

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Даниленко Д.В.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Даниленка Дениса Володимировича

Тема роботи: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності”

1 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;
- зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності.

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-10.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	11.05.-18.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.-25.05.2020	
4	зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності.	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п _____

Даниленко Д.В.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 66, Рис. 12, табл. 18, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності.” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Даниленко Д.В.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 66 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. Зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності.

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	5
Вступ		6
1 Вихідні дані		9
1.1 Вибір напруги мережі		11
1.2 Розрахунок потужності трансформаторів		11
1.3 Розрахунок режиму замкнутої мережі		22
2 Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ		27
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів		27
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції		29
2.3 Вибір трансформаторів власних потреб		30
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання		33
2.5 Вибір високовольних електричних апаратів РП і струмоведучих частин		35
2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги		37
2.7 Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)		42
2.8 Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина		43
2.9 Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина		44
3 Розрахунок релейного захисту		45
3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21		45
3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається		46
3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту, з реле типу ДЗС-21		47
3.4 Захист від надструмів (МСЗ)		55
4 Зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності		57
4.1 Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності		57
4.2 Розрахунок втрат електроенергії до і після компенсації реактивної потужності		59
4.3 Вибір батарей конденсаторів		61
Висновки		62
Література		63
Додаток А		65
Додаток Б		66

					<i>БР.5.141.643.ПЗ.ЕТ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Даниленко Д.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ефімов Г.П.</i>				5	66
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ гр.ЕТдн-61п</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</i>					

Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії при компенсації реактивної потужності

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Лист</i>

Вступ

Зменшення капітальних вкладень у ремонт та будівництво засобів електропостачання призвело до того, що майже 1/3 частина електромереж і трансформаторних підстанцій перебувають в аварійному стані, потребують заміни через зношеність. Зумовлені структурними змінами в АПК зміни навантаження сільськогосподарських споживачів перевели значну частину електричних мереж у неоптимальний стан, що привело до зростання втрат електричної енергії в елементах мережі.

Незадовільний технічний стан електричних мереж негативно впливає на надійність електропостачання та якість електричної енергії. Перерви у електропостачанні сягають 10% та більше від загального часу технологічних процесів протягом року (проти 0,1% у розвинутих країнах). Відхилення напруги на за тискачах електроприймачів у 3...4 рази перевищують допустимі за ГОСТ 13109-97 значення. Тривалість поставки неякісної енергії складає (у найвіддаленіших споживачів) 45% від загального часу роботи.

За досить попередніми оцінками економічні втрати в Україні від перерв електропостачання та зниження якості електроенергії за наближеними оцінками сягають до 1 млрд. грн. щорічно і, при цьому, енергопостачальні організації практично не несуть відповідальність за відключення і постачання неякісної електроенергії. На сьогодні взаємовідносини між споживачем і електропостачальною організацією здійснюються на основі типових договорів про користування електричною енергією, які сформовано за пропозиціями Міністерства палива та енергетики України. Представництва державних органів, що формують аграрну політику, в силу певних причин не мали змоги приймати участь у формуванні зазначених документів. Це призвело до нерівнозначної відповідальності споживача і постачальника електроенергії у договірних відносинах.

Розрахунки і практика показують, що доля передбаченої нормативними документами компенсації не перевищує 5%, а іноді і 0,1% від загальної величини збитків споживача.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналіз стану параметрів і режимів роботи електричних мереж в агропромислових районах, та дії нормативно-технологічних документів, що регулюють взаємовідносини між постачальником та споживачем електроенергії свідчать про наступне.

Економічні збитки в Україні від перерв електропостачання та зниження якості електроенергії за наближеними оцінками сягають до 1 млрд-грн. щорічно.

Низький рівень надійності електропостачання та відхилення показників якості електроенергії призводить до зменшення ефективності діяльності сільськогосподарських виробників, експлуатаційного ресурсу та виходу з ладу виробничої та побутової техніки, погіршення соціально-побутових умов селян та ін.

Відповідальність енергопостачальних організацій та компенсація втрат споживачу від зниження надійності електропостачання та якості електроенергії, що передбачені чинними "Правилами користування електричною енергією", неадекватні втратам споживачів і складають на сьогодні від 0,1 до 5% від загального обсягу збитків.

Компенсація електропостачальних організацій споживачу за перерви електропостачання та зниження якості електроенергії повинна відшкодовувати втрачену вигоду, у тому числі втрати від псування продукції, обладнання, зниження продуктивності та ін.

На сьогоднішній день в Україні не існує методики визначення обсягів відшкодування.

Важливим фактором у формуванні відносин споживача електроенергії та енергопостачальної організації повинен бути незалежний контроль надійності електропостачання та якості електроенергії. Для організації системи позаповідомчого контролю необхідно створити лабораторію. Діяльність лабораторії буде суттєво впливати на виправлення відносин у системі „споживач-постачальник електроенергії“.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1. Розрахунок параметрів ліній та трансформаторних підстанцій.

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;

- По напрузі мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних ліній;

- По напрузі мережі і навантажень вибрати трансформатори;

- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів

. Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів

. Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в про б мотках трансформаторів).

• скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат в гілки намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями);

- Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включених в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напругу в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів .

- Рахуючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконати розрахунок режиму розімкнутої мережі. Визначити напругу у вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в гілках. Перевірити допустимість режиму за рівнями напруг і по нагріванню проводів;

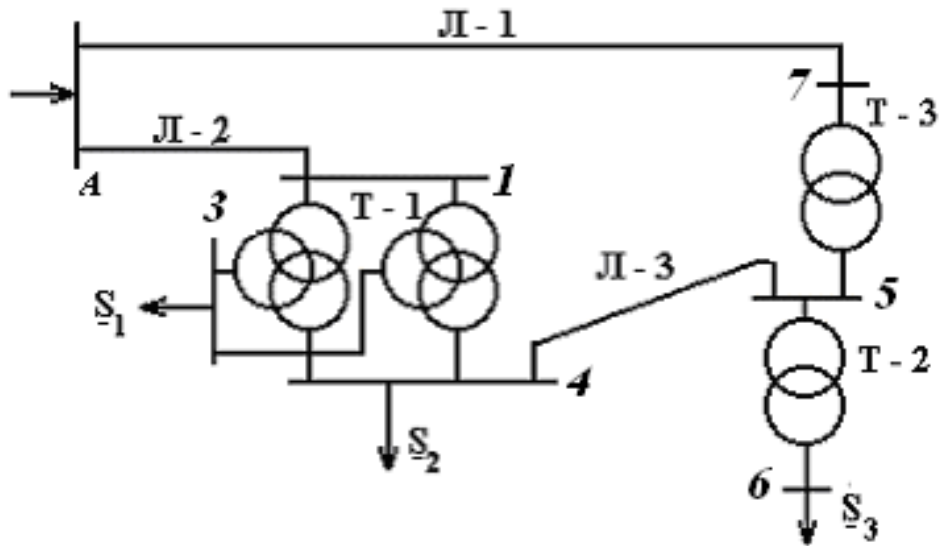
- При необхідності запропонувати способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

Вихідні дані

Таблиця 1.1

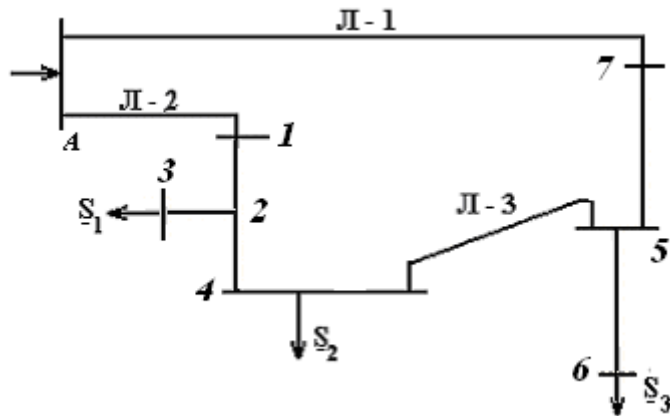
Номер схеми	Номер варіанта	Довжина ПЛ, км			Потужності навантажень , мВА		
		Л-1	Л-2	Л-3	S-1	S-2	S-3
6	8	80	60	50	15 + j7,5	85 + j40	30 + j15

									Арк.
									9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.643.ПЗ				



Малюнок 1.1 Вихідна схема з позначенням вузлів

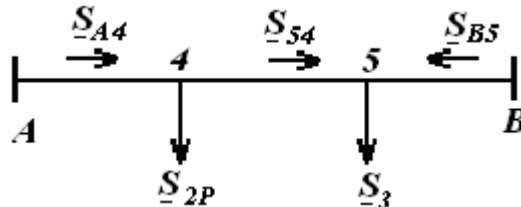
Прийmemo навантаження вузла 3 рівній навантаженню \underline{S}_1 , а навантаження вузла 4 рівній навантаженню \underline{S}_2 , навантаження вузла 6 рівній навантаженню \underline{S}_3 . Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 і ділянок з трансформаторами (малюнок 2).



Малюнок 1.2 Замкнута мережа

Об'єднуємо навантаження вузлів 3 і 5.

Розмикаємо по джерелу схему, наведену на малюнку 1.2.



Малюнок 1.3 Розімкнута мережу

$$\underline{S}_{A4} = \frac{\underline{S}_{2P} l_{4B} + \underline{S}_3 l_{5B}}{l_{AB}} = 81 + j38,815 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{45} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}_{2P} = -18,94 - j8,68 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B5} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{54} = 48,94 + j23,68 \text{ MVA}$$

1.1 Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (малюнок 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
Довжина ділянки, км	80	60	50
Напруга ділянки, кВ	132	159	84

Приймаємо напруга на ділянці Л-3 110 кВ, а на ділянках Л-1 і Л-2 - 220 кВ. Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.3 Марка проводів

Марка дроти і довжина ПЛ, км		
Л -1	Л -2	Л -3
АС-240	АС-185	АС-150
80	60	50

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція Т-1.

На підстанції встановлено два трансформатори, які працюють паралельно. Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_1, \underline{S}_2$.

Потужність одного трансформатора определется за такою формулою

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = 79 \text{ MVA}$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора Т-2 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_3, \underline{S}_2$.

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження \underline{S}_3 .

										Арк.
										11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

1.2.1. Вибираємо трансформатори по каталогу [2].

Таблиця 1.4 Типи трансформаторів

Тип трансформаторів		
Т-1	Т-2	Т-3
ТДТГ-100	ТДГ-63	ТДТГ-100

1.2.2. Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів.

Знаходимо питомі параметри ЛЕП і параметри схем заміщення

- питомі параметри Л-1 / АС-240 * 80км; 220кВ

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,435 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,6 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

- параметри схеми заміщення:

$$R_{Л1} = r_0 l_{Л1} = 0,118 \times 80 = 9,44 \text{ Ом};$$

$$X_{Л1} = x_0 l_{Л1} = 0,435 \times 80 = 34,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л1} = 9,44 + j34,8 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л1} = 0,5 U^2 b_0 l_{Л1} = 0,5 \times 220^2 \times 2,6 \times 10^{-6} \times 80 = 5 \text{ МВАр}$$

- питомі параметри Л-2 / АС-185 * 60км; 220кВ:

$$r_0 = 0,159 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,413 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,75 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

- параметри схеми заміщення:

$$R_{Л2} = r_0 l_{Л2} = 9,54 \text{ Ом};$$

$$X_{Л2} = x_0 l_{Л2} = 24,78 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л2} = 9,54 + j24,78 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л2} = 0,5 U^2 b_0 l_{Л2} = 4 \text{ МВАр}$$

- питомі параметри Л-3 / АС-150 * 50км; 110кВ:

$$r_0 = 0,204 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,7 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

- параметри схеми заміщення:

$$R_{Л3} = r_0 l_{Л3} = 10,2 \text{ Ом};$$

$$X_{Л3} = x_0 l_{Л3} = 21 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л3} = 10,2 + j21 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л3} = 0,5 U^2 b_0 l_{Л3} = 0,4 \text{ МВАр}$$

Визначимо каталожні дані трансформаторів і параметри схем заміщення:

- для трансформатора Т-1:

каталожні дані трансформатора Т-1:

тип ТДТГ-100 242/121 / 38,5

$S_{ном} = 100 \text{ МВА};$

							БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				12

$$U_{\text{НОМ.ВН}} = 242 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НОМ.СН}} = 121 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НОМ.НН}} = 38,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{к.в-с}} = 11\%;$$

$$U_{\text{к. в-н}} = 45\%;$$

$$U_{\text{к.с-н}} = 28\%;$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 270 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\text{х}} = 60 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{хх}} = 0,5\%.$$

Визначаємо загальне активний опір:

$$R_{\text{Т11}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{270 \cdot 220^2}{100000^2} 10^3 = 1,3 \text{ Ом.}$$

Опір кожного обмотки

$$R_{\text{м.в11}} = R_{\text{м.с11}} = R_{\text{м.н11}} = 0,5 R_{\text{заг}} = 0,5 \times 1,3 = 0,65 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо напруга короткого замикання кожної обмотки:

$$U_{\text{к.В11}} = 0,5(U_{\text{к.в-с}} + U_{\text{к. в-н}} - U_{\text{к.с-н}}) = 0,5(11 + 45 - 28) = 14\%;$$

$$U_{\text{к.С11}} = 0,5(U_{\text{к.в-с}} + U_{\text{к.с-н}} - U_{\text{к. в-н}}) = 0,5(11 + 28 - 45) = 0;$$

$$U_{\text{к.Н11}} = 0,5(U_{\text{к. в-н}} + U_{\text{к.с-н}} - U_{\text{к.в-с}}) = 0,5(45 + 28 - 11) = 31\%.$$

Реактивні опори обмоток :

$$X_{\text{Т.В11}} = \frac{U_{\text{к.В}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} 10 = \frac{14 \cdot 220^2}{100000} 10 = 67,8 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Т.С11}} = \frac{U_{\text{к.С}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} 10 = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Т.Н11}} = \frac{U_{\text{к.Н}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} 10 = \frac{31 \cdot 220^2}{100000} 10 = 150 \text{ Ом.}$$

$$\Delta Q_{\text{ТХ11}} = \frac{I_{\text{х}} S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100000}{100} = 500 \text{ кВАр}$$

Реактивний опір обмотки середньої напруги дорівнює 0, так як вона знаходиться на одному стрижні муздрамтеатру трансформатора між обмотками вищої і нижчої напруги.

Параметри схеми заміщення двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R_{\text{м1}} = R_{\text{м.в11}} = R_{\text{м.с11}} = R_{\text{м.н11}} = 0,5 R_{\text{м.в11}} = 0,65/2 = 0,33 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{мв1}} = 0,5 X_{\text{мв11}} = 0,5 \cdot 67,8 = 33,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{мс1}} = 0$$

$$X_{\text{мн1}} = 0,5 X_{\text{мн11}} = 0,5 \cdot 150 = 75 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{хм1}} = 2 * \Delta P_{\text{х}} = 2 * 60 = 120 \text{ кВА};$$

$$\Delta Q_{\text{хм1}} = 2 * \Delta Q_{\text{х}} = 2 * 500 = 1000 \text{ кВА};$$

• для трансформатора Т-2:

каталожні дані трансформатора Т-2:

тип ТДТГ-63 121 / 38,5

$$S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{НОМ.ВН}} = 121 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ.НН}} = 38,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{к.}} = 10,5\%$$

											Арк.
											13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$\Delta P_x = 75 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_k = 360 \text{ кВА}$$

$$I_{xx} = 0,6\%$$

Параметри схеми заміщення

$$R_{T2} = \frac{\Delta P_k U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{360 \cdot 110^2}{63000^2} \cdot 10^3 = 1,1 \text{ Ом};$$

$$X_{T2} = \frac{U_{к.з} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * 10 = \frac{10,5 \cdot 110^2}{63000} \cdot 10 = 20,2 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{ТХ2} = \frac{I_x S_{НОМ}}{100} = \frac{0,6 * 63000}{100} = 378 \text{ кВАр}$$

• для трансформатора Т-3:

каталожні дані трансформатора Т-3:

тип ТДТГ-100 242/121

$$S_{НОМ} = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{НОМ.ВН} = 242 \text{ кВ}$$

$$U_{НОМ.НН} = 121 \text{ кВ}$$

$$U_{к.} = 10,5\%$$

$$\Delta P_x = 145 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_k = 530 \text{ кВА}$$

$$I_{xx} = 0,65\%$$

Параметри схеми заміщення

$$R_{T3} = \frac{\Delta P_k U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{530 \cdot 220^2}{100000^2} \cdot 10^3 = 2,6 \text{ Ом};$$

$$X_{T3} = \frac{U_{к.з} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * 10 = \frac{10,5 \cdot 220^2}{100000} \cdot 10 = 50,8 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{ТХ3} = \frac{I_x S_{НОМ}}{100} = \frac{0,65 * 100000}{100} = 650 \text{ кВАр}$$

Зауважимо, що активні опори малі в порівнянні з реактивними .

1.2.3 Розрахунок аварійного режиму з відключенням лінії Л-1

Складемо розрахункову схему заміщення мережі (див. Додаток, лист 2)

Виконуємо розрахунки потужностей в лініях

Визначаємо потужність на ділянці 5-6 з урахуванням втрат в трансформаторі Т-2

$$\underline{S}_{65} = \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{T2} + \underline{S}_{ХТ2} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_5^2} \underline{Z}_{T2} + \underline{S}_{ХТ2} =$$

$$= 30 + j15 + \frac{30^2 + 15^2}{110^2} (1,1 + j20,2) + 0,075 + j0,378 = 30,177 + j17,256 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці 4-5 з урахуванням втрат в лінії Л3

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.643.ПЗ

$$\begin{aligned} \underline{S}_{54} &= \underline{S}_{65} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}_{65} + \frac{P_{65}^2 + (Q_{65} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \\ &= 30,177 + j17,256 + \frac{30,177^2 + (17,256 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 = \\ &= 31,184 + j18,53 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність в галузі СН трансформатора Т1 на ділянці 2-4

$$\begin{aligned} \underline{S}_{42} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{Т1С} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_2 + \frac{(P_{54} + P_2)^2 + (Q_{54} + Q_2)^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Т1С} = \\ &= 31,184 + j18,53 + 85 + j40 + \frac{(31,184 + 85)^2 + (18,53 + 40)^2}{220^2} (0,33) = \\ &= 116,3 + j58,53 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність в галузі НН трансформатора Т1 на ділянці 2-3

$$\begin{aligned} \underline{S}_{32} &= \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{Т1Н} = \underline{S}_2 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Т1Н} = 15 + j7,5 + \frac{15^2 + 7,5^2}{220^2} (0,33 + j75) = \\ &= 15,002 + j7,936 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 2-1 з урахуванням втрат в трансформаторі Т1

$$\begin{aligned} \underline{S}_{21} &= \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}_{Т1В} + \underline{S}_{ХТ1} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \frac{(P_{32} + P_{42})^2 + (Q_{32} + Q_{42})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Т1В} + \underline{S}_{ХТ1} = \\ &= 15,002 + j7,936 + 116,3 + j58,53 + \frac{(15,002 + 116,3)^2 + (7,936 + 58,53)^2}{220^2} (0,33 + j33,9) \\ &+ 0,12 + j1 = 132,569 + j81,635 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці А -1 з урахуванням втрат в лінії Л2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{1А} &= \underline{S}_{21} + \Delta \underline{S}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \underline{S}_{12} + \frac{P_{12}^2 + (Q_{12} - Q_{Л2})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \\ &= 132,569 + j81,635 + \frac{132,569^2 + (181,635 - 4)^2}{220^2} (9,54 + j24,78) - j2 * 4 = \\ &= 137,222 + j85,719 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

1.2.4.Обчислюємо напруги у вузлах

Напруга в вузлі 1

										Арк.
										15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\begin{aligned}
 U_1 &= U_A - \frac{P_{1A}R_{1A} + Q_{1A}X_{1A}}{U_1} - j \frac{P_{1A}X_{1A} + Q_{1A}R_{1A}}{U_1} = \\
 &= 242 - \frac{137,222 \cdot 9,54 + 85,719 \cdot 24,78}{242} + j \frac{137,222 \cdot 24,78 + 85,719 \cdot 9,54}{242} = \\
 &= 227,813 - j17,43 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_1| = 228,479$$

Напряга в вузлі 2

$$\begin{aligned}
 U_2 &= U_1 - \frac{P_{21}R_{21} + Q_{21}X_{21}}{U_1} - j \frac{P_{21}X_{21} + Q_{21}R_{21}}{U_1} = \\
 &= 227,813 - j17,43 - \frac{132,569 \cdot 0,33 + 81,635 \cdot 33,9}{228,479} + j \frac{132,569 \cdot 33,9 + 81,635 \cdot 0,33}{228,479} = \\
 &= 215,509 - j37,218 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_2| = 218,699$$

Напряга в вузлі 3.

$$\begin{aligned}
 U_3' &= U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} = \\
 &= 215,509 - j37,218 - \frac{15,002 \cdot 0,33 + 7,936 \cdot 75}{218,699} + j \frac{15,002 \cdot 75 + 7,936 \cdot 0,33}{218,699} = \\
 &= 212,765 - j42,374 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_3'| = 216,944$$

$$N_{T1} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{242}{38,5} = 6,285$$

$$U_3 = \frac{216,944}{6,285} = 34,51 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4.

$$\begin{aligned}
 U_4' &= U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} = \\
 &= 215,509 - j37,218 - \frac{116,3 \cdot 0,33 + 58,53 \cdot 0}{218,699} + j \frac{116,3 \cdot 0 + 58,53 \cdot 0,33}{218,699} = \\
 &= 215,334 - j37,306 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_4'| = 218,542$$

$$N_{T1} = \frac{U_{BB}}{U_{CH}} = \frac{242}{121} = 2$$

$$U_4 = \frac{216,944}{2} = 108,472 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 5.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

$$\begin{aligned}
 U_5' &= U_4 - \frac{P_{54}R_{54} + Q_{54}X_{54}}{U_4} - j \frac{P_{54}X_{54} + Q_{54}R_{54}}{U_4} = \\
 &= 107,667 - j18,653 - \frac{31,184 \cdot 10,2 + 20,13 \cdot 21}{108,472} + j \frac{31,184 \cdot 21 + 20,13 \cdot 10,2}{108,472} = \\
 &= 101,195 - 26,37 \text{ кВ} \\
 |U_5'| &= 104,576
 \end{aligned}$$

Напруга в вузлі 6.

$$\begin{aligned}
 U_6' &= U_5 - \frac{P_{65}R_{65} + Q_{65}X_{65}}{U_5} - j \frac{P_{65}X_{65} + Q_{65}R_{65}}{U_5} = \\
 &= 101,195 - 26,37 - \frac{30,177 \cdot 1,1 + 17,256 \cdot 20,2}{104,576} + j \frac{30,177 \cdot 20,2 + 17,256 \cdot 1,1}{104,576} = \\
 &= 97,544 - j32,386 \text{ кВ} \\
 |U_6'| &= 102,782
 \end{aligned}$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{121}{38,5} = 3,142$$

$$U_6 = \frac{102,78}{3,142} = 32,71 \text{ кВ}$$

Отримані рівні напруг відповідають вимогам ГОСТу 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»

1.2.5 Перевірка допустимого струму ПЛ

Лінія 2. $I_{доп} = 510 \text{ А}$

$$I_{РАБ} = \frac{\underline{S}_{1А}}{U_1 * \sqrt{3} * \cos \varphi_{1А}} = \frac{\sqrt{137,222^2 + j85,719^2}}{242 * \sqrt{3} * \frac{137,222}{\sqrt{137,222^2 + j85,719^2}}} = 455 \text{ А}$$

$$\begin{aligned}
 I_{РАБ} &< I_{доп} \\
 455 &< 510
 \end{aligned}$$

Лінія 3. $I_{доп} = 445 \text{ А}$

$$I_{РАБ} = \frac{\underline{S}_{1А}}{U_1 * \sqrt{3} * \cos \varphi_{1А}} = \frac{\sqrt{31,184^2 + j20,13^2}}{104,576 * \sqrt{3} * \frac{31,184}{\sqrt{31,184^2 + j20,13^2}}} = 243 \text{ А}$$

$$\begin{aligned}
 I_{РАБ} &< I_{доп} \\
 243 &< 445
 \end{aligned}$$

Отримані потоки потужностей і рівні напруг нанесемо на схему (Додаток, лист 2)

Розрахунок нормального режиму мережі (при S ном.)

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Складаємо схему заміщення мережі (див. Додаток, лист 3)

Розрахунки потужностей в лініях

Потокорозподіл на ділянках 3-2 і 6-5 ідентичне, розрахунку аварійного режиму мережі.

Виконуємо розрахунок замкнутої мережі на ділянці А -1-2-4-5-7-

А . Визначаємо п отокораспределение в мережі.

Задаємося напрямком за годинниковою стрілкою.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{32}(\underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{S}_{65}(\underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{Л1})}{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}} = 80,023 + j39.876 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A5} = \frac{\underline{S}_{65}(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C}) + \underline{S}_{32}(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B})}{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}} = 50,156 + j25.316 \text{ МВА}$$

Баланс потужностей:

$$\underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A5} = \underline{S}_{65} + \underline{S}_2 + \underline{S}_{32}$$

$$130,179 + j65,192 = 130,179 + j65,192 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{54} = \underline{S}_{A5} - \underline{S}_{56} = 19,978 + j8,06 \text{ МВА.}$$

$$\underline{S}'_{42} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{32} = 65,022 + j31,94 \text{ МВА.}$$

За напрямками потужностей ми бачимо, що потоки сходяться в вузлі 4.

Складаємо схему потокорозділу в контурі (див. Додаток лист 3)

Точка потокорозділу в вузлі 4. Далі робимо розрахунок як розімкнутого ланцюга

Визначаємо потужність в галузі СН трансформатора Т1 на ділянці 2-4

$$\underline{S}_{42} = \underline{S}'_{42} + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}'_{42} + \frac{P_{42}^2 + Q_2^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = 65,022 + j31,94 + \frac{65,022^2 + 31,94^2}{220^2} (0,33) = 65,057 + j31,94 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці 2-1 з урахуванням втрат в трансформаторі Т1

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \frac{(P_{32} + P_{42})^2 + (Q_{32} + Q_{42})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = 15,002 + j7,936 + 65,057 + j31,94 + \frac{(15,002 + 65,057)^2 + (7,936 + 31,94)^2}{220^2} (0,33 + j33,9) + 0,12 + j1 = 81,234 + j45,479 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці А -1 з урахуванням втрат в лінії Л2

$$\underline{S}_{1A} = \underline{S}_{21} + \Delta \underline{S}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \underline{S}_{12} + \frac{P_{12}^2 + (Q_{12} - Q_{Л2})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Л2} - j2Q_{Л2} = 81,234 + j45,479 + \frac{81,234^2 + (45,479 - 4)^2}{220^2} (9,54 + j24,78) - j2 * 4 = 82,874 + j41,738 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-4 з урахуванням втрат в лінії Л3

										Арк.
										18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\begin{aligned} \underline{S}_{54} &= \underline{S}'_{54} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}_{54} + \frac{P_{54}^2 + (Q_{54} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \\ &= 19,978 + j8,06 + \frac{19,978^2 + (8,06 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 = \\ &= 20.364 + j8.054 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-7 з урахуванням втрат в трансформаторі Т2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{57} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \Delta \underline{S}_{Т3} + \underline{S}_{ХТ3} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \frac{(P_{54} + P_{56})^2 + (Q_{54} + Q_{56})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Т3} + \underline{S}_{ХТ3} = \\ &= 20.364 + j8.054 + 30.177 + j17.256 + \frac{(20.364 + 30.177)^2 + (8.054 + 17.256)^2}{220^2} (2,6 + j50,8) + \\ &+ 0,145 + j0,650 = 50.858 + j29.314 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 7- А з урахуванням втрат в лінії Л1

$$\begin{aligned} \underline{S}_{7A} &= \underline{S}'_{57} + \Delta \underline{S}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \underline{S}_{57} + \frac{P_{57}^2 + (Q_{57} - Q_{Л1})^2}{U_2^2} \underline{Z}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \\ &= 51.373 + j39.374 + \frac{51.373^2 + (39.374 - 5)^2}{110^2} (9,44 + j34,8) - j2 * 5 = \\ &= 51.528 + j20.693 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потужність в точці А

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_{A7} + \underline{S}_{A1} = 51.528 + j20.693 + 82.874 + j41.738 = 134.402 + j62.431 \text{ МВА.}$$

1.8.2 Обчислюємо напруги в вузлах

Напруга в вузлі 1

$$\begin{aligned} U_1 &= U_A - \frac{P_{IA} R_{IA} + Q_{IA} X_{IA}}{U_1} - j \frac{P_{IA} X_{IA} + Q_{IA} R_{IA}}{U_1} = \\ &= 242 - \frac{82.874 \cdot 9,54 + 41.738 \cdot 24,78}{242} + j \frac{82.874 \cdot 24,78 + 41.738 \cdot 9,54}{242} = \\ &= 234,459 - j10,131 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$|U_1| = 234,678$$

Напруга в вузлі 2

										Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\begin{aligned}
 U_2 &= U_1 - \frac{P_{21}R_{21} + Q_{21}X_{21}}{U_1} - j \frac{P_{21}X_{21} + Q_{21}R_{21}}{U_1} = \\
 &= 234,459 - j10,131 - \frac{81,234 \cdot 0,33 + 45,479 \cdot 33,9}{234,678} + j \frac{81,234 \cdot 33,9 + 45,479 \cdot 0,33}{234,678} = \\
 &= 227,775 - j21,93 \text{ кВ} \\
 |U_2| &= 228,829
 \end{aligned}$$

Напряга в вузлі 3.

$$\begin{aligned}
 U_3' &= U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} = \\
 &= 227,775 - j21,93 - \frac{15,002 \cdot 0,33 + 7,936 \cdot 75}{228,829} + j \frac{15,002 \cdot 75 + 7,936 \cdot 0,33}{228,829} = \\
 &= 212,765 - j42,374 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_3'| = 226,749$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{242}{38,5} = 6,285$$

$$U_3 = \frac{226,749}{6,285} = 36,077 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4 .

$$\begin{aligned}
 U_4' &= U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} = \\
 &= 227,775 - j21,93 - \frac{65,057 \cdot 0,33 + 31,94 \cdot 0}{228,829} + j \frac{65,057 \cdot 0 + 31,94 \cdot 0,33}{228,829} = \\
 &= 227,681 - j21,976 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_4'| = 228,74$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{242}{121} = 2$$

$$U_4 = \frac{228,74}{2} = 114,37 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 7

$$\begin{aligned}
 U_7' &= U_A - \frac{P_{A7}R_{A7} + Q_{A7}X_{A7}}{U_A} - j \frac{P_{A7}X_{A7} + Q_{A7}R_{A7}}{U_A} = \\
 &= 242 - \frac{51,528 \cdot 9,44 + 20,693 \cdot 34,8}{242} + j \frac{51,528 \cdot 34,8 + 20,693 \cdot 9,44}{242} = \\
 &= 237,014 - j8,217 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_7'| = 237,157$$

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруга в вузлі 5

$$\begin{aligned}U_5' &= U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} = \\&= 237,014 - j8,217 - \frac{50,858 \cdot 2,6 + 29,314 \cdot 50,8}{237,157} + j \frac{50,858 \cdot 50,8 + 29,314 \cdot 2,6}{237,157} = \\&= 230,178 - j19,432 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$|U_5'| = 230,996$$

$$N_{T3} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{230,996}{121} = 2$$

$$U_5 = \frac{228,74}{2} = 115,498 \text{ кВ}$$

Напруга в вузлі 6.

$$\begin{aligned}U_5' &= U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} = \\&= 237,014 - j8,217 - \frac{50,858 \cdot 2,6 + 29,314 \cdot 50,8}{237,157} + j \frac{50,858 \cdot 50,8 + 29,314 \cdot 2,6}{237,157} = \\&= 230,178 - j19,432 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$|U_5'| = 230,996$$

$$N_{T3} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{230,996}{121} = 2$$

$$U_5 = \frac{228,74}{2} = 115,498 \text{ кВ}$$

Напруга в вузлі 4.

$$\begin{aligned}U_4'' &= U_5 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} = \\&= 115,089 - 26,37 - \frac{20,364 \cdot 10,2 + 8,05 \cdot 21}{115,498} + j \frac{20,364 \cdot 21 + 8,05 \cdot 10,2}{115,498} = \\&= 111,826 - j14,13 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$|U_4''| = 112,715 \text{ кВ}$$

Різниця напруг в межах 2%, що допустимо.

Отримані рівні напруг відповідають вимогам ГОСТу 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»

Отримані потоки потужностей і рівні напруг нанесемо на схему (див. додаток лист 3).

										Арк.
										21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.643.ПЗ

1.3. Розрахунок режиму замкнутої мережі при $S = 0,5 S_{\text{ном}}$.

Складемо розрахункову схему заміщення мережі (див. Додаток, лист 4)

1.3.1 Розрахунки потужностей в лініях

Визначаємо потужність на ділянці 5-6 з урахуванням втрат в трансформаторі Т2

$$\begin{aligned}\underline{S}_{65} &= \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_5^2} \underline{Z}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \\ &= 15 + j7,5 + \frac{15^2 + 7,5^2}{110^2} (1,1 + j20,2) + 0,075 + j0,378 = 15,101 + j8,348 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Визначаємо потужність в галузі НН трансформатора Т1 на ділянці 2-3

$$\begin{aligned}\underline{S}_{32} &= \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{T1H} = \underline{S}_2 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1H} = 7,5 + j3,75 + \frac{7,5^2 + 3,75^2}{220^2} (0,33 + j75) = \\ &= 7,5 + j3,859 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Виконуємо розрахунок замкнутої мережі на ділянці А -1-2-4-5-7-

А. Визначаємо потокорозділ в мережі.

Задаємося напрямком за годинниковою стрілкою.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{32}(\underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{L1}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{L1}) + \underline{S}_{65}(\underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{L1})}{\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{L1}} = 40,024 + j19,724 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A5} = \frac{\underline{S}_{65}(\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{L3}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C}) + \underline{S}_{32}(\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{T1B})}{\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{L1}} = 25,077 + j12,482 \text{ МВА}$$

Баланс потужностей:

$$\underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A5} = \underline{S}_{65} + \underline{S}_2 + \underline{S}_{32}$$

$$65,101 + j32,206 = 65,101 + j32,206 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{54} = \underline{S}_{A5} - \underline{S}_{56} = 9,976 + j4,135 \text{ МВА.}$$

$$\underline{S}'_{42} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{32} = 32,524 + j15,865 \text{ МВА.}$$

За напрямками потужностей ми бачимо, що потоки сходяться в вузлі 4.

Складаємо схему потокорозділу в контурі (див. Додаток лист 3)

Точка потокорозділу в вузлі 4. Далі робимо розрахунок як розімкнутого ланцюга

Визначаємо потужність в галузі СН трансформатора Т1 на ділянці 2-4

$$\begin{aligned}\underline{S}_{42} &= \underline{S}'_{42} + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}'_{42} + \frac{P_{42}^2 + Q_{42}^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = 32,524 + j15,865 + \frac{32,524^2 + 15,865^2}{220^2} (0,33) = \\ &= 32,533 + j15,865 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 2-1 з урахуванням втрат в трансформаторі Т1

$$\begin{aligned}\underline{S}_{21} &= \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \frac{(P_{32} + P_{42})^2 + (Q_{32} + Q_{42})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = \\ &= 7,5 + j3,859 + 32,533 + j15,865 + \frac{(7,5 + 32,533)^2 + (3,859 + 15,865)^2}{220^2} (0,33 + j33,9) \\ &+ 0,12 + j1 = 41,167 + j21,119 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

									Арк.
									22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.643.ПЗ

Визначаємо потужність на ділянці А -1 з урахуванням втрат в лінії Л2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{1A} &= \underline{S}_{21} + \Delta \underline{S}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \underline{S}_{12} + \frac{P_{12}^2 + (Q_{12} - Q_{Л2})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \\ &= 41.167 + j21.119 + \frac{41.167^2 + (21.119 - 4)^2}{220^2} (9,54 + j24,78) - j2 * 4 = \\ &= 41.559 + j14.137 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-4 з урахуванням втрат в лінії Л3

$$\begin{aligned} \underline{S}_{54} &= \underline{S}'_{54} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}_{54} + \frac{P_{54}^2 + (Q_{54} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \\ &= 9,976 + j4,135 + \frac{9,976^2 + (4,135 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 = \\ &= 10.072 + j3.532 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-7 з урахуванням втрат в трансформаторі Т2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{57} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \Delta \underline{S}_{Т3} + \underline{S}_{ХТ3} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \frac{(P_{54} + P_{56})^2 + (Q_{54} + Q_{56})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Т3} + \underline{S}_{ХТ3} = \\ &= 10.072 + j3.532 + 15.101 + j8.348 + \frac{(10.072 + 15.101)^2 + (3.532 + 8.348)^2}{220^2} (2,6 + j50,8) + \\ &+ 0,145 + j0,650 = 25.359 + j13.342 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 7- А з урахуванням втрат в лінії Л1

$$\begin{aligned} \underline{S}_{7A} &= \underline{S}'_{57} + \Delta \underline{S}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \underline{S}_{57} + \frac{P_{57}^2 + (Q_{57} - Q_{Л1})^2}{U_2^2} \underline{Z}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \\ &= 25.359 + j13.342 + \frac{25.359^2 + (13.342 - 5)^2}{110^2} (9,44 + j34,8) - j2 * 5 = \\ &= 25.509 + j3.652 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потужність в точці А

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_{A7} + \underline{S}_{A1} = 25.509 + j3.652 + 41.559 + j14.137 = 67.068 + j17.789 \text{ МВА.}$$

1.3.2 Напруги у вузлах

Напруга в вузлі 1

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$\begin{aligned}
 U_1 &= U_A - \frac{P_{1A}R_{1A} + Q_{1A}X_{1A}}{U_1} - j \frac{P_{1A}X_{1A} + Q_{1A}R_{1A}}{U_1} = \\
 &= 242 - \frac{41,559 \cdot 9,54 + 14,137 \cdot 24,78}{242} + j \frac{41,559 \cdot 24,78 + 14,137 \cdot 9,54}{242} = \\
 &= 238,914 - j4,813 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_1| = 238,963$$

Напряга в вузлі 2

$$\begin{aligned}
 U_2 &= U_1 - \frac{P_{21}R_{21} + Q_{21}X_{21}}{U_1} - j \frac{P_{21}X_{21} + Q_{21}R_{21}}{U_1} = \\
 &= 238,914 - j4,813 - \frac{41,167 \cdot 0,33 + 21,119 \cdot 33,9}{238,963} + j \frac{41,167 \cdot 33,9 + 21,119 \cdot 0,33}{238,963} = \\
 &= 235,861 - j10,682 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_2| = 236,103$$

Напряга в вузлі 3 .

$$\begin{aligned}
 U_3' &= U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} = \\
 &= 235,861 - j10,682 - \frac{7,5 \cdot 0,33 + 3,859 \cdot 75}{236,103} + j \frac{7,5 \cdot 75 + 3,859 \cdot 0,33}{236,103} = \\
 &= 234,625 - j13,07 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_3'| = 234,989$$

$$N_{T1} = \frac{U_{\text{вв}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{242}{38,5} = 6,285$$

$$U_3 = \frac{234,989}{6,285} = 37,389 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4 .

$$\begin{aligned}
 U_4' &= U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} = \\
 &= 234,625 - j13,07 - \frac{32,533 \cdot 0,33 + 15,865 \cdot 0}{236,103} + j \frac{32,533 \cdot 0 + 15,865 \cdot 0,33}{236,103} = \\
 &= 235,816 - j10,704 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_4'| = 236,058$$

$$N_{T1} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}}} = \frac{242}{121} = 2$$

$$U_4 = \frac{236,058}{2} = 118,029 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 7.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$\begin{aligned}
 U_7' &= U_A - \frac{P_{A7}R_{A7} + Q_{A7}X_{A7}}{U_A} - j \frac{P_{A7}X_{A7} + Q_{A7}R_{A7}}{U_A} = \\
 &= 242 - \frac{25,509 \cdot 9,44 + 3,652 \cdot 34,8}{242} + j \frac{25,509 \cdot 34,8 + 3,652 \cdot 9,44}{242} = \\
 &= 240,48 - j3,811 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_7'| = 240,48$$

Напряга в вузлі 5.

$$\begin{aligned}
 U_5' &= U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} = \\
 &= 240,48 - j3,811 - \frac{25,359 \cdot 2,6 + 13,342 \cdot 50,8}{240,48} + j \frac{25,359 \cdot 50,8 + 13,342 \cdot 2,6}{240,48} = \\
 &= 237,387 - j7,30 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_5'| = 237,57$$

$$N_{T3} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{230,996}{121} = 2$$

$$U_5 = \frac{237,57}{2} = 118,785 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 6.

$$\begin{aligned}
 U_6' &= U_5 - \frac{P_{65}R_{65} + Q_{65}X_{65}}{U_5} - j \frac{P_{65}X_{65} + Q_{65}R_{65}}{U_5} = \\
 &= 118,694 - 4,656 - \frac{15,101 \cdot 1,1 + 8,348 \cdot 20,2}{118,785} + j \frac{15,101 \cdot 20,2 + 8,348 \cdot 1,1}{118,785} = \\
 &= 117,134 - j7,301 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_6'| = 117,363$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{121}{38,5} = 3,142$$

$$U_6 = \frac{117,363}{3,142} = 37,353 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4.

$$\begin{aligned}
 U_4'' &= U_5 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} = \\
 &= 118,694 - 4,656 - \frac{10,072 \cdot 10,2 + 3,532 \cdot 21}{118,785} + j \frac{10,072 \cdot 21 + 3,532 \cdot 10,2}{118,785} = \\
 &= 117,205 - j6,739 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$|U_4''| = 117,398 \text{ кВ}$$

										Арк.
										25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Різниця напруг в межах 2%, що допустимо.

Отримані рівні напруг відповідають вимогам ГОСТу 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»

Отримані потоки потужностей і рівні напруг нанесемо на схему (див. додаток , лист 4).

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

1. Потужність та тип трансформатора $S_n = 36$ МВА.
2. Потужність короткого замикання $S_{к.с} = 2800$ МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній $X_{л} = 3$ Ом.
4. Опір трансформатора $X_T = 142$ Ом.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані для проектування навантаження споживачів у плинні доби

Номер варіанта	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
/ годин												
8	50	55	60	90	90	80	80	95	95	125	150	105

2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності $S=36$ МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

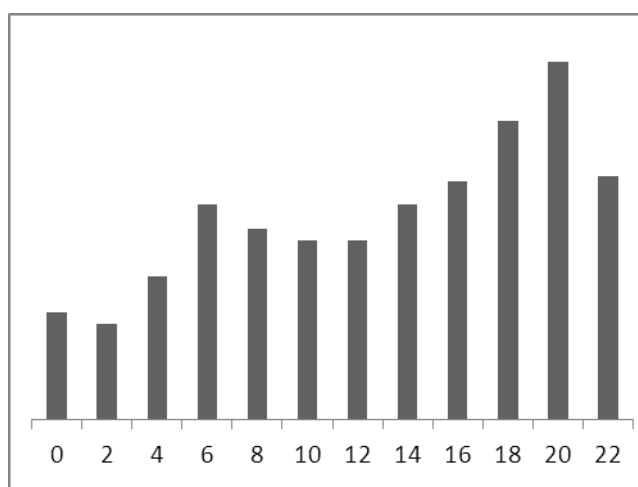


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №2.2 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часы	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{НОМ}, \%$	50	55	60	90	90	80	80	95	95	125	150	105
$S, \text{МВА}$	5	5,5	6	9	9	8	8	9,5	9,5	12,5	15	10,5

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворюємо в двоступінчатий. Початкове навантаження еквівалентного графіку визначається по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.1),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - власне навантаження першої, другої, n -го ступені графіку навантаження, розташованій нижче лінії номінальної потужності трансформатора, t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступені, година

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4,5^2 \cdot 2 + 4^2 \cdot 2 + 6^2 \cdot 2 + 9^2 \cdot 2 + 8^2 \cdot 2 + 7,5 \circ 4 + 9 \circ 2}{2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 4 + 2}} = 0,84$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіку, але при цьому беруться ступені, розташовані вище лінії номінальної потужності трансформатора :

$$K_2 = \frac{1}{S_H} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

$$K_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{12,5^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 2 + 10,5^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,22$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} \quad (3.3),$$

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора по графіку навантаження. $K_{MAX} = \frac{15}{10} = 1,5$

Попереднє значення необхідно порівняти зі значенням , $K'_2 = K_2 \cdot 0,9 K_{MAX}$ і якщо значення K'_2 більше значення K_2 остаточно приймаємо $K_2 = K'_2$.

Так как $K'_2 = 1,22 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,21 < 1,35$

$$K_2 = 1,35$$

										Арк.
										28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду (-1°C) і часу перевантаження $t_{\text{час}}$, знаходимо значення перевантаження допустиме $t = \text{часв}$ для трансформаторів з системою охолодження Д. Порівнюємо значенням K_2 по Госту і реальне. Якщо значення K_2 по Госту менше, ніж реальне це означає, що трансформатор вибраний неправильно і необхідно вибрати трансформатор більшої потужності. Для надійності приймаємо два трансформатори типу ТРДН. У разі виходу з ладу одного трансформатора, інший забезпечить живлення споживача без обмеження.

Оскільки по Госту 14209-85 $K_2 = 1,5 > 1,35$ - трансформатор вибраний правильно.

2.2. Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

- 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 варто застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем у колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

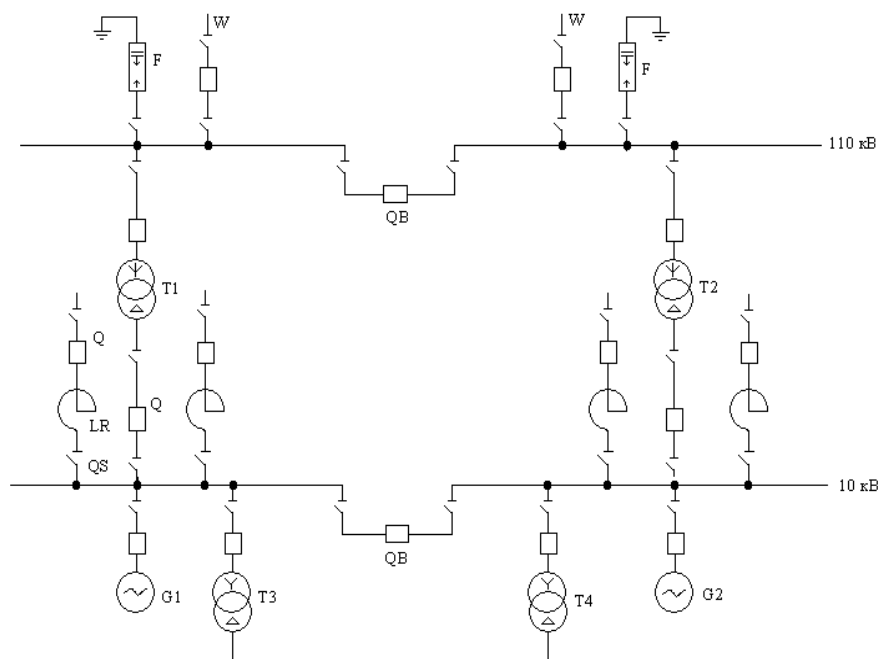


Рисунок 2.2 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

Q- вимикач; QS –раз'єднувач; QB- вимикач секційний; W- лінія

2.3.Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами – власниками власних потреб є:

- оперативні кола
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, висвітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.1.

Таблиця 2.1- Розрахунок потужності приймача власних потреб

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ п/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана Потужність кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів проводів 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 ВРП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов $S_{ТСН} \geq S_{СН}$

де $S_{ТСН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВа

$S_{СН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{ТСР}$ 20-25 кВа

Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень

$$S_{ТСН} = \frac{S_{ТНР} + S_{СН}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{ТСН}=40$ кВа. Остаточну для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності, ТМ -40/10

Схема живлення власних потреб рис. 2.1.

									Арк.
									31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.643.ПЗ

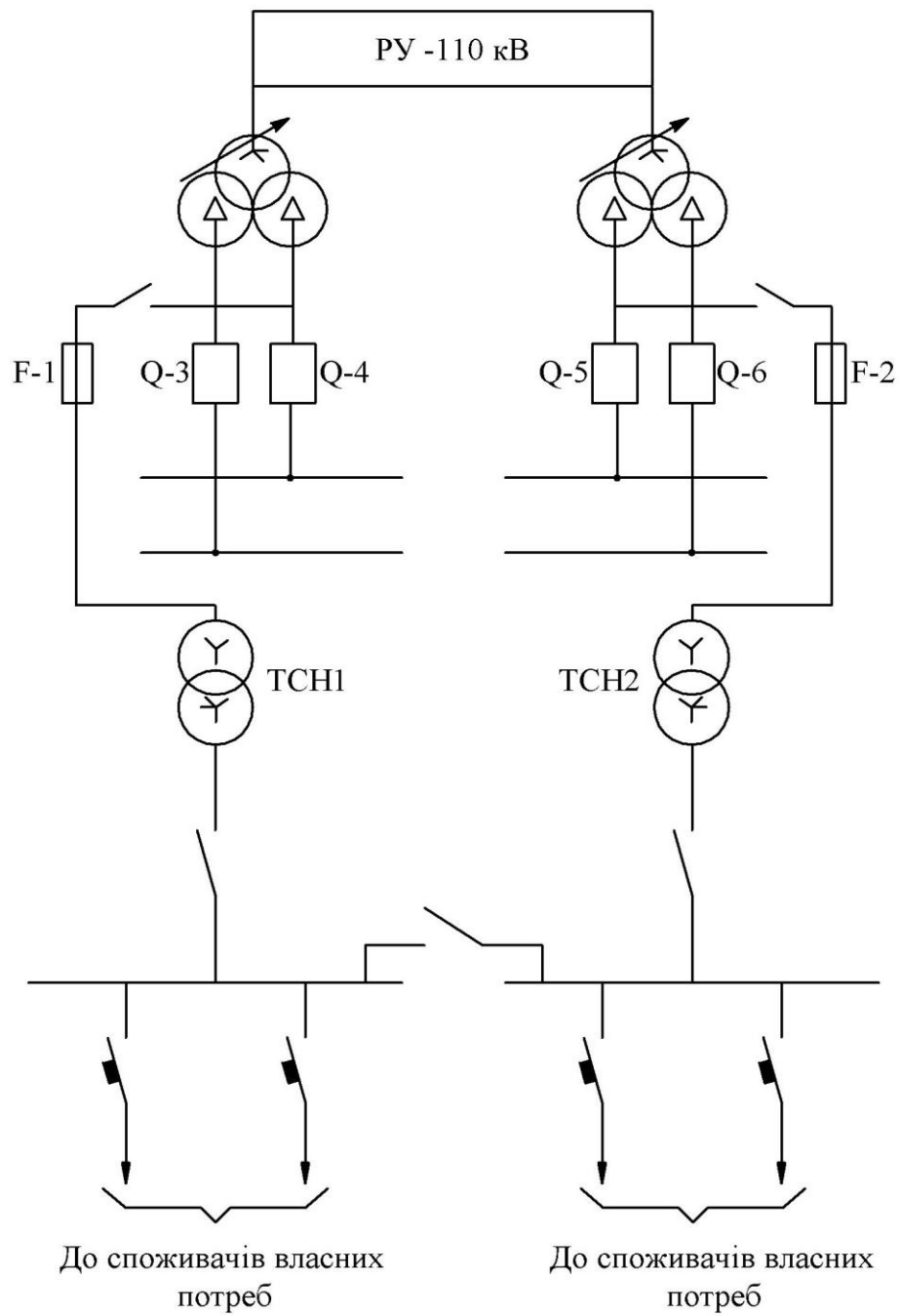


рис. 2.1.Схема живлення власних потреб

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.643.ПЗ

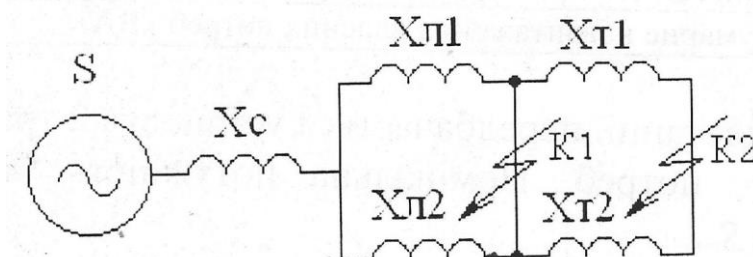
Арк.

32

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями : схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на мал..2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_C = 2800$ МВА



Мал. 2.4.1. – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_B}{S_C}, \text{ Ом} \quad X_c = \frac{110^2}{2800} = 4,3 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_L = 3$ Ом; трансформаторів $X_T = 142$ Ом
Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{k1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{110}{1,73(4,3 + 3)} = 8,73 \text{ кА}$$

Та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони

$$I_{k2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{1,73(4,3 + 3 + 142)} = 0,43 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K_2

$$I_{k2} = I_{k2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,43 \cdot \frac{110}{10} = 4,68 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$\text{У точці } K_1: \quad I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 8,73 = 19,82 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_2: \quad I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 4,68 = 10,62 \text{ кА}$$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення

$$I_{nt} = I_{k1} \text{ кА для точк } K_1; I_{k1} = 8,73 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{k2} \text{ кА для точк } K_2; I_{k2} = 4,68 \text{ кА}$$

										Арк.
										33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

А періодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 8,73 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 4,86 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,005}} = 0,86 \text{ кА}$$

Де T_a – постійна часу загасення аперіодичної складової для K_1 ;

$T_a = 0,025$ с, для K_2 - $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл джоуля

для K_1 : $B_R = I_{k1}^2 (T + T_a) = I_{k1}^2 (0,06 + 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_2 : $B_R = I_{k2}^2 (T + T_a) = I_{k2}^2 (0,1 + 0,05) \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_1 ; $B_R = 8,73^2 (0,06 + 0,025) = 6,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_2 ; $B_R = 4,68^2 (0,1 + 0,005) = 3,28 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Таблиця 2.4.1.- Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	8,73	19,82	8,73	1,1	6,48
Шини 10 кВ (K_2)	4,68	10,62	4,68	0,86	3,28

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. При цьому для апаратів виконується :

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість
- 5) вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки);

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ
- секційні вимикачі на боці 10 кВ
- вимикачі лінії, що входять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори типу і напруги 110 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмопроводучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розраховано-го відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 110} = 73,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10} = 809,25 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 10000}{1,73 \times 10} = 404,62 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що входить (якщо від підстанції відходить 10 ліній)

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10 \times 10} = 80,92 \text{ А}$$

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5]

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,73 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	19,82 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	8,73 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,1 кА	15,99 кА
$B_k \leq I_t^2 t_f$	6,48 кА ² ·С	112 кА ² ·С

Вибираємо ВВБМ -110Б-31,5/2000 У1

Обраний вимикач повинний цілком задовольняти умови вибору.

На боці низької напруги рекомендується вибрати 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.

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,1}{0,05}} = 0,86 \text{ кА}$$

Таблиця 2.4- Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	809,25 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,68 кА	38 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_f$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

Таблиця 2.5- Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404,62 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{откНом}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Таблиця 2.6- Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404,62 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{откНом}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Вибираєм вауумний вимикач ВВ/TEL-10 35/630-У2

У таблиці 2.7 наведений вибір роз'єднувачів на боці , 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	19,82 кА	80 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² · С	992 кА ² · С

Рекомендується брати до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД31-110 УХЛІ і РНД 32-110/1000 УХЛІ.

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному про-

										Арк.
										37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.643.ПЗ

екті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох між фазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ – амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 8.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Кл ас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секції . Викимкатель на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму наведений у таблицях 9-11

Таблиця 2.9 Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	62-124 кА
$B_k \leq I_t^2 t_t$	6,48 кА ² · С	162,5 кА ² · С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

Де: $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менш ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $L=160\text{м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{L}{F}$$

Де: ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283, \text{ Ом}\cdot\text{мм}$;

F – перетин жил, мм^2 ;

$$F = \frac{0,028 \times 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25, \text{ Ом,}$$

Що менше ніж 4 Ом , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТФЗН-110-1У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10- Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	809,25 А	2000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	10,62 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	3,28 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	74,42 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н ном}}$	1,25 кА	4 кА

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно. Рекомендується вибрати трансформатор ТШЛК-10У3

Таблиця 2.11- Вибір трансформатора струму на лінії що відходить

Умова ви- бору	Розрахункові зна- чення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80,92 А	5200 А
$i_y \leq i_{дин}$	10,62 кА	250 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	74,42 кА ² · С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

Беремо до установки трансформатор струму ТП1-10-У3

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 110 кВ трансформатори НКФ-110-58, на боці 10 кВ ЗНОЛ06-10-У3

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7. Вибір оцинковки розподільчих пристроїв (РП)

Оцинковку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм² із припустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умов термічної сійкості, визначається за формулою

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{57 \times 10^3}}{91 \times 10^{-3}} = 25 \text{ мм}^2$$

$$\text{де } C = 91 \times 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$$

Перетин 70мм² підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстанцію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцинковки підстанції беремо АС-95.

Оцинковка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шин менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою

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

де l-довжина прольоту між ізоляторами l=1,5м;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

$$q = \frac{\pi}{4} (d^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (30^2 - 25^2) = 2.15$$

$$\gamma = \frac{\pi}{64} (d^2 - d^2) = \frac{\pi}{64} (30^2 - 25^2) = 205$$

$$F_u = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 \triangleright 200 \text{ Гц}$$

де q-розрахунковий механічний напрямок у матеріалі шин, l=1,5м;

де $q_{\text{доп}} = 75 \text{ МПА}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТГ

Розрахункова механічний напрямок у матеріалі шин для алюмінієвого сплаву

										Арк.
										42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

2.8. Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

Розміщення ПС із великими сніжними заметами у зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ спрощенням схеми на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка устаткування ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будинки ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщені, так і зблокованими з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при технікоекономічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ варто встановлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. У ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідйомних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9. Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

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

РП 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках , у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі „сандвіч” та ін.

можуть застосовуватися:

а) у районах , де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів або курних віднесень) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення.

КРП заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження видатного візка у ЗРП варто передбачити спеціальне місце.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

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

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

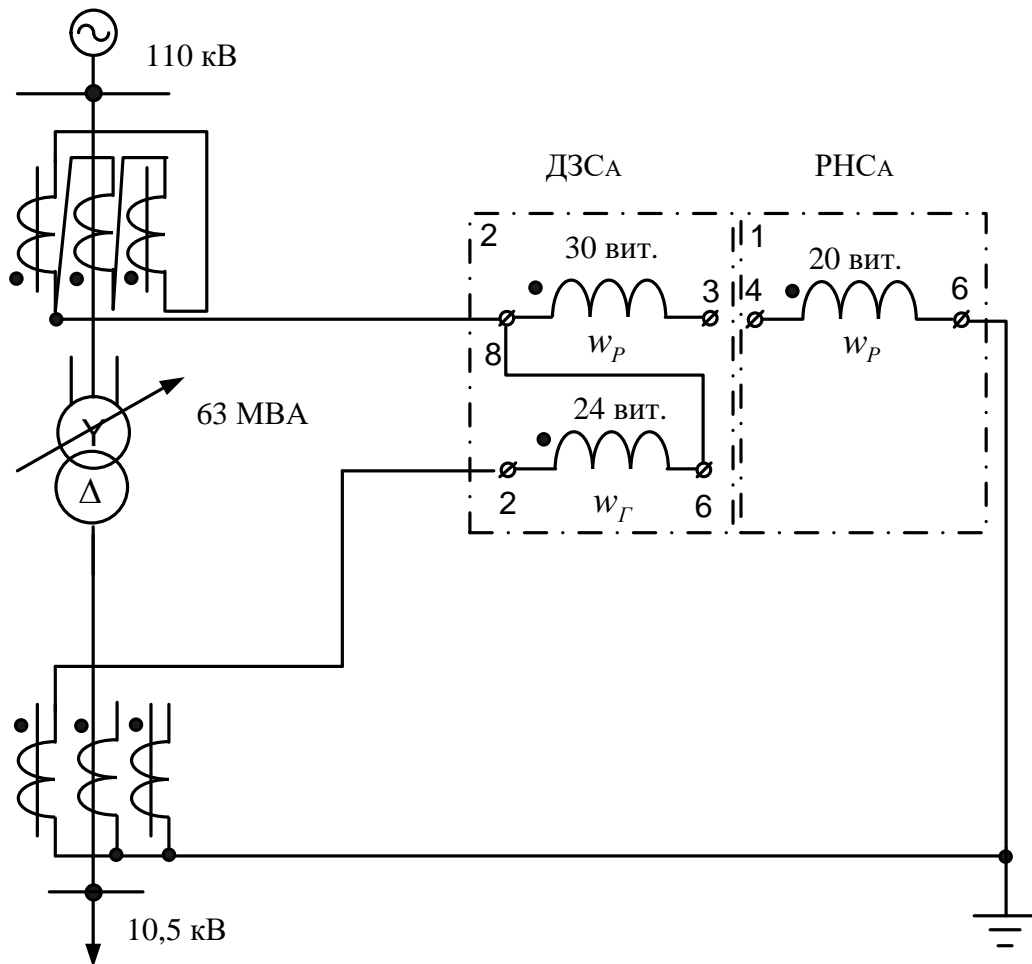


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТДТГ-63 121 / 10
 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТДЦ-63000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

Ц – охолодження з примусовою циркуляцією мастила та повітря з ненаправленим потоком мастила;

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

63000 – 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°C.

Технічні характеристики трансформатора:

$U_K = 10,5 \%$,

$\Delta P_K = 310$ кВт,

$\Delta P_X = 70$ кВт,

$I_X = 0,6 \%$,

$U_B = 121$ кВ,

$U_H = 10,5$ кВ,

РПН $\pm 6 \times 2,5 \%$,

$K_3 = 0,576$

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

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТДЦ-63000/110 кВ потужністю 63 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.6) – $R_T = 0,71$ Ом, $X_T = 19,2$ Ом

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 38,4 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})}$$

$$X_{с.макс} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{с.мін} = X_{с.макс} = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{..мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 - 0,16)^2 = 28,46 \text{ Ом}$$

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{T.макс} = X_{T.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 + 0,16)^2 = 54,3 \text{ Ом}$$

$$X_{B.мін} = X_{T.мін} = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{B.макс} = X_{T.макс} = 52,27 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{вс.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (56,31 + 28,46)} = 0,8 \text{ кА}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{вс.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{121}{2 \cdot (56,31 + 54,3)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми

$$I_{номВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382,2 \text{ А}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4404 \text{ А}$$

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 382,2 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 800 = 311,22 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,22 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	382,2	4404
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	K_{CX}	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	5000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{K_I}$	4,57	3,47

Вторинні струми:

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

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{382 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,57 \text{ А}, \quad I_{В.НОМ_{II}} = \frac{4404 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 4,4 \text{ А}$$

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	$I_{відг.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВДГ.РОЗР.НЕОСН}} =$ $= I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	—	$3,5 \cdot \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
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
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{\text{НОМ.ВДГТАВ}}$	—	4,25

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
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	$I_{\text{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{\text{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1

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

$$I_{\text{п.гальм.поч}} = 0,5 I_{\text{ном}} \left(k_{\text{струмI}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номI}}}{I_{\text{відг.гальм.розрI}}} + k_{\text{струмII}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номII}}}{I_{\text{відг.гальм.розрII}}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 382 \left(1 \frac{5}{4,6} + 1 \frac{5}{4,47} \right) = 348,8 \text{ А}$$

де $k_{\text{струм.I}} = 1$, $k_{\text{струм.II}} = 1$ – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін I (110 кВ), II (10 кВ) в розглянутому режимі.

										Арк.
										51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \cdot 348,79 = 83,211 \text{ A}$$

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 1,5 \cdot 83,211 = 124,82 \text{ A};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 382 = 94,9 \text{ A}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 124,82 \text{ A}$$

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

$$I_{*c.p.мін} = \frac{I_{\text{с.з.мін}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номII}}} k_{\text{сх}}}{K_I K_{TL} I_{\text{відв.номTAV}}} = \frac{124,82 \cdot \frac{121}{121} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,5 \text{ A}$$

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

										Арк.
										52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

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

$$= \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \cdot 800 = 309,47 \text{ A}$$

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

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

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{309,47}{382} \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{800 \cdot 1}{382} \cdot \left(\frac{4,6}{5} + \frac{4,47}{5} \right) - 0,6} = 0,57$$

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

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

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

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 367,08 = 550,62 \text{ A},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = \left(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right) \cdot 800 = 367,1 \text{ A}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

									Арк.
									53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{cx}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{550,62 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,208$$

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

$$I_{c.відс} = 6 \cdot I_{відв.ном} = 6 \cdot 4,6 \cdot \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1914,45 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу)

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{cx.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{cx.n}^{(3)}}$$

При КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_u^{(3)} = \frac{520 \cdot \sqrt{3}}{124,82 \cdot \sqrt{3}} = 4,17$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

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;

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

- 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);
- порт зв'язку RS 485 для підключення до локальної мережі.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності

4.1. Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності

Одним із шляхів реалізації програми енергозбереження є зменшення до технологічно неминучого мінімуму транспортних витрат електроенергії у системах електропостачання, зокрема в електричних мережах сільських регіонів, котрим властиві такі ознаки:

- велика розгалуженість розподільних електричних мереж;
- велика довжина окремих гілок електричних мереж;
- низький коефіцієнт потужності $\cos \phi$ навантаження електричних мереж (середнє значення $\cos \phi$ становить 0,85) [6];
- низький ступінь оснащення електричних мереж пристроями компенсації реактивної потужності;
- нерівномірні добові графіки електричного навантаження мереж у сільських регіонах, максимуми яких співпадають з максимумами електричних навантажень системи електропостачання тощо.

У мережах з такими ознаками великий потенціал електрозбереження криється в компенсації реактивної потужності, у зниженні втрат у силових трансформаторах і лініях електропередачі.

Для підвищення ефективності використання електроенергії у системах електропостачання важливим є доведення рівня компенсації до економічно обґрунтованих рівнів.

Компенсацію реактивної потужності доцільно розглядати як у структурі організаційних, так і в структурах режимних і технічних заходів з енергозбереження шляхом вирішення трьох основних завдань.

Першим завданням є визначення оптимальної потужності і місць встановлення засобів компенсації реактивної потужності в мережах системи електропо-

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

стачання. Вирішення такого завдання на рівні системи електропостачання зменшує втрати потужності та електроенергії в мережах системи, зменшує її електричне навантаження, що є важливим особливо в періоди максимуму навантаження та надає можливість регулювання напруги у вузлах навантаження.

Друге завдання – економічне обґрунтування реактивної потужності, що надається з мережі системи електропостачання споживачам, і визначення потужності засобів компенсації, котрі встановлюються споживачем. Під час вирішення такого завдання потрібно враховувати як параметри системи електропостачання та її режиму роботи, так і параметри споживача, а також показники тарифу оплати за електроенергію [8].

Вирішення цих завдань повинне базуватися на таких положеннях:

засоби компенсації необхідно вибирати комплексно для режиму найбільшого реактивного навантаження конкретного вузла електропостачання;

споживач електричної енергії зобов'язаний підтримувати рівень реактивної потужності в розподільних мережах відповідно до значення економічно оптимальної реактивної потужності, яка може бути переданою споживачу в режимах найбільшого та найменшого навантаження системи електропостачання;

врахування при розрахунках найбільшої реактивної потужності, яка може бути передана з мережі системи в післяаварійних режимах.

Третє завдання – оптимальне керування роботою визначених попередніми завданнями засобів компенсації реактивної потужності як у мережах системи електропостачання, так і в мережах споживачів.

Велика частка втрат електроенергії у електричних мережах зумовлена недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності, особливо в розподільних електричних мережах сільськогосподарських районів, де фактичне оснащення компенсуючими пристроями не перевищує 0,15 квар/кВт, тоді як оптимальний рівень компенсації становить близько 0,6 квар/кВт [7] при оптимальному їх розміщенні в характерних місцях електричних мереж. Така ситуація зберігається і в сучасних умовах, які характеризуються, з одного боку, зменшенням електрично-

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

го навантаження внаслідок спаду виробництва та економічної кризи, а з іншого боку, через незначне підключення компенсуючи пристроїв – різким зниженням їх установленної потужності та рівнів компенсації.

Однією з багатьох незаперечних переваг компенсації реактивної потужності як енергоощадного заходу є можливість підвищення економічності роботи розподільних мереж без втручання в умови і режим роботи споживачів електричної енергії. Ефективність конденсаторних батарей підвищується в разі їх додаткового використання в пристроях плавлення льоду на проводах повітряних ліній електропередач, або на пунктах АВР для збільшення пропускної здатності ліній електропередач напругою 10 кВ у після аварійному режимі роботи.

4.2. Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності

Розрахунок починається з визначення параметрів лінії електропередачі. Вибираємо повітряну лінію Деймановка (див. рис.2). Необхідно вибрати потужність конденсаторних установок з оптимальним рівнем компенсації 0.6 квар/кВт. Для цього потрібно знати реактивну потужність, що виділяється на РТП 10/0.4 кВ:

$$Q_M = \sqrt{S_M^2 - P_M^2}, \text{ квар}, \quad (5.1)$$

де: S_M - максимальна повна потужність,кВА;

P_M -максимальна активна потужність,кВт.

$$S_M = \frac{P_M}{\cos \varphi}, \text{кВА}. \quad (5.2)$$

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ для споживчих трансформаторних підстанцій вибираєм в залежності від хаактеру навантаження.

Значення потужностей конденсаторних установок заносимо в табл. 5.1.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1. Потужності конденсаторних установок на ТП 10/0.4

№	146	112	1280	147	113
ТП					
Q _м	187,5	30,5	255,0	510,1	30,5
Q _{ку}	113	18	150	300	18

Втрати електричної енергії до компенсації реактивної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta A_{i1} = (P_i^2 + Q_i^2) / U_H^2 \cdot R_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}, \quad (5.3)$$

після компенсації:

$$\Delta A_{i2} = (P_i^2 + (Q_i - Q_{ку})^2) / U_H^2 \cdot R_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}, \quad (5.4)$$

де: Q_i – реактивна потужність і-тої ділянки лінії, квар;

$Q_{ку}$ – потужність конденсаторної установки, квар;

P_i – активна потужність і-тої ділянки лінії, кВт;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ;

R_i – активний опір і-тої ділянки лінії, Ом;

τ – річне число годин втрат, год/рік. [1]

Отримані результати заносимо в табл. 4.2.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2. Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації

Ділянка	R, Ом	τ, год/рік	S, кВА	P, кВт	Q _в , квар	Q _{св} , квар	ΔA _{i1} , кВтгод/ рік	ΣΔA _{i1} , кВтгод/ рік	ΔA _{i2} , кВтгод/ рік	ΣΔA _{i2} , кВтгод/ рік
4-3	0,23	1800	833,3	500	666,6	113	2874,6	517301,3	2203,8	381529,2
3-2	0,23	1800	838,1	584	601,1	131	2907,8	514426,7	2326,9	379325,4
2-1	0,39	1800	1504,8	948	1168,6	281	15895,6	511518,9	11839,5	376998,5
5-1	0,16	1100	122,6	113,4	46,6	18	26,5	495649,8	24,0	365183,0
1-0	2,96	1800	3050	1952	2343,5	599	495623,3	495623,3	365159,0	365159,0

Зниження втрат електричної енергії після компенсації :

$$\Delta = (\Sigma \Delta A_{i1} - \Sigma \Delta A_{i2}) / \Sigma \Delta A_{i1} \cdot 100\% . \quad (5.5)$$

$$\Delta = (517301,3 - 381529,2) / 517301,3 \cdot 100\% = 26,2\%$$

4.3. Вибір батарей конденсаторів

За значеннями потужностей конденсаторних установок (табл.4.1.) вибираємо батареї конденсаторів і заносимо їхні характеристики в табл. 5.3.

Таблиця 4.3. Технічні характеристики конденсаторних установок [3]

Тип устано- вки	Номінальна потужність, квар	Номінальна ємність, мкФ	Вид вико- нання	Висота, мм	Маса, кг
КМ-0,38-13	13	286	3-фазне чи 1-фазне	408	26
КС-0,38-18	18	397	3-фазне чи 1-фазне	408	28
КС-0,38-50	25	551	3-фазне чи 1-фазне	408	28

Розрахунки показали, що з використанням пристроїв для компенсації реактивної потужності втрати електричної енергії в лінії Деймоновка знизились на 26,2%

										Арк.
										61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.643.ПЗ					

Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

розділі «Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності. У розглянуті питання по зменшенню втрат електричної енергії при компенсації реактивної потужності .

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 „Розра-хунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук’яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

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.

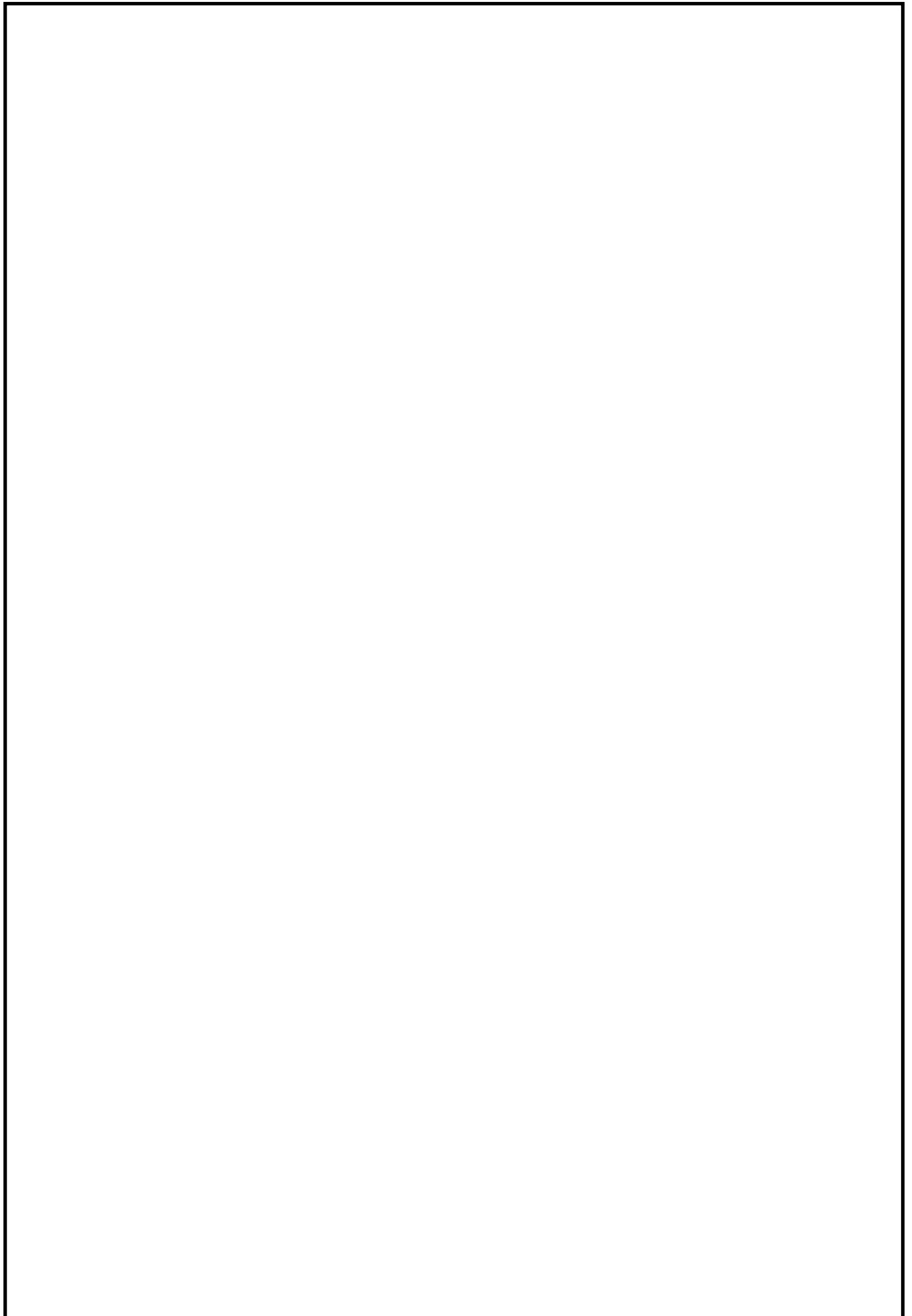
8.Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.

9 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.

10.Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

11.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.

					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					БР.5.141.643.ПЗ	Арк.
						65
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

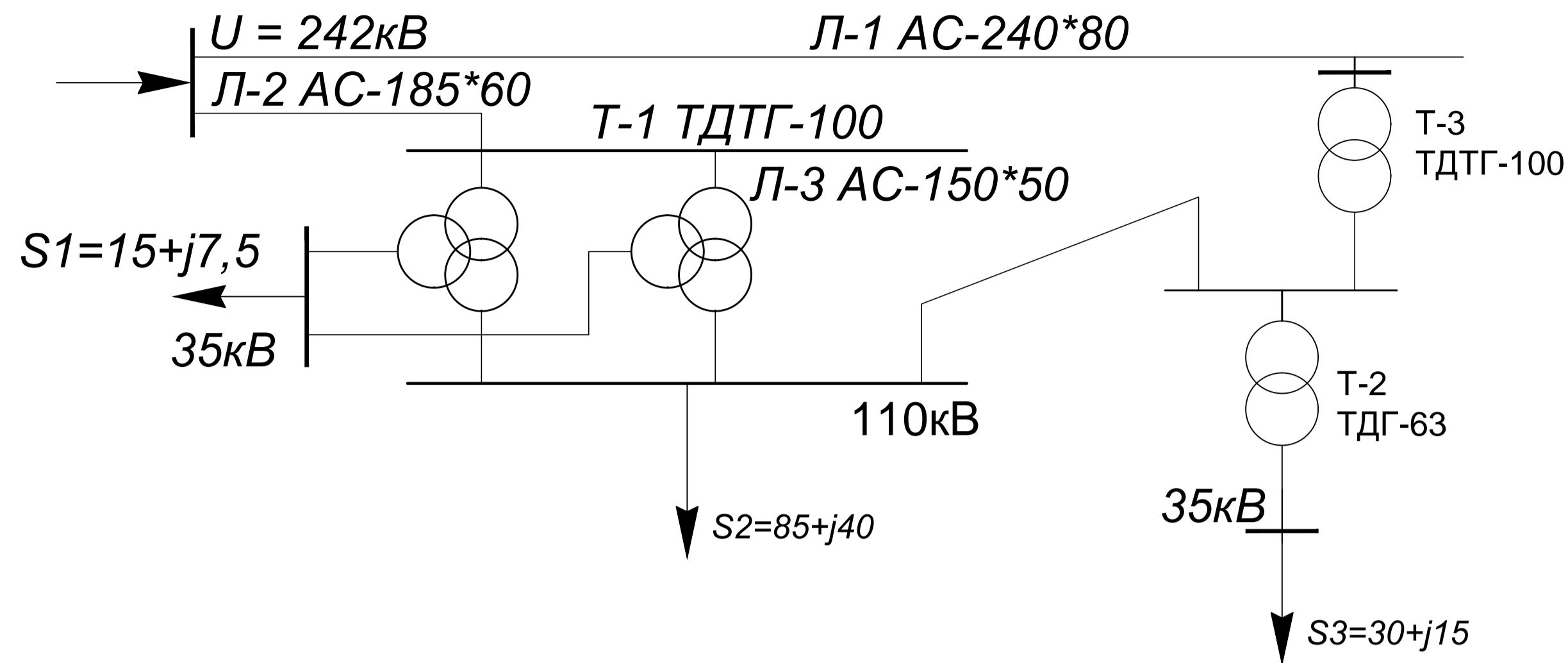


Схема заміщення мережі в номінальному режимі

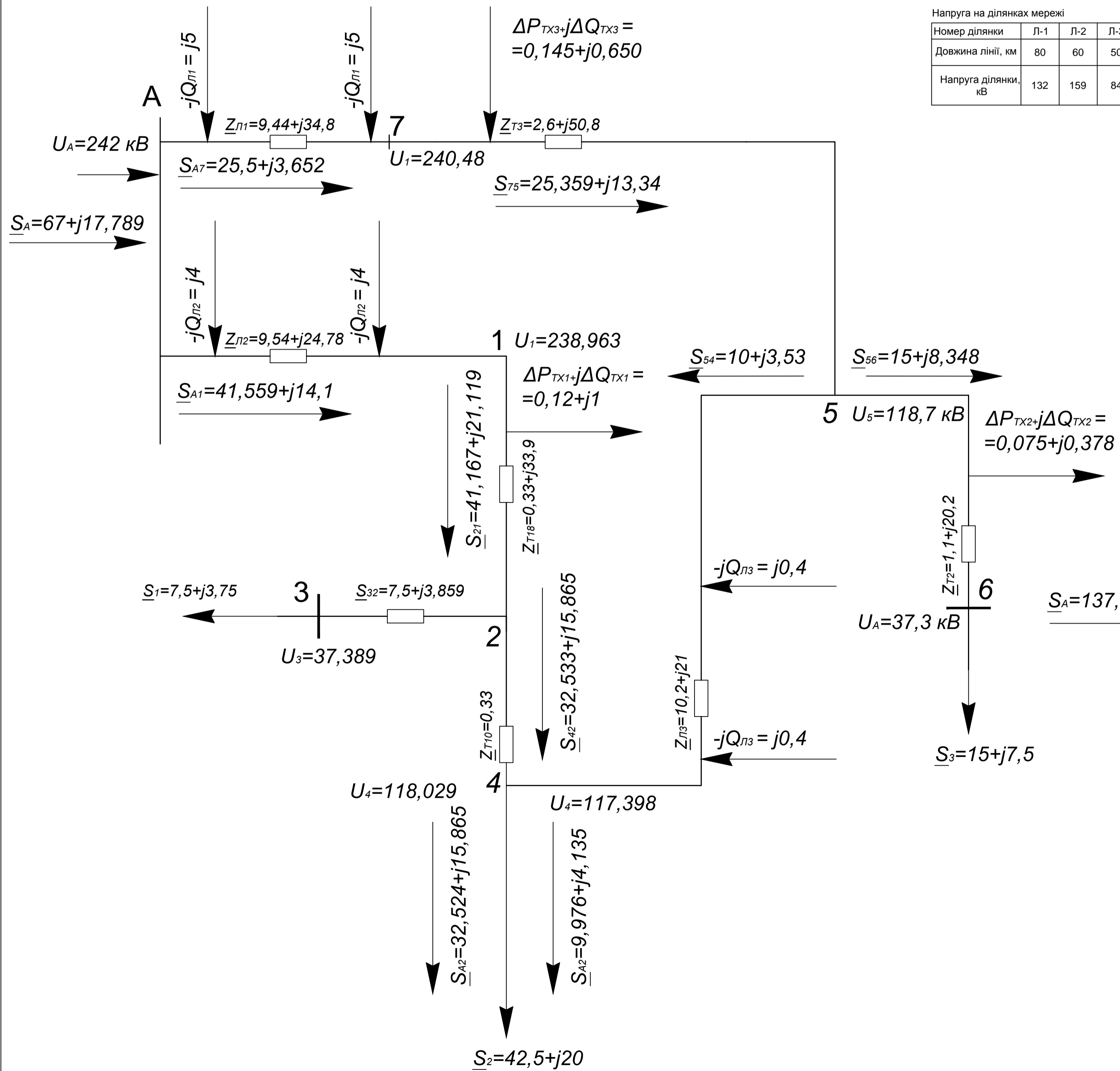


Схема заміщення мережі в номінальному режимі

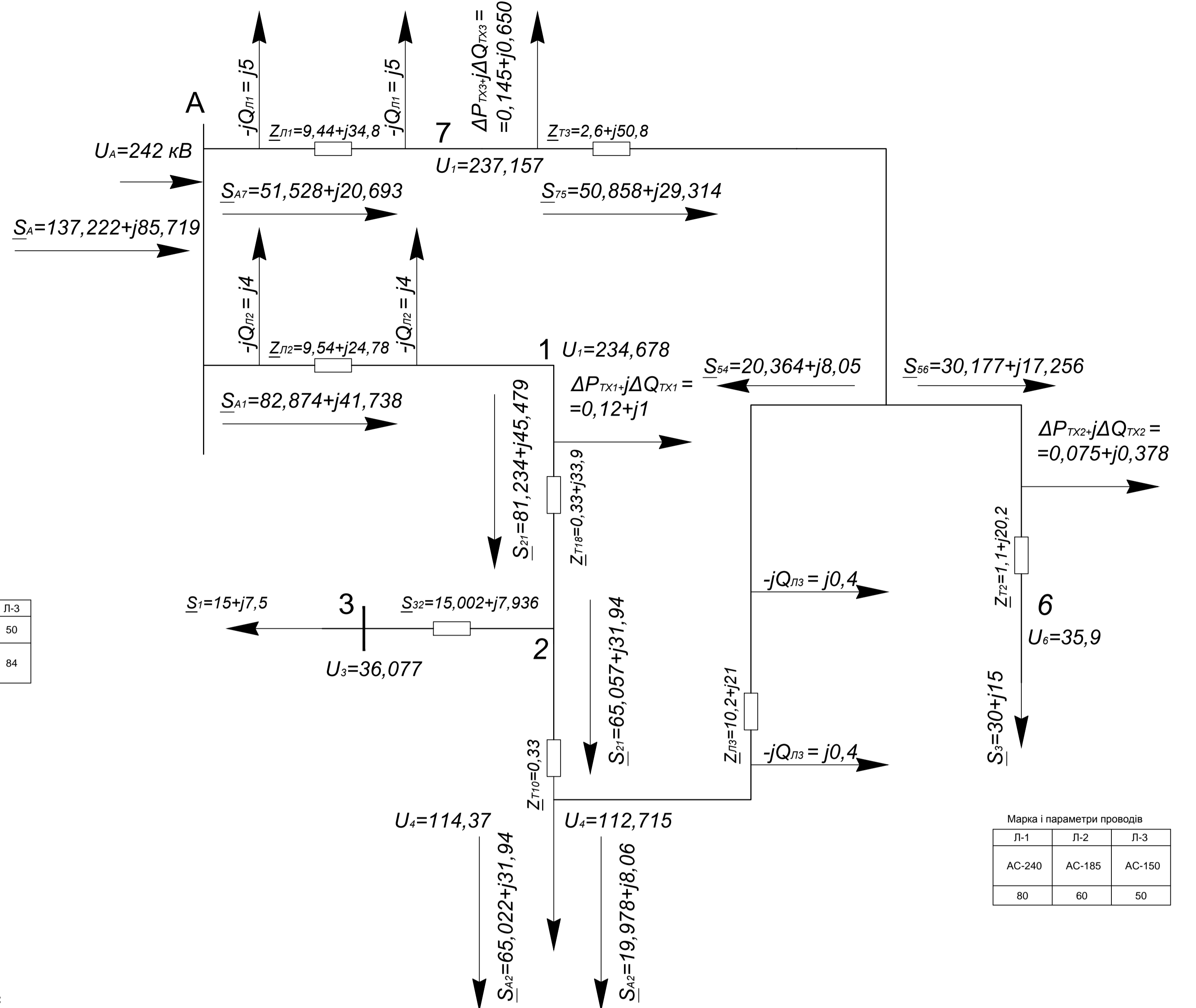
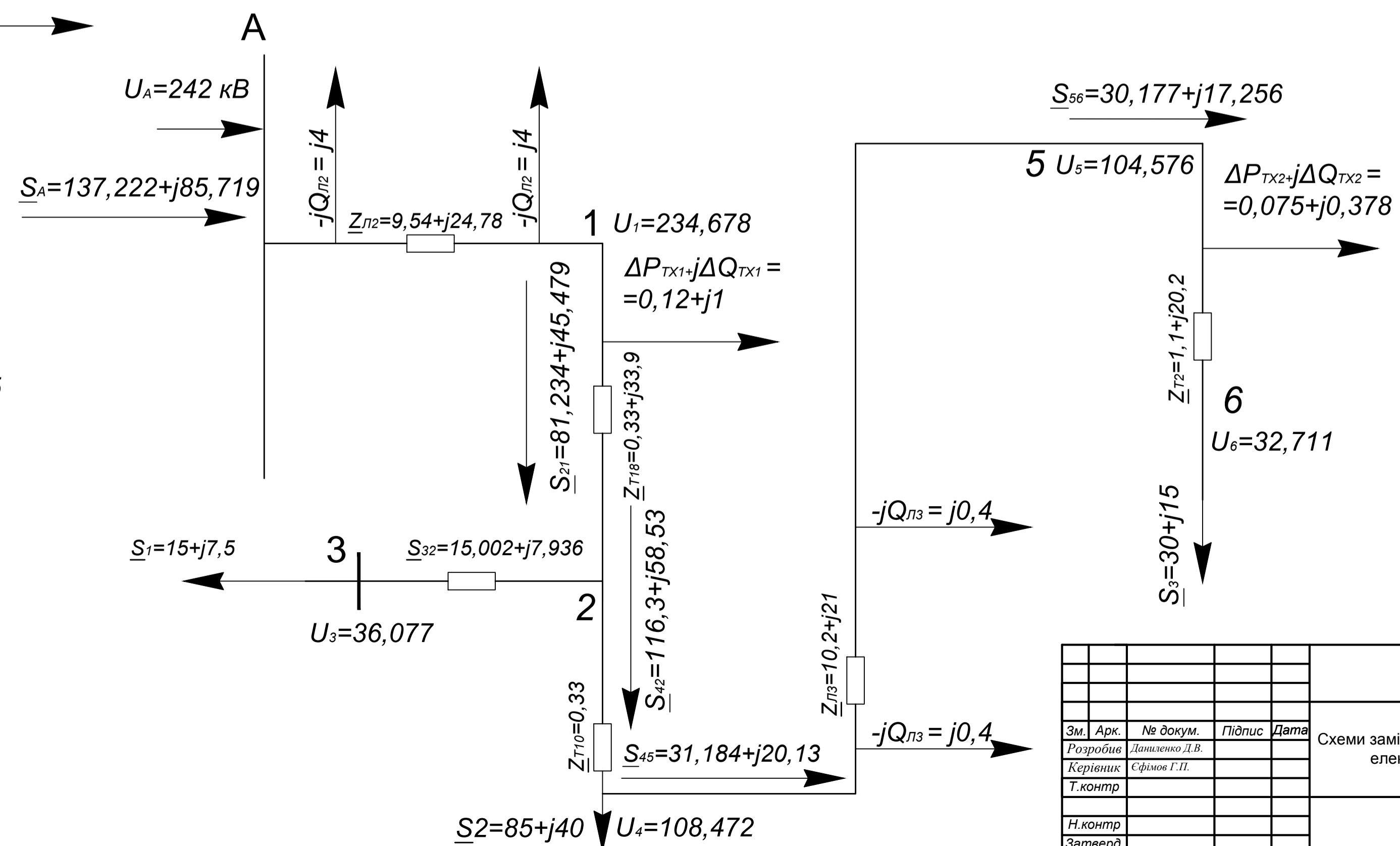
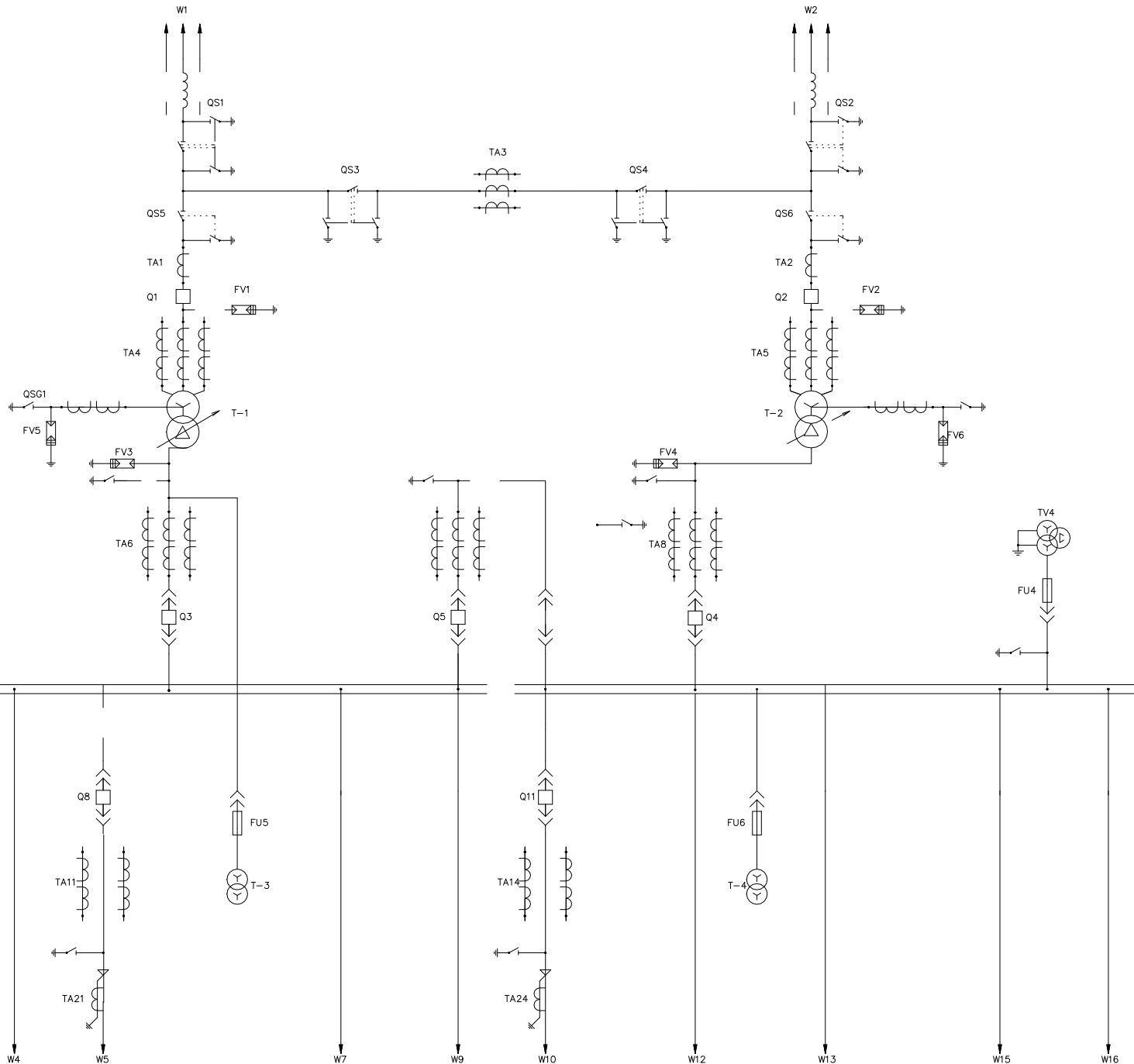


Схема заміщення мережі в аварійному режимі



БР.5.141.643 ГЧ.ЕТ				Літера	Вага	Маштаб
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		
Розробив	Домошнюк Д.В.				у	
Керувач	Сфіянов Г.П.				Аркуш	Аркуше
Т.контр.						
Н.контр.						
Затверд.						
Схеми заміщення для розрахунку електричної мережі						
СУМ ДУ Етдн-51 П						



Перечень аппаратуры

Форм. Зона	Поз	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
	1	T1, T2	Тр-р силового	2	
	2	Q1, Q2	Выключатель ВВБМ - 110Б -	2	
	3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	3	
	4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки	4	
	5	QS5, QS6	Разъединитель ВВУ-35А-40/2000 УХЛ1 наружной установки	2	
	6	Q6 - Q15	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	10	
	7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ФЭМ-110-У1	3	
	8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный	2	
	9	FV1, FV2	Разрядник вентильный	2	
	10	FV3, FV4	Разрядник вентильный РВП-35	2	
	11	FV5, FV6	Разрядник вентильный РВП-35	2	
	12	QSG1, QSG2	Заземлитель однолюсный	2	
	13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ФЭМ35-У1	3	
	14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
	15	FU1-FU6	Предохранитель ПKN 001-10 У1	6	
	16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЭНОП-35	4	
	17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ФЭМ35-У1	28	
	18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ФЭМ35-У1	14	

БР 5.141.643.ГЧЕТ					
Масштаб	Масштаб	Масштаб	Масштаб	Масштаб	Масштаб
Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист
Контур	Контур	Контур	Контур	Контур	Контур
Рисунки	Рисунки	Рисунки	Рисунки	Рисунки	Рисунки
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.
Зад. кол.	Зад. кол.	Зад. кол.	Зад. кол.	Зад. кол.	Зад. кол.

Схема понижающей подстанции 110/35 кВ

Лист 1 из 1

СумГУЕТгн-61п