61$$

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_1 відноситься до другої категорії [4], тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори.

$$S_{T1} = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{25^2 + 18^2}}{1,4} = 22,36 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{25^2 + 18^2}}{2 \cdot 25} = 0,62$$

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

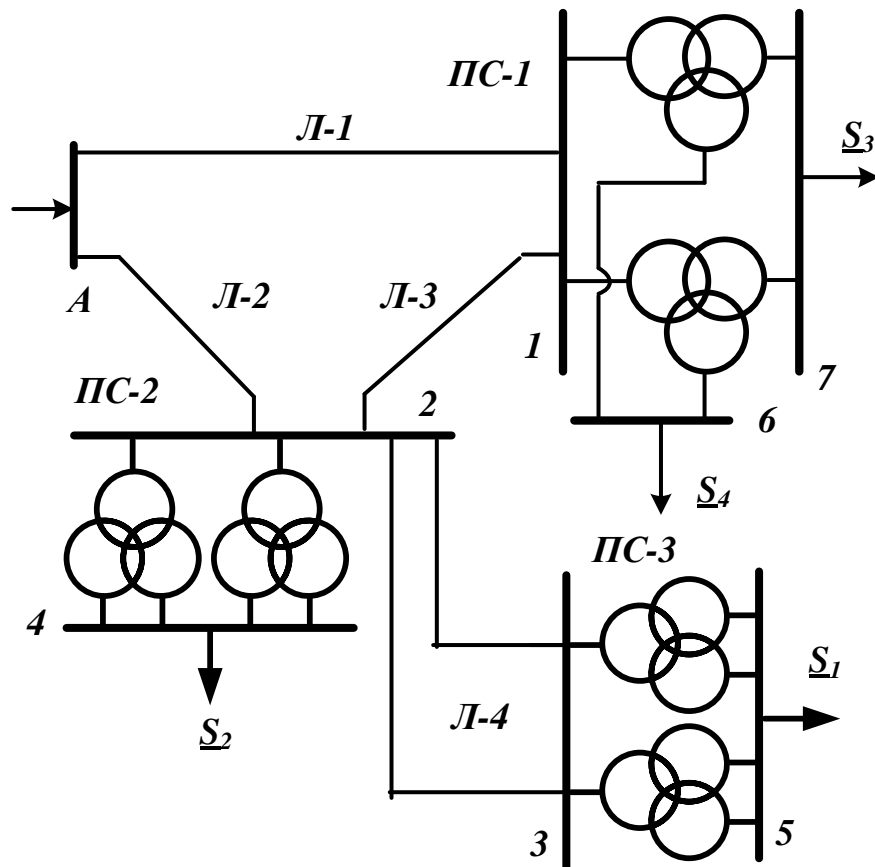


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

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 трансформаторів (рис. 1–5), включених паралельно і розраховуємо потужність.

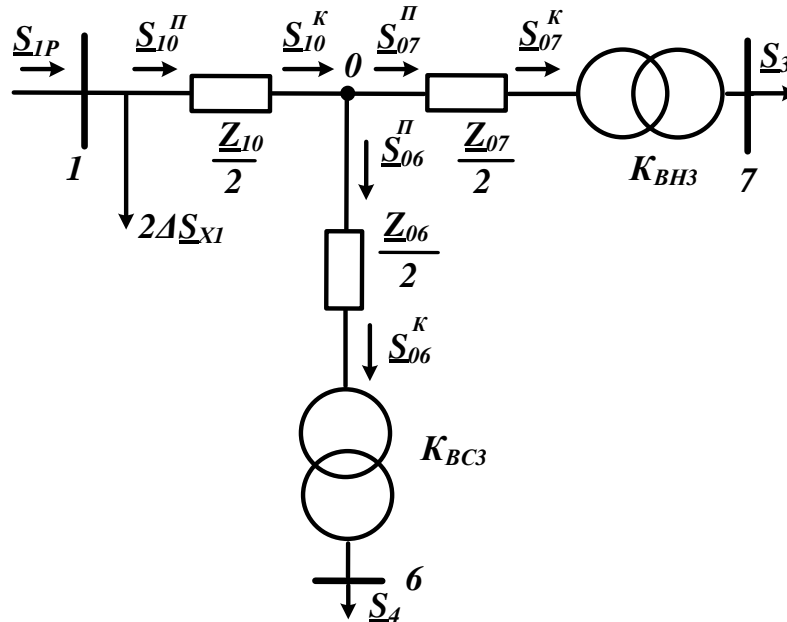


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС – 1

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

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

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

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

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_4 = 18 + j12 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^Pi = \underline{S}_{06}^K + \frac{(\underline{P}_{06}^K)^2 + (\underline{Q}_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{06}}{2} = 18,03 + j12 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{10}^K :

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{07}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 28,04 + j18,2 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{10}^{Π} :

$$\underline{S}_{10}^{\Pi} = \underline{S}_{10}^K + \frac{(\underline{P}_{10}^K)^2 + (\underline{Q}_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{ТВ}}{2} = 28,1 + j20,83 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^{\Pi} + 2\Delta\underline{S}_{1X} = 28,17 + j21,18 \text{ МВА}.$$

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

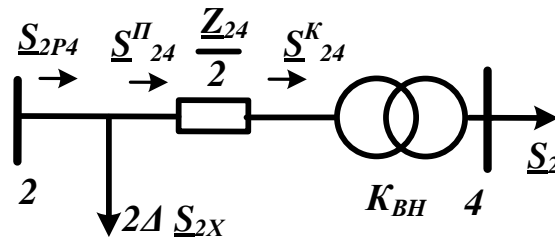


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС–2

Визначаємо потужність $\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 40 + j28 \text{ МВА}$

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

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(\underline{P}_{24}^K)^2 + (\underline{Q}_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{24}}{2} = 40,25 + j33,51 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2p4} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta\underline{S}_{X2} = 40,3 + j33,86 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 ПС – 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення трансформаторів (рис. 1.7).

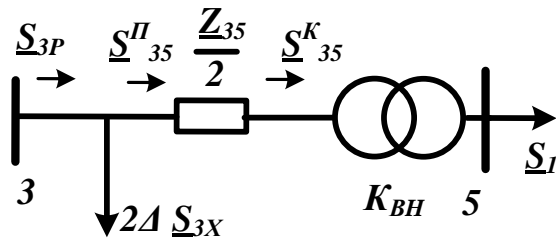


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС–3

Визначаємо потужність $\underline{S}_{35}^K = \underline{S}_I = 25 + j18 \text{ MVA}$

Визначаємо потужність \underline{S}_{35}^Π і \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{35}^\Pi = \underline{S}_{35}^K + \frac{(P_{35}^K)^2 + (Q_{35}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{35}}{2} = 25,1 + j20,19 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{35}^\Pi + 2\Delta S_{3X} = 25,15 + j20,54 \text{ MVA}$$

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

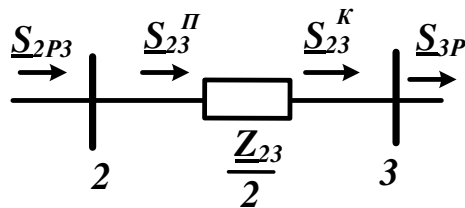


Рисунок 1.8 Схема заміщення лінії Л–4

Знаходиться потужність в кінці лінії Л–4 \underline{S}_{23}^K

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{3P} = 25,15 + j20,54 \text{ MVA}$$

Визначається потужність на початку лінії Л – 4:

$$\underline{S}_{23}^\Pi = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{23}}{2} = 25,38 + j20,91 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 при максимальному навантаженні.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{2P4} + \underline{S}_{23}^\Pi = 65,67 + j54,77 \text{ MVA}$$

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]:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{A2}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{A2}}{l_{A1} + l_{A2} + l_{12}} = 57,48 + j45,92 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 29,3 + j25,51 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot l_{A1} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{A1} + l_{12})}{l_{A1} + l_{A2} + l_{12}} = 36,36 + j30,02 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$93,84 + j76 = 93,84 + j76$$

Баланс потужності зійшовся.

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

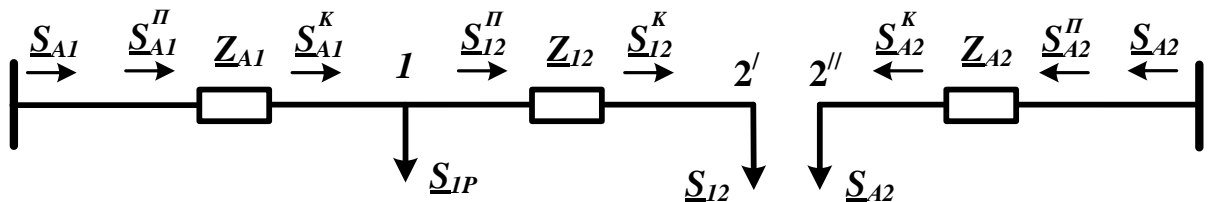


Рисунок 1.9 – Розімкнута мережа

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

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

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{A2} = 36,36 + j30,06 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A2}^{\Pi} = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{A2} = 38,15 + j33,17 \text{ МВА},$$

Знайдемо потужність \underline{S}_{12}^{Π} .

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 29,3 + j24,71 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(\underline{P}_{12}^K)^2 + (\underline{Q}_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 30,2 + j26,3 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^{\Pi} + \underline{S}_{1P} = 55,36 + j46,8 \text{ MVA}.$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 56,43 + j48,68 \text{ MVA}$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} + \underline{S}_{A2}^{\Pi} = 94,6 + j81,9 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

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

ПС-1

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} = 118,1 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = U_1 - \frac{P_{10}^{\Pi} R_{10} \cdot 0,5 + Q_{10}^{\Pi} X_{10} \cdot 0,5}{U_1} = 113 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузлів 6, 7//:

$$U_6^B = U_0 - \frac{P_{06}^{\Pi} \frac{R_{06}}{2} + Q_{06}^{\Pi} \frac{X_{06}}{2}}{U_0} = 112,83 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = U_0 - \frac{P_{07}^{\Pi} R_{07} \cdot 0,5 + Q_{07}^{\Pi} X_{07} \cdot 0,5}{U_0} = 112,2 \text{ кВ}$$

ПС-2

Визначимо напругу вузла 2/:

$$U_2' = U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1} = 113,65 \text{ кВ}$$

$$U_2'' = U_A - \frac{P_{A2}^{\Pi} R_{A2} + Q_{A2}^{\Pi} X_{A2}}{U_A} = 113,24 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 2 $U_2 = 113,44 \text{ кВ}$

Визначимо напругу вузла 4:

$$U_4^B = U_2 - \frac{P_{24}^{\Pi} \frac{R_{24}}{2} + Q_{24}^{\Pi} \frac{X_{24}}{2}}{U_2} = 104,74 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{23}^{\Pi} \frac{R_{23}}{2} + Q_{23}^{\Pi} \frac{X_{23}}{2}}{U_2} = 112,1 \text{ кВ}$$

ПС-3

Визначимо напругу вузла 5:

$$U_5^B = U_3 - \frac{P_{35}^{\Pi} R_{35} \cdot 0,5 + Q_{35}^{\Pi} X_{35} \cdot 0,5}{U_3} = 110,8 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,7 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 37,8 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,56 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,24 \text{ кВ}$$

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

					БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		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 _С =600 МВА

2.2 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

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

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

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

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

					БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Правдивець					Н	24	73
Перев.	Лебединський							
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв	Лебединський							
						СумДУ ЕТдн-84п		

2.3 Вибір трансформаторів власних потреб

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

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

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

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,7

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

$$S_{твп} \geq S_{вп},$$

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

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

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

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

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

					БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

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 $S_C = 800$ МВА.

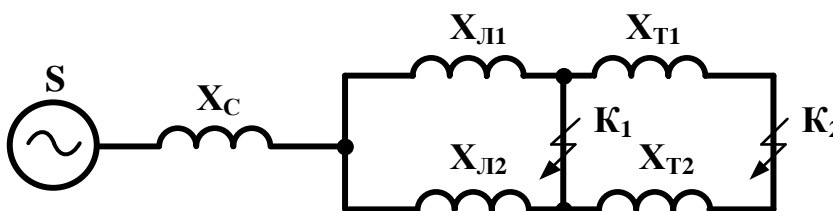


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{110^2}{600} = 20,17 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{L2})} = 1,93 \text{ кА.}$$

$$I_{K(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2})} = 1,71 \text{ кА.}$$

$$I_{K1} = I_{K(1)} + I_{K(2)} = 3,64 \text{ кА.}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2} + X_T)} = 0,94 \text{ кА}$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{I2} + X_T)} = 0,88 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,83 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці К₂:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{\text{В.НОМ}}}{U_{\text{Н.НОМ}}} = 19,97 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці К₁: $i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 8,25 \text{ кА},$

- в точці К₂: $i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 45,33 \text{ кА}.$

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

для точки К₁: $I_{нт1} = I_{K1} = 3,64 \text{ кА};$

для точки К₂: $I_{нт2} = I_{K2} = 19,97 \text{ кА}.$

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 – $T_a = 0,025$ с, для К₂

– $T_a = 0,05$ с);

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

Для точки К₁:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = 0,46 \text{ кА}.$$

Для точки К₂:

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ				28

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = 3,8 \text{ кА} .$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка К₁):

$$B_K = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,12 \text{ кА}^2\text{с} ,$$

для сторони НН (точка К₂):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 59,82 \text{ кА}^2\text{с} .$$

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 розми-кання контактів вимикача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , кА ² с
Шини 110 кВ К ₁	3,64	8,25	3,64	0,46	1,123
Шини 10 кВ К ₂	19,97	45,33	19,97	3,80	59,82

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:

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

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
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	3,64 кА	63 кА
$I_{yo} \leq I_{СКЗ}$	8,25 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вікл.Ном}$	3,64 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,46 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,12 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
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	19,97 кА	80 кА
$I_{уд2} \leq I_{СКВ}$	45,33 кА	74,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.ном}$	19,97 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,8 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	59,82 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 затухання 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
$I_{ПО} \leq I_{пр.СКВ}$	19,97 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	45,33 кА	74,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	19,97 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,8 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,82 кА ² с	181 кА ² с

Обрано вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

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

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	8,25 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,12 кА	2927 кА ² с

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

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

$$I_{СКВ.Пр.} = 80 \text{ кА},$$

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

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

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

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

2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шинах 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг; на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр; на лініях, що відходять 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії.

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності переріз мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

										Арк.
										34
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ					

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

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
$i_{y0} \leq I_{пр.СКВ}$	8,25 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,12 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:

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

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
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	19,97 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,82 $кА^2с$	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–IV.

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	8000 кА
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	45,33 кА	74,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,82 $кА^2с$	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, сталюалюмінієвими 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:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = 85,93 \text{ мм}^2$$

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.

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

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,426}{8}} = 27,7 \text{ Гц.}$$

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:

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

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

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

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

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{45,33^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{1,0667 \cdot 1,2} = 40,0 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прин}$, дотримується, так як $40 \leq 75$.

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.
									41
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ				

2.9 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

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

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

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або пилових заносів) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

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

									Арк.
									42
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ				

2.10 Заземлювальні пристрої підстанції

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

Заземлення, призначене для створіння нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

									Арк.
									43
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 428. ПЗ ЕТ				

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.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Правдивець				“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	44	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

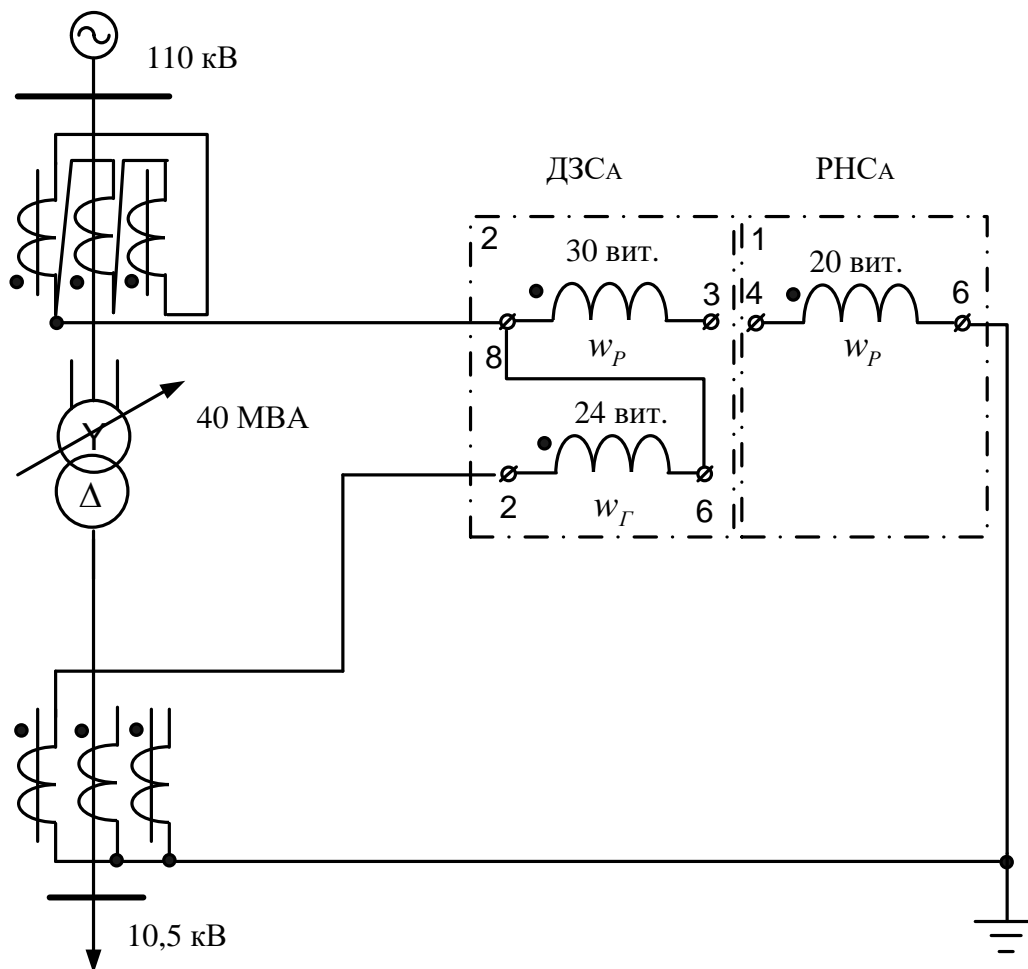


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

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.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ

Арк.

45

40000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

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

Технічні характеристики трансформатора:

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

$$\Delta P_K = 172 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 36 \text{ кВт},$$

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

$$U_B = 115 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 9 \times 1,78 \%,$$

$$K_3 = 0,61$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ

Арк.

46

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

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

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

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

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

Опір енергосистеми $X_c = 13,44$ Ом.

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{К.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.МІН} + X_{НН.МІН})} = 1,475 \text{ кА}$$

$$I_{К.МАКС.НН} = I_{К.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 17,0 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

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

$$I_{К.МІН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = 945,97 \text{ А}$$

$$I_{К.МІН.НН} = I_{К.МІН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 10,9 \text{ кА}$$

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.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ

Арк.

47

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1695 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1695 = 661,15 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 661 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	$I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}} \leq I_{\text{НОМ.В.ОСН}}$	2,89	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВДГ.РОЗР.НЕОСН}} = I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	–	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	–	–	АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	–	–	3,6
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	–	–	1 – 9
6	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	–	–	1 – 11

Продовження таблиці 3.2

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

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

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

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

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

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

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

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

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

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

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

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

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

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

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_z I_{*нб.розр} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{відв.ном.осн}}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.п}}}{I_{\text{відв.гальм.ном.п}}} - I_{*гальм.поч}} = 6,21$$

де $I_{\text{в.ном.осн}}$, $I_{\text{відв.ном.осн}}$, $I_{\text{відв.гал.розр.п}}$, $I_{\text{відв.гальм.ном.п}}$ – 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 шинах 110 кВ:

$$I_{c.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1239 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 826 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 4,962$$

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

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

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

$$k_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = 1,645$$

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);

4 Технічні заходи по зниженню річних втрат електроенергії

При підготовці звітності про впровадження технічних заходів в мегават-годинах зниження річних втрат електроенергії δW_{Φ} в мережі визначається за формулою (4.1) [16, 18]:

$$\delta W_{\Phi} = k_0 \cdot k_n \cdot (\Delta W_{1.p} - \Delta W_{2.p}), \quad (4.1)$$

де k_0 – коефіцієнт, що дорівнює **1**, коли значення розрахункових втрат визначалися в оптимальних режимах роботи мережі, та дорівнює **0,9**, коли значення втрат вираховувалися без попередньої оптимізації режимів, відн. од;

k_n – коефіцієнт, який враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії, відн. од;

$\Delta W_{1.p}$ і $\Delta W_{2.p}$ – значення розрахункових втрат електроенергії у мережі, що визначаються до і після проведення заходу, МВт·год.

Плановане зниження річних втрат електроенергії при впровадженні технічних заходів приймається з урахуванням розвитку електричних мереж, проектів їх реконструкції, де повинна оцінюватися ефективність цих заходів.

4.1 Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

Найбільш ефективним технічним заходом є установка і введення в експлуатацію пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) [16, 18].

Якщо наведені витрати, пов'язані з їх спорудженням та експлуатацією, будуть менші за отримуваний при цьому в енергосистемі економічний ефект, то установка додаткових компенсуючих і регулюючих пристроїв буде ефективною:

$$Z_w + Z_Q + Z_U + Z_P - Z_K \geq 0$$

де Z_w , Z_Q , Z_U і Z_P – математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат енергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в

					БР.5.6.141.428.ПЗ.ЕТ		
Вим	арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Правдивець				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський				н	55	73
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський						
					Технічний заході по зниженню річних втрат електроенергії		

енергосистемах, дефіцитних по реактивній потужності), підвищення рівня напруги і підвищення рівня пропускнуої здатності мережі;

Z_k – витрати на установку та експлуатацію компенсуючого чи регулюючого пристрою.

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається за формулою (4.1). Воно повинно бути зменшене на втрати у компенсуючих пристроях ΔW_{ky} в мегават – год., які знаходяться для батарей конденсаторів за формулою (4.2):

$$\Delta W_{ky} = \operatorname{tg} \delta \cdot Q_{ky} \cdot T, \quad (4.2)$$

де $\operatorname{tg} \delta$ – відносні втрати у компенсаторі;

Q_{ky} – потужність компенсуючого пристрою, кВАр;

T – час роботи компенсуючого пристрою, год.

Для орієнтовної оцінки зниження втрат електроенергії від встановлення і введення до роботи пристрою компенсації у розімкнутій електричній мережі δW в мегават - годинах можна примінити формулу (4.3):

$$\delta W = \left[(2 \cdot Q_{ky} \cdot Q_n - Q_{ky}^2) \cdot R_{екв} \cdot \tau \cdot \frac{K_n}{U_n^2} - \Delta W_{ky} \right], \quad (4.3)$$

де Q_n – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі, кВАр;

$Q_{кп}$ – потужність компенсуючих пристроїв, кВАр;

U_n – номінальна напруга мережі, В;

τ – час найбільших втрат, год;

$R_{екв}$ – опір мережі, еквівалентний по втратах потужності, Ом;

$\Delta W_{кп}$ – втрати у компенсуючих пристроях, МВт·год.

Зниження втрати напруги в мережі відбувається разом зі зниженням втрат електроенергії при установці КРМ. Тобто, якщо до проведення заходів з компенсації реактивної потужності втрати напруги були:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}.$$

то після проведення таких заходів (без урахування регулюючого ефекту навантаження, бо він у даному випадку незначний), стали:

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{кп}) \cdot X}{U}$$

При цьому зниження втрати напруги такі:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = Q_{кп} \cdot \frac{X}{U},$$

де P і Q – активне і реактивне навантаження ділянки мережі;

R і X – активний та індуктивний опори ділянки мережі від даної точки до пункту, де здійснюється центроване регулювання напруги (наприклад, до трансформатора з РПН);

U – напруга мережі.

4.2 Доцільність заміни проводів на перевантажених лініях

За мінімумом приведених витрат на заміну повинна оцінюватися доцільність заміни проводів перевантажених ліній. При цьому враховується фактичне навантаження ліній, передбачуване збільшення навантаження на перспективу і вартість заміни проводів. Найчастіше такий підхід застосовується в електричних мережах 380 В і (6–10) кВ [18].

Якщо максимальні струмові навантаження проводів більші значень, зазначених в таблиці 4.1 [16], заміна проводів існуючих перетинів проводами великого перерізу в мережах (6–10) кВ, як правило, буде доцільною.

Таблиця 4.1 - Максимальні струмові навантаження проводів

Параметри	Сталеві		Алюмінієві і сталевалюмінієві				
	Існуючі перерізи проводів, мм ²	19,6	25	16	25	35	50
Струмові навантаження проводів, А	13	30	50	70	100	135	210

Переріз проводу на перевантаженій лінії, як правило, потрібно змінювати на інший, що перевищує попередній на два ступені (А-16 - на А-35, А-35 - на А-70 і т.д.).

Фактичне зниження втрат електроенергії вираховується за формулою (4.1) для мереж усіх класів напруги.

Плановане зниження втрат в мережах 380 В та 6-10 кВ визначається за усередненими питомими нормами при відсутності проектних розрахунків, а в мережах більш вищої напруги - як і фактичне, за формулою (4.1).

4.3 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель

Зниження фактичних зниження втрат електроенергії при проведенні заходу $\Delta W_{\phi 4.3}$ в мегават-годинах вираховується, як сума знижень втрат в замінних відгалуженнях за формулою (4.4):

$$\Delta W_{\phi 4.3} = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot L \cdot I^2 \cdot \tau \cdot K_n, \quad (4.4)$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомий опір матеріалу, старого та нового проводів, Ом·мм²/км;

$\rho_{Al} = 31,5$ Ом·мм²/км – для алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів,

$\rho_{Cu} = 18,6$ Ом·мм²/км – для мідних,

$\rho_{Fe} = (125-140)$ Ом·мм²/км – для сталевих при струмі навантаження 3–5 А;

F_1 і F_2 – перерізи відповідно старого і нового проводів, мм²;

m – кількість фаз в відгалуженні;

$m = 1$ при однофазному відгалуженні,

$m = 3$ при трифазному відгалуженні;

L – довжина відгалуження, км;

I – струм у відгалуженні, А;

τ – час найбільших втрат, ч,

										Арк
										58
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ					

K_n – коефіцієнт, який враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії, відн. од.

При проведенні заходу допускається наближена оцінка зниження втрат $\Delta W_{\phi.4.3}$ у мегават-год. за формулою (4.5):

$$\Delta W_{\phi.4.3} = 0,006 \cdot n_{\text{від}}, \quad (4.5)$$

де $n_{\text{від}}$ – планована кількість відгалужень, які замінюються.

4.4 Доцільність заміни перевантажених силових трансформаторів

Розглядаючи доцільність заміни трансформаторів, потрібно керуватися [18], а також деякими рекомендаціями.

Якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів $k_{3.L}$ у відносних одиницях більший за верхню межу економічно доцільного завантаження $k^B_{3.L}$, на підстанціях проводиться заміна перевантажених трансформаторів.

$$K_{3.L} > k^B_{3.L}$$

Верхня межа завантаження $k^B_{3.L}$ у відн. одиницях визначається за формулою (4.6):

$$k^e_{3.L} = \sqrt{\frac{(P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T \cdot 3 + K}{(P_{кз.L} - k_{\text{вм}}^2 \cdot P_{кз.(L+1)}) \cdot T \cdot 3}}, \quad (4.6)$$

де P_{xx} і $P_{кз}$ – паспортні значення втрат відповідно холостого ходу і короткого замикання, МВт;

3 – вартість однієї МВт·год активної електроенергії в енергосистемі, що розглядається (грн);

індекс L відноситься до трансформатора, який замінюється,

індекс $(L+1)$ – відноситься до нового трансформатора, більшої потужності;

T – тривалість роботи трансформатора, год.;

$k_{\text{вм}}$ – коефіцієнт відношення номінальних потужностей трансформаторів $S_{n.L} / S_{n.(L+1)}$;

K – вартість заміни трансформаторів, у кожному конкретному випадку визначається за формулами (4.8), (4.9), гривень.

Витрати (грн.) на впровадження заходів, пов'язаних з установкою нового обладнання (K_n), повинні враховувати вартість обладнання (K_o), будівельних і монтажних робіт ($K_{б.м}$), транспортні витрати (4.7) та інші (K_n): (4.7)

$$K_n = K_{б.м} + K_o + K_n \quad (4.7)$$

Витрати (грн.) на заміну старого обладнання на більш нове на діючій підстанції визначаються формулою (4.8):

$$K = K_n + K_{дм} - K_l, \quad (4.8)$$

де $K_{дм}$ – вартість демонтажу устаткування,

K_l – ліквідна вартість обладнання, яке демонтується та може бути використане на інших об'єктах.

Витрати (грн.) при заміні обладнання з обмінного фонду визначаються (4.9):

$$K = K_m + K_{дм}, \quad (4.9)$$

де K_m – демонтаж обладнання.

Витрати (грн.) при заміні обладнання, яке встановлене в мережі, визначаються формулою (4.10):

$$K = K_{дм.L} + K_{м.L} + K_{дм.(L-1)} + K_{м.(L-1)}, \quad (4.10)$$

де L – відноситься до обладнання, що замінюється, а $(L-1)$ - до нового обладнання.

Дані показники можна визначити за відповідними преїскурантами, укрупненими одиничними розцінками і т.ін., та краще провести розрахунки відповідно до реальних витрат.

При заміні перевантаженого трансформатора, або установці додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат $\delta W_{н.втрат}$ в мегават-годинах (4.11):

$$\delta W_{н.втрат} = (P_{н.втрат.L} - K_{вт}^2 \cdot P_{н.втрат.(L+1)}) \cdot K_{з.L} \cdot K_n \cdot \tau \quad (4.11)$$

та збільшення втрат холостого ходу δW_{xx} в мегават-годинах (4.12):

$$\delta W_{xx} = (P_{xx.(L+1)} - P_{xx.L}) \cdot T, \quad (4.12)$$

де T – тривалість роботи трансформатора, год.

Сумарне зниження втрат енергії δW в мегават-годинах буде (4.13):

$$\delta W = \delta W_{н.втрат} - \delta W_{xx}. \quad (4.13)$$

4.5 Застосування нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

При встановленні додаткового трансформатора значення $P_{xx,L}$ і $P_{кз,L}$ є сумарними для всіх трансформаторів, що були в наявності до введення додаткового трансформатора, а $P_{xx,(L+1)}$ і $P_{кз,(L+1)}$ – те ж, після його встановлення.

Втрати холостого ходу, у загальному випадку, при установці сучасного трансформатора можуть не зростати, а зменшуватися.

Термін окупності встановленого трансформатора $T_{окуп}$ (рік) визначається виразом (4.14):

$$T_{окуп} = \frac{K}{\Delta W \cdot Z}, \quad (4.14)$$

де K – визначається за формулою (4.10),

δW – визначається за формулою (4.13).

Величина Z з формули (4.14) відповідає вартості однієї МВт·години.

Тільки при відсутності інформації про графіки навантажень застосування загального для даної мережі τ у формулі (4.11) виправдане. Більш точні методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії потрібно застосовувати залежно від повноти режимної інформації. При встановленні нових трансформаторів використання формули (4.10) є неприпустимим.

4.6 Доцільність заміни недовантажених силових трансформаторів

Якщо прогнозований на 4 – 5 років коефіцієнт завантаження трансформатора в режимі найбільших навантажень менший нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установка трансформатора меншої потужності не призводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій і більше – і в аварійному) режимі, виконується заміна недовантаженого

трансформатора (за неможливості його відключення) трансформатором меншої потужності.

Перша умова має вигляд (4.15):

$$K_{3,L} < k_{3,L}^n, \quad (4.15)$$

а друга - записується у вигляді виразу (4.16):

$$k_{n,m} \cdot k_{3,L} < k_{c.n.(L-1)}, \quad (4.16)$$

де $k_{3,L}$, $k_{3,L}^n$ – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження замінного трансформатора, відн. од;

$k_{n,m}$ – відношення номінальних потужностей трансформаторів, відн. од;

$k_{c.n}$ – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора, відн. од.

Індекс L - відноситься до трансформатора, що замінюють, ($L - 1$) – до нового трансформатора, менш потужного.

При наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів даної потужності, нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора k_3 визначається з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою (4.17):

$$k_{3,L}^{n,n} = \sqrt{\frac{(P_{xx,L} - P_{xx,(L+1)}) \cdot T \cdot 3 - K}{(k_{n,m}^2 \cdot P_{k3,(L-1)} - P_{k3,L}) \cdot \tau \cdot 3}}, \quad (4.17)$$

У нашому випадку $k_{3,L}^n = k_{3,L}^{n,n}$.

При заміні недовантажених трансформаторів зменшуються втрати електроенергії холостого ходу δW_{xx} у мегават-год. (4.18):

$$\delta W_{xx} = (P_{xx,L} - P_{xx,(L+1)}) \cdot T, \quad (4.18)$$

де $P_{xx,L}$ та $P_{xx,(L-1)}$ – паспортні значення втрат холостого ходу, Мвт·год,

індекс L - відноситься до початкового трансформатора,

індекс ($L - 1$) – до недовантаженого трансформатора.

При цьому зростають навантажувальні втрати $\delta W_{нав.втр}$ в мегават-год. (4.19):

$$\delta W_{нав.втр} = (k_{н.м}^2 P_{нав.втр,(L-1)} - P_{нав.втр,L}) \cdot k_{3,L}^2 \cdot \tau \cdot k_n. \quad (4.19)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії δW в мегават-годинах визначається з формули (4.20):

$$\delta W = \delta W_{xx} - \delta W_{нав.втр}, \quad (4.20)$$

де δW_{xx} – втрати електроенергії холостого ходу, МВт·год;

$\delta W_{нав.втр}$ – навантажувальні втрати, МВт·год.

Термін окупності даних заходів по заміні недовантажених і перевантажених трансформаторів повинен бути меншим року, а при можливості сезонної заміни - 3 - 4 місяці.

У разі установки нового трансформатора термін окупності повинен також бути незначним.

Але, як правило, необхідність встановлення нового силового трансформатора визначається технічними факторами (поява нового споживача, реконструкція мережі і т.ін.).

Можливості обміну трансформаторів між собою обмежені, так як заміна перевантажених трансформаторів в даний час виконується досить мало, а недовантажених трансформаторів дуже багато..

Слід зазначити, що реалізація цього заходу на даному етапі є досить актуальною.

Буває, що заміна трансформаторів виконується персоналом енергосистем за рахунок коштів капітального ремонту, і тоді витрати з формул (4.6), (4.17) можна не враховувати. Тоді формули істотно спрощуються (4.21):

$$k_{3.L}^e = \sqrt{\frac{(P_{xx.(L+1)} - P_{xx.L}) \cdot T}{(P_{кз.L} - k_{вт}^2 \cdot P_{кз.(L+1)}) \cdot \tau}} \quad (4.21)$$
$$k_{3.L}^{н.п} = \sqrt{\frac{(P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T}{(k_{н.п}^2 \cdot P_{кз.(L-1)} - P_{кз.L}) \cdot \tau}}$$

4.7 Застосування пристроїв автоматичного регулювання потужності батареї статичних конденсаторів

Досить ефективним заходом підвищення ефективності використання конденсаторних батарей є автоматичне регулювання потужності (АРП).

У ряді випадків установка нерегульованих БСК в вузлах мережі виявляється недостатньо ефективною, а в деякі години доби навіть шкодить із за перекомпенсації навантаження і неприпустимих завищень рівнів напруги (при різкозмінних графіках реактивного навантаження споживачів).

Сумарний ефект від виконання цього заходу складається зі зниження втрат потужності за окремі години доби та одночасної оптимізації рівнів напруги в вузлах мережі.

При цьому не завжди АРМ БСК діє на ці показники у одному напрямку.

Бувають такі випадки, коли при покращенні режиму напруги втрати електроенергії в мережі зростають.

При ступінчастому регулюванні потужності БСК можуть також бути режими роботи споживачів як з зайвою перекомпенсацією, так і з недостатньою компенсацією. А тому важливо, що крім сумарної оптимальної потужності та місць установки, визначити ще і доцільне число секцій БСК та режими роботи останніх. Очевидно, число секцій має бути більшим, чим менший рівномірний графік роботи споживача.

Необхідно враховувати, що за рахунок установки додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів і т.п.) при збільшенні числа секцій зростає вартість БСК. Тож, при роботі параметрів АРМ потрібно забезпечувати раціональне співвідношення між збільшенням вартості БСК за рахунок установки пристроїв АРМ і ефектом їх застосування.

У загальному випадку установка АРМ БСК є економічно доцільною, коли виконуються умови (4.22) та (4.23):

$$\delta W_{з.втр.ел} - Z_{прив.втр} \geq 0; \quad (4.22)$$

$$U_{t,min} \leq U_{t,i} \leq U_{t,max} , \quad (4.23)$$

де $\delta W_{з.втр.ел}$ – зниження втрат електроенергії у мережі за рік від установки АРМ БСК;

$Z_{прив.втр}$ – приведені витрати на установку додаткових пристроїв АРМ.

Чк зазначено вище, в окремих випадках АРМ БСК встановлюється тільки для місцевого регулювання напруги.

При цьому втрати електроенергії можуть як збільшуватися, так і бути меншими.

Випускають декілька модифікацій автоматичних регуляторів потужності БСК.

Області їх застосування можуть бути такими:

1) регулювання по напрузі на шинах підстанції. Для тих випадків, коли основне завдання - регулювання напруги;

2) регулювання по струму навантаження. Для вузлів мережі, що мають різко змінний графік споживання реактивної потужності;

3) регулювання в напрямку реактивної потужності. Для окремих тупикових підстанцій;

4) регулювання по часу доби. Для досить постійного добового графіка реактивного навантаження мережі.

Для нерегульованої БСК, з потужністю, прийнятою рівною середньому значенню реактивної потужності за графіком навантаження, ця частка визначалася у відсотках від втрат потужності за відсутності БСК.

Як результат, отримано рівняння регресії, що зв'язує частку відносних незкомпенсованих втрат потужності та часу втрат:

$$\delta P = 24,85 - 0,0029 \cdot \tau.$$

Такі ж розрахунки були проведені при ступінчастому регулюванні потужності БСК, різній кількості секцій БСК, зокрема годин втрат без урахування зони нечутливості регулюючого пристрою [3]. Результати розрахунку приведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Частка незкомпенсованих втрат

Частка втрат, незкомпенсованих δP , % при числі секцій регульованої БСК:	Час втрат τ , год		
	3000	3000 - 5000	5000
2-3	3-5	1-3	1
4-6	1	1	0

Отже, зауважимо з таблиці, що вже при трьох ступенях регулювання та часу втрат понад 5000 год досягається практично повна компенсація втрат, яка обумовлена передачею реактивної потужності.

4.8 Автоматизація управління режимами електричних мереж

Для автоматизації управління режимами електричних мереж потрібно:

- а) встановити телевимірювання та інші засоби зв'язку в електричній мережі;
- б) реконструювати чи замінити приводи, або самі комутуючі апарати.

Перед встановленням телевимірювань (ТВ) необхідно провести оцінку спостережливості мережі (визначення зон, можливість управління ними за допомогою вже встановлених засобів ТВ) та визначити оптимальні місця установки додаткових засобів ТВ.

Ця оцінка проводиться за спеціальними програмами і представляє собою одноразову операцію. На підставі неї розробляється план оснащення мережі телевимірювальними засобами.

4.9 Доцільність переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Одним з основних факторів підвищення пропускної спроможності мережі та зниження втрат потужності і енергії є номінальна напруга.

Коли за рахунок інших, нижче розглянутих заходів, неможливо досягти бажаного ефекту здійснюється перехід на нову, більш високу ступінь напруги.

Але при цьому слід зауважити, що підвищення номінальної напруги – це захід капіталомісткий.

Для свого впровадження він потребує значних грошових коштів, обладнання, матеріалів.

Труднощі при здійсненні цього заходу полягають в досягненні необхідного рівня ізоляції для введеного відповідного ступеню напруги.

По суті, при цьому доводиться провести реконструкцію всієї мережі.

А отже, у такому вигляді перевід мережі на новий ступінь напруги відбувається досить не часто, за винятком старих ділянок, які стали непридатними для роботи.

В основному підвищення номінальної напруги мережі здійснюється за двома напрямками:

а) за рахунок зменшення запасу ізоляції існуючих повітряних ліній і реконструкції підвищувальних та понижувальних підстанцій, що найбільш характерне для:

- міських та сільських розподільних мереж (6 – 10) кВ,
- міських кабельних мереж (6 – 10) кВ, і т. ін.

б) за допомогою спорудження мережі живлення більш високої напруги у вигляді глибоких введів до центрів електроспоживання, розвантаження за рахунок цього існуючих ліній і перевід їх до розряду розподільних.

Доцільність переходу на новий ступінь напруги повині підтвердити відповідні техніко-економічні розрахунки.

Умовою вибору номінальної напруги мережі є величина переданої потужності і дальності передачі.

При цьому проектування електричних мереж може також бути використане, як позитивний досвід.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		67

Висновки

В результаті виконання роботи бакалавра було зроблено наступне.

Вибрані марки проводів електромережі, обрані трансформатори на підстанціях мережі. Проведено розрахунок параметрів електричної мережі. Визначені напруги у вузлах мережі, втрати напруги та потужності в мережі і трансформаторах. Зазначені способи регулювання напруги у вузлах навантаження.

Проведено розрахунок електричної частини підстанції, обрано комутаційне вимірювальне обладнання. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання при нормальних і післяаварійних режимах, враховуючи перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних та експлуатаційних робіт, обрана головна схема електричних з'єднань підстанцій. З врахуванням навантаження, обрані електровимірювальні трансформатори.

Розрахований релейний захист лінії, яка підходить до трансформатора. Визначено уставки спрацьовування захистута і забезпечена його чутливість.

Розглянуто питання аналізу технічних заходів з планового зниження річних втрат електроенергії.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		68

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. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. -52 с
<http://www.energyland.info/files/library/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.

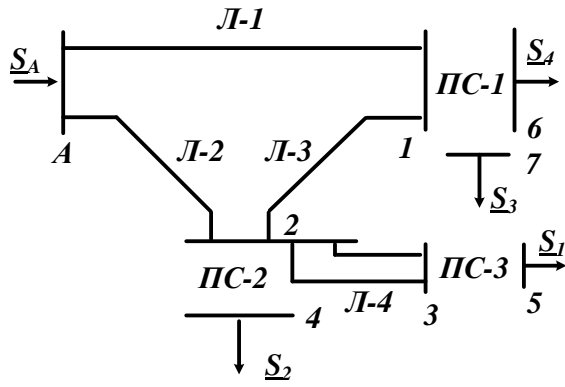
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

- 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

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

- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 12 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 <https://studfile.net/preview/7510732/page:22/>.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		71



Початкова схема мережі

Категорія споживача

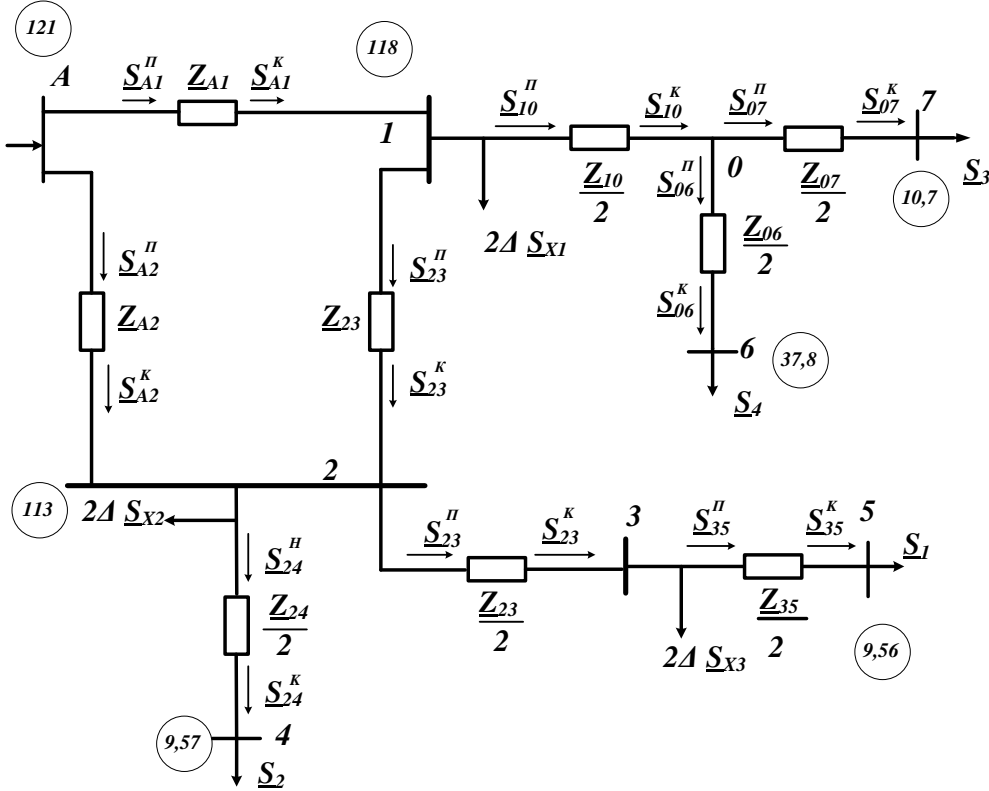
- $S_1 - I$
- $S_2 - II$
- $S_3 - II$
- $S_4 - II$

Довжина ліній

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

Потужності навантажень

- $S_1 = 25 + j18$ МВА
- $S_2 = 40 + j28$ МВА
- $S_3 = 10 + j6$ МВА
- $S_4 = 18 + j12$ МВА



Розрахункова схема заміщення мережі

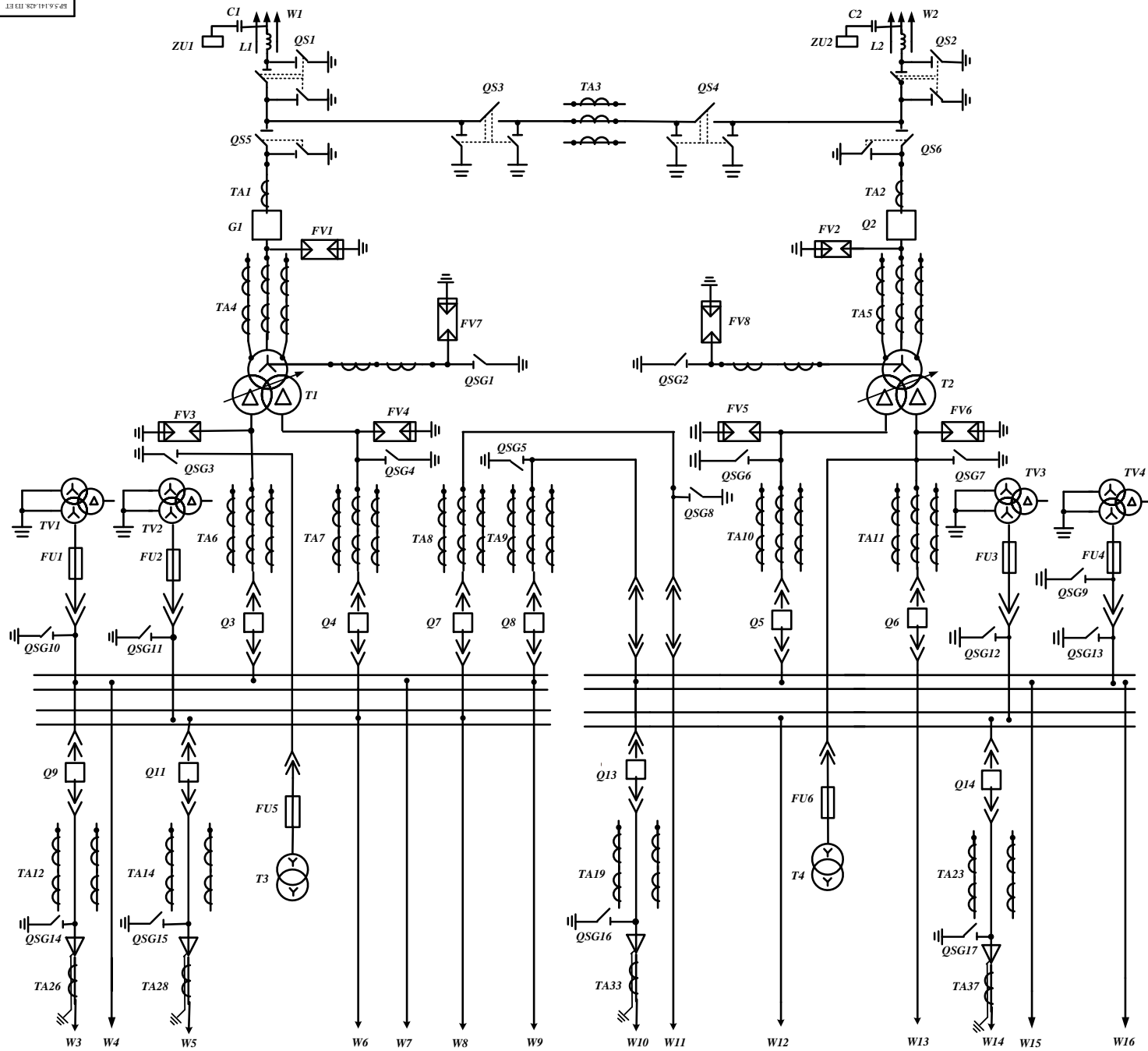
1-3 $27,1 + j17,2$ $27 + j15$

Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
0-7	$10,01 + j6,2$	$10 + j6$
0-6	$18,03 + j12$	$18 + j12$
1-0	$28,1 + j20,82$	$28,06 + j18,2$
2-4	$38,22 + j29,75$	$40 + j28$
3-5	$25,1 + j20,54$	$25 + j18$

Пози	Початок	Кінець
2-3	$25,36 + j20,96$	$25,15 + j20,54$
A-1	$56,44 + j48,68$	$55,36 + j46,8$
1-2	$30,2 + j26,3$	$29,3 + j24,71$
A-2	$38,16 + j33,17$	$36,38 + j30,07$

				БР.5.6.141.428.П3.ЕТ			
Вид	Фр.	М.докум.	Помил.	Лист	Листів	Лист	Листів
Розроб.	Проектував.	Перевірив.	Лист	Листів	Лист	Листів	Листів
Конструював.	Лист	Листів	Лист	Листів	Лист	Листів	Листів
Рисув.	Лист	Листів	Лист	Листів	Лист	Листів	Листів
Нормув.	Лист	Листів	Лист	Листів	Лист	Листів	Листів
Заг.	Лист	Листів	Лист	Листів	Лист	Листів	Листів
Аналіз технічних заходів по зниженню рівня втрат електроенергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж						СумДУ, гр.ЕТ0и-84и	
Розрахунок електричної мережі						СумДУ, гр.ЕТ0и-84и	



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000-НУХЛП	6
5	Q1, Q2	Вимикач 100SFMT63SF	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛП	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛП	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 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 НТМИ-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 присідання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БР.5.6.141.428. ПЗ ЕТ					
Дат	Др	Вр	Др	Др	Др
Розроб.	Проєктував	Перевірив	Діагност	Діагност	Діагност
Начальн.	Підписав	Підписав	Підписав	Підписав	Підписав
Розроб.	Проєктував	Перевірив	Діагност	Діагност	Діагност
Начальн.	Підписав	Підписав	Підписав	Підписав	Підписав
Дат	Підписав	Підписав	Підписав	Підписав	Підписав

Аналіз технічних завдань на виконання річних планів електромережі та розробку річних робіт електромережі

Розробка електричної частини підстанції

СумДУ, гр.ЕТДн-84п