

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електрич-
них мереж і екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електро-
передач надвисокієї напруги на навколишнє середовище”**

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Кудрявець Є.О.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Кудрявець Євгенія Олександровича

Тема роботи: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисок ої напруги на навколишнє середовище”

- 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;
 - екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисок ої напруги на навколишнє середовище.
- 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	Екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Кудрявець Є.О.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 61, Рис. 12, табл. 21, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, елек-тротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Кудрявець Є.О.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 61 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. Екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

Вступ	2
1 Вихідні дані	6
1.1 Розрахунок електричної мережі	7
2 Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	24
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	24
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	26
2.3 Вибір трансформаторів власних потреб	27
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	30
2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	32
2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	35
2.7 Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	38
2.8 Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	39
2.9 Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	40
3 Розрахунок релейного захисту	41
3.1 Вихідні дані	41
4 Екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище	52
Висновки	57
Література	58
Додаток А	60
Додаток Б	61

					<i>БР.5.141.772.ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Кудрявец Е.О.</i>					1	61
<i>Провер.</i>		<i>Ефимов Г.П.</i>				<i>СумДУзр.ЕТдн-51п</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</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 затискачах 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.5.141.772.ПЗ	Арк.
						2
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.

Зниження капіталовкладень у розвиток сільських електричних мереж на протязі 1990...2004 років призвели до суттєвого зниження надійності електропостачання сільських споживачів та якості електроенергії.

Перерви у електропостачанні сільських споживачів сягають 10% від загального часу технологічних процесів протягом року (проти 0,1% у розвинутих країнах).

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 відшкодувати 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.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Назріла нагальна необхідність розробки Закону про постачання та споживання електричної енергії і, відповідно, перегляду та внесення змін у нормативні, відомчі та міжвідомчі документи, що регламентують відносини сторін електропостачання та електроспоживання.

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

Доцільним є обґрунтування науково-технічних основ управління якістю електроенергії в розподільних мережах сільськогосподарського призначення.

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);

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

- 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

Завдання на проект

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

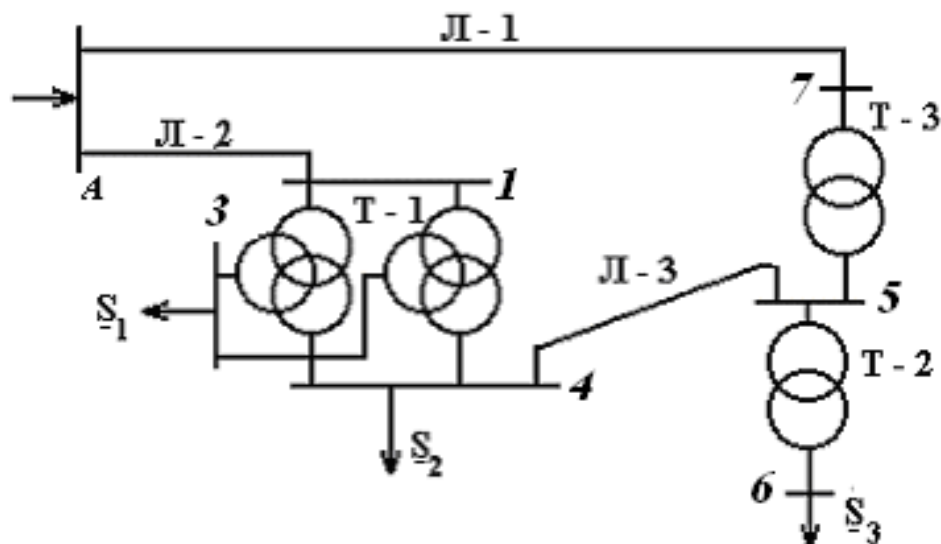
- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних ліній;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати трансформатори;
- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів
- . Виконати розрахунок параметрів схеми 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.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Вихідні дані

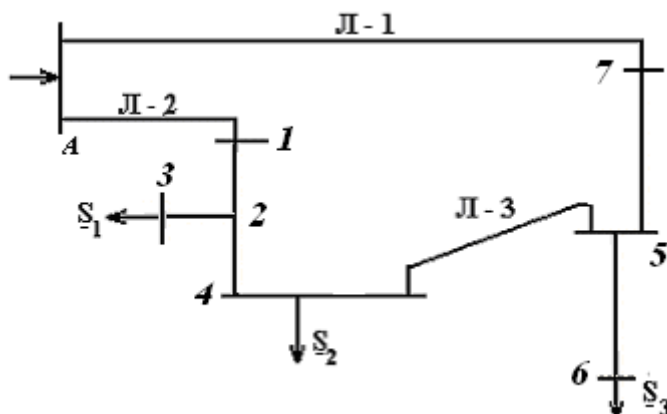
Таблиця 1.1

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



Малюнок 1.1 Вихідна схема з позначенням вузлів

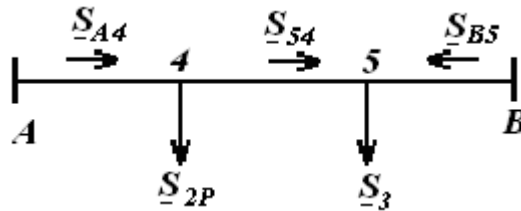
Приймемо навантаження вузла 3 рівній навантаженню S_1 , а навантаження вузла 4 рівній навантаженню S_2 , навантаження вузла 6 рівній навантаженню S_3 . Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 і ділянок з трансформаторами (малюнок 2).



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

$$\underline{S}_{A4} = \frac{\underline{S}_{2R}l_{4B} + \underline{S}_3l_{5B}}{l_{AB}} = 81 + j38,815 \text{ MVA}$$

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

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

1.1. Розрахунок електричної мережі.

1.1.1 Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (малюнок 2).

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

Таблиця 1.2 Напруги на ділянках мережі

номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	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

1.1.2 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

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

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 .

1.1.3 Вибираємо трансформатори по каталогу [2].

Таблиця 1.4 Типи трансформаторів

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

1.1.4 Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів.

1.1.5. 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:

$$r_0 = 0,204 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом/км};$$

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

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- параметри схеми заміщення:

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

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

$$Z_{ЛЗ} = 10,2 + j21 \text{ Ом}$$

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

1.1.6 Визначимо каталожні дані трансформаторів і параметри схем заміщення:

• для трансформатора Т-1:

каталожні дані трансформатора Т-1:

тип ТДТГ-100 242/121 / 38,5

$$S_{НОМ} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{НОМ.ВН} = 242 \text{ кВ};$$

$$U_{НОМ.СН} = 121 \text{ кВ};$$

$$U_{НОМ.НН} = 38,5 \text{ кВ};$$

$$U_{к.в-с} = 11\%;$$

$$U_{к.в-н} = 45\%;$$

$$U_{к.с-н} = 28\%;$$

$$\Delta P_k = 270 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_x = 60 \text{ кВА};$$

$$I_{xx} = 0,5\%.$$

Визначаємо загальне активний опір:

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

Опір кожного обмотки

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

Розраховуємо напруга короткого замикання кожної обмотки:

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

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

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

Реактивні опори обмоток :

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

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

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

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

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

Параметри схеми заміщення двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R_{m1} = R_{m.в11} = R_{m.с11} = R_{m.н11} = 0,5 R_{m.в11} = 0,65/2 = 0,33 \text{ Ом};$$

									Арк.
									9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.772.ПЗ

$$X_{m6l} = 0,5 X_{m6l1} = 0,5 \cdot 67,8 = 33,9 \text{ Ом};$$

$$X_{mcl} = 0$$

$$X_{mн1} = 0,5 X_{m.н11} = 0,5 \cdot 150 = 75 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{xm1} = 2 \cdot \Delta P_x = 2 \cdot 60 = 120 \text{ кВА};$$

$$\Delta Q_{xm1} = 2 \cdot \Delta Q_x = 2 \cdot 500 = 1000 \text{ кВА};$$

• для трансформатора Т-2:

каталожні дані трансформатора Т-2:

тип ТДТГ-63 121 / 38,5

$$S_{ном} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{ном.вн} = 121 \text{ кВ}$$

$$U_{ном.нн} = 38,5 \text{ кВ}$$

$$U_k = 10,5\%$$

$$\Delta P_x = 75 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_k = 360 \text{ кВА}$$

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

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

$$S_{ном} = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{ном.вн} = 242 \text{ кВ}$$

$$U_{ном.нн} = 121 \text{ кВ}$$

$$U_k = 10,5\%$$

$$\Delta P_x = 145 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_k = 530 \text{ кВА}$$

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

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 .

										Арк.
										10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.772.ПЗ

1.7.1 Розрахунок аварійного режиму з відключенням лінії Л-1

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

1.7.1 Виконуємо розрахунки потужностей в лініях

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

$$\begin{aligned}\underline{S}_{65} &= \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_5^2} \underline{Z}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \\ &= 30 + j15 + \frac{30^2 + 15^2}{110^2} (1,1 + j20,2) + 0,075 + j0,378 = 30,177 + j17,256 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

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

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

$$\begin{aligned}\underline{S}_{42} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_2 + \frac{(P_{54} + P_2)^2 + (Q_{54} + Q_2)^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = \\ &= 31,184 + j18,53 + 85 + j40 + \frac{(31,184 + 85)^2 + (18,53 + 40)^2}{220^2} (0,33) = \\ &= 116,3 + j58,53 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}\underline{S}_{32} &= \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{T1H} = \underline{S}_2 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1H} = 15 + j7,5 + \frac{15^2 + 7,5^2}{220^2} (0,33 + j75) = \\ &= 15,002 + j7,936 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

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

$$U_6' = U_5 - \frac{P_{65}R_{65} + Q_{65}X_{65}}{U_5} - j \frac{P_{65}X_{65} + Q_{65}R_{65}}{U_5} =$$

$$= 101,195 - 26,37 - \frac{30,177 \cdot 1,1 + 17,256 \cdot 20,2}{104,576} + j \frac{30,177 \cdot 20,2 + 17,256 \cdot 1,1}{104,576} =$$

$$= 97,544 - j32,386 \text{ кВ}$$

$$|U_6'| = 102,782$$

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

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

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

1.7.3 Перевірка допустимого струму ПЛ

Лінія 2. $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$

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

$$I_{РАБ} < I_{\text{доп}}$$

$$455 < 510$$

Лінія 3. $I_{\text{доп}} = 445 \text{ А}$

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

$$I_{РАБ} < I_{\text{доп}}$$

$$243 < 445$$

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

1.8 Розрахунок нормального режиму мережі (при S ном.)

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

1.8.1. Розрахунки потужностей в лініях

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

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

А. Визначаємо по Токораспределение в мережі.

Задаємося напрямком за годинниковою стрілкою.

							БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				14

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

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

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

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

$$= 65,057 + j31,94 \text{ МВА.}$$

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

$$\underline{S}_{54} = \underline{S}'_{54} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}'_{54} + \frac{P_{54}^2 + (Q_{54} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} =$$

$$= 19,978 + j8,06 + \frac{19,978^2 + (8,06 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 =$$

$$= 20,364 + j8,054 \text{ МВА.}$$

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

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

БР.5.141.772.ПЗ

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{57} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \Delta\underline{S}_{T3} + \underline{S}_{XT3} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \frac{(P_{54} + P_{56})^2 + (Q_{54} + Q_{56})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T3} + \underline{S}_{XT3} = \\
&= 20.364 + j8.054 + 30.177 + j17.256 + \frac{(20.364 + 30.177)^2 + (8.054 + 17.256)^2}{220^2} (2,6 + j50,8) + \\
&+ 0,145 + j0,650 = 50.858 + j29.314 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
U_1 &= U_A - \frac{P_{1A} R_{1A} + Q_{1A} X_{1A}}{U_1} - j \frac{P_{1A} X_{1A} + Q_{1A} R_{1A}}{U_1} = \\
&= 242 - \frac{82.874 \cdot 9,54 + 41.738 \cdot 24,78}{242} + j \frac{82.874 \cdot 24,78 + 41.738 \cdot 9,54}{242} = \\
&= 234,459 - j10,131 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

$$|U_1| = 234,678$$

Напруга в вузлі 2

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

$$|U_2| = 228.829$$

Напруга в вузлі 3.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

$$U_3' = U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} =$$

$$= 227,775 - j21,93 - \frac{15,002 \cdot 0,33 + 7,936 \cdot 75}{228,829} + j \frac{15,002 \cdot 75 + 7,936 \cdot 0,33}{228,829} =$$

$$= 212,765 - j42,374 \text{ кВ}$$

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

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

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

Напряга в вузлі 4 .

$$U_4' = U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} =$$

$$= 227,775 - j21,93 - \frac{65,057 \cdot 0,33 + 31,94 \cdot 0}{228,829} + j \frac{65,057 \cdot 0 + 31,94 \cdot 0,33}{228,829} =$$

$$= 227,681 - j21,976 \text{ кВ}$$

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

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

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

Напряга в вузлі 7

$$U_7' = U_A - \frac{P_{A7}R_{A7} + Q_{A7}X_{A7}}{U_A} - j \frac{P_{A7}X_{A7} + Q_{A7}R_{A7}}{U_A} =$$

$$= 242 - \frac{51,528 \cdot 9,44 + 20,693 \cdot 34,8}{242} + j \frac{51,528 \cdot 34,8 + 20,693 \cdot 9,44}{242} =$$

$$= 237,014 - j8,217 \text{ кВ}$$

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

Напряга в вузлі 5

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

$$U_5' = U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} =$$

$$= 237,014 - j8,217 - \frac{50,858 \cdot 2,6 + 29,314 \cdot 50,8}{237,157} + j \frac{50,858 \cdot 50,8 + 29,314 \cdot 2,6}{237,157} =$$

$$= 230,178 - j19,432 \text{ кВ}$$

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

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

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

Напряга в вузлі 6.

$$U_5' = U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} =$$

$$= 237,014 - j8,217 - \frac{50,858 \cdot 2,6 + 29,314 \cdot 50,8}{237,157} + j \frac{50,858 \cdot 50,8 + 29,314 \cdot 2,6}{237,157} =$$

$$= 230,178 - j19,432 \text{ кВ}$$

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

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

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

Напряга в вузлі 4.

$$U_4'' = U_5 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} =$$

$$= 115,089 - 26,37 - \frac{20,364 \cdot 10,2 + 8,05 \cdot 21}{115,498} + j \frac{20,364 \cdot 21 + 8,05 \cdot 10,2}{115,498} =$$

$$= 111,826 - j14,13 \text{ кВ}$$

$$|U_4''| = 112,715 \text{ кВ}$$

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.	
					18	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.772.ПЗ	

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

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

1.9.1 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 поточкорозділ 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 поточкорозділу в контурі (див. Додаток лист 3)

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

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

$$\begin{aligned} \underline{S}_{42} &= \underline{S}'_{42} + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}'_{42} + \frac{P_{42}^2 + Q_2^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = 32,524 + j15,865 + \frac{32,524^2 + 15,865^2}{220^2} (0,33) = \\ &= 32,533 + j15,865 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

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

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

1.9.2 Напруги у вузлах

Напруга в вузлі 1

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

$$|U_1| = 238,963$$

Напруга в вузлі 2

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

$$|U_2| = 236,103$$

Напруга в вузлі 3 .

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

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

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

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

Напруга в вузлі 4 .

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

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

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

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

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

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.5.141.772.ПЗ	Арк.
						23
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 / годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
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.

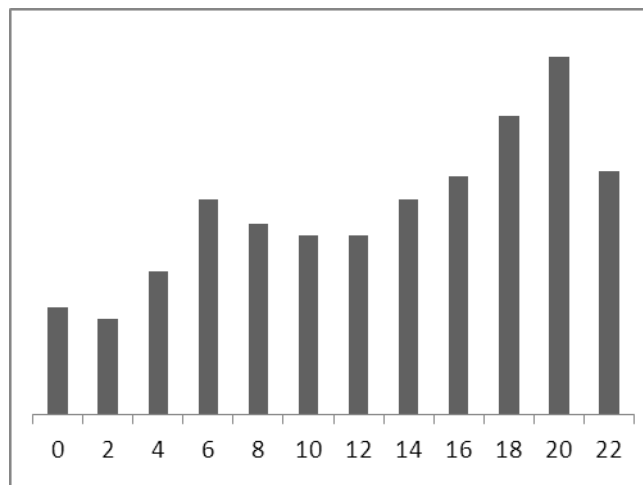


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

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

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

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

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_2 = 1.35$$

По ГОСТу 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду (-1°C) і часу перевантаження $t_{\text{час}}$, знаходимо значення перевантаження допустиме $t = \text{час}$ 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.5.141.772.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

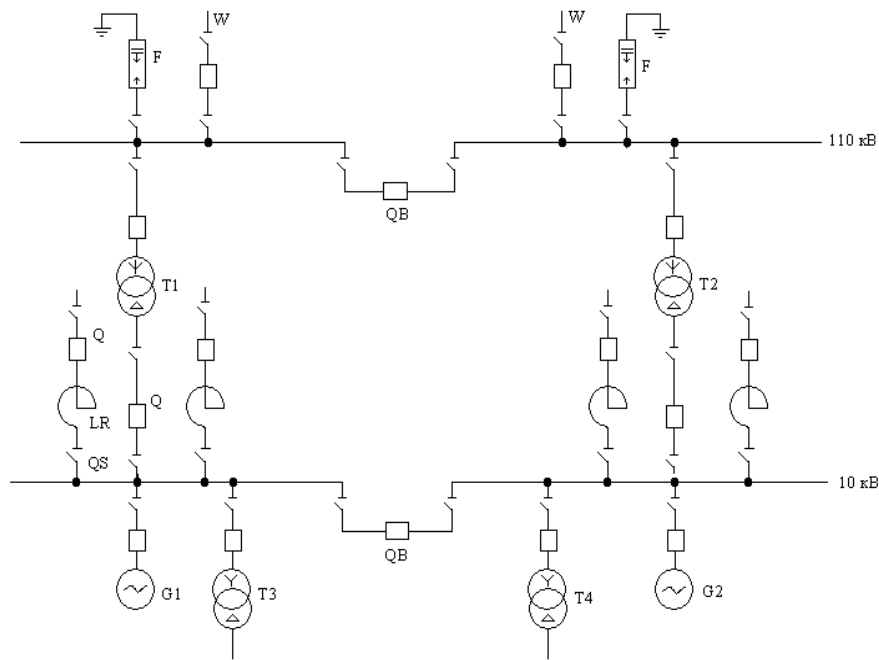


Рисунок 2.2 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

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.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ 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 $S_{TCH} \geq S_{CH}$

де S_{TCH} – потужність трансформатора власних потреб , кВа

S_{CH} – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює S_{TSP} 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

$$S_{TCH} = \frac{S_{TSP} + S_{CH}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

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

Схема живлення власних потреб рис. 2.1.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

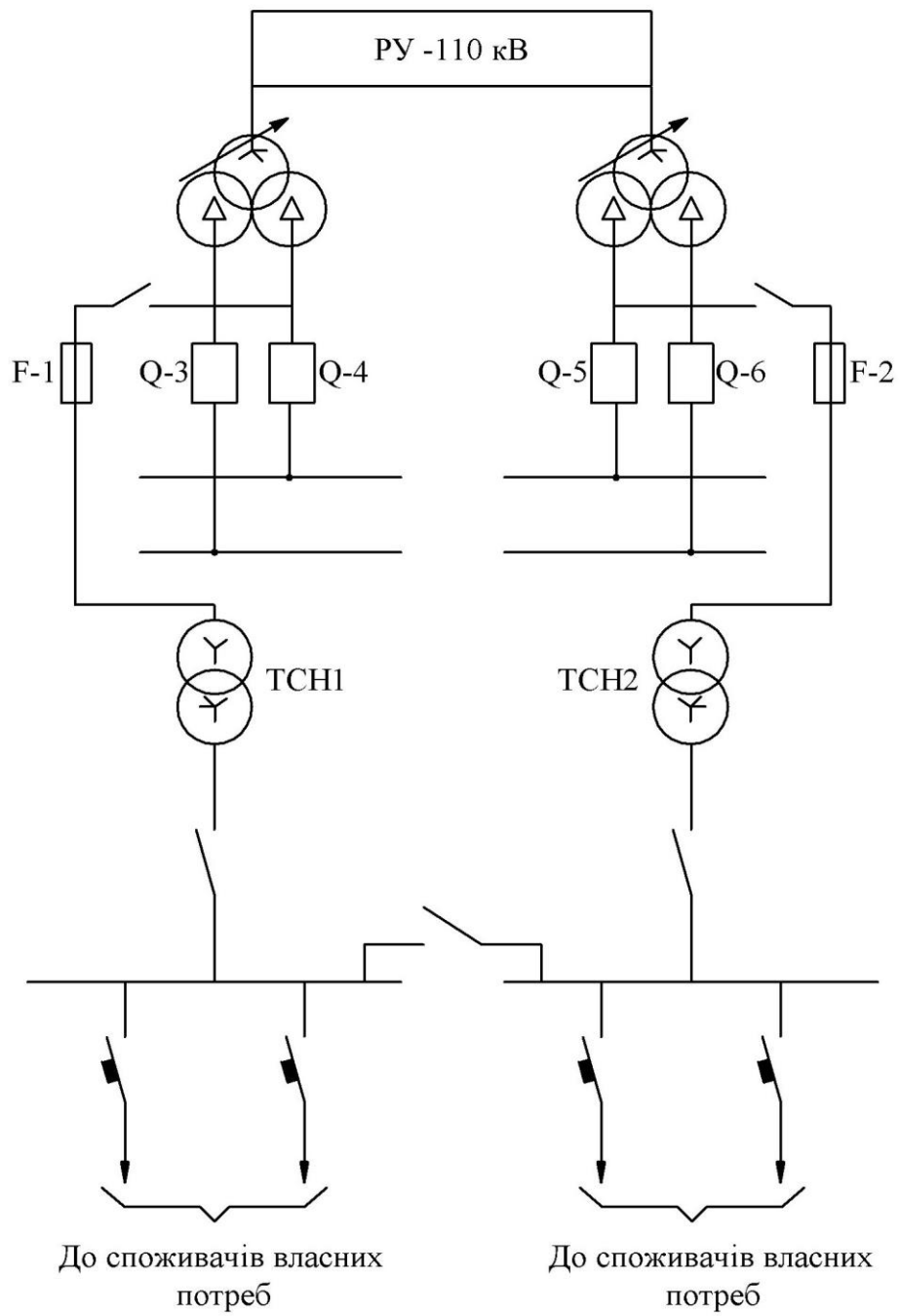


рис. 2.1.Схема живлення власних потреб

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.772.ПЗ

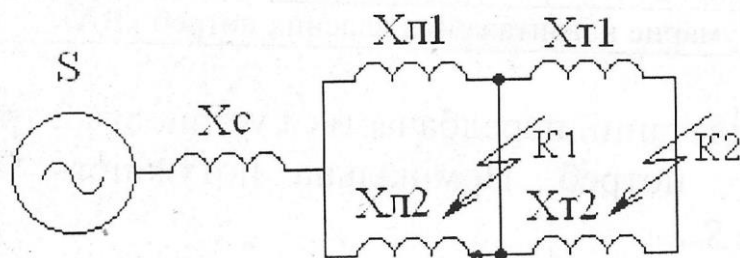
Арк.

29

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.
									30
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 :
$$W_R = I_{k1}^2 (T + T_a) = I_{k1}^2 (0,06 \cdot 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

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

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

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

Таблиця 2.4.1.- Значення струмів короткого замикання

Ст ру- ми ко- рот- кого за- ми- кан- ня	СКЗ у початко- вий мо- мент часу	Удар ний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент витрати контак- тів ви- микача, кА	Апе- ріод скла- дова СКЗ, i_a кА	Інте- грал Джо- уля W_k кА ² с
Ш ини 110 кВ (K_1)	8,73	19,82	8,73	1,1	6,48
Ш ини 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 струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого 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]

											Арк.
											32
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
$I_{пт} \leq I_{откНом}$	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 вибирати 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
$I_{пт} \leq I_{откНом}$	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

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

$i_y \leq I_{\text{прСКВ}}$	10,62 кА	86 кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ОткНом}}$	4,68 кА	38 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	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 ви-бору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	404,62 А	1600 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{\text{прСКВ}}$	10,62 кА	86 кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ОткНом}}$	4,68 кА	38 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	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 ви-бору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	73,56 А	1000 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	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 проекті 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.5.141.772.ПЗ	Арк.
						35
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 тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секції . Вимикаць на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра 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
$B_k \leq I_t^2 t_r$	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 мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля L=160м

$$Z_{\text{пр}} = p \frac{L}{F}$$

Де: p – питомий опір алюмінію, 0,0283, Ом×мм;

F – перетин жил, мм²;

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

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
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	809,25 А	2000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	10,62 кА	-
$B_k \leq I_t^2 t_f$	3,28 кА ² ·С	74,42 кА ² ·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
$B_k \leq I_t^2 t_f$	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

2.7. Вибір оцинковки розподільчих пристроїв (РП)

Оцинковку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими про-
водами 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, вихо-
дячи з умов термічної сійкості, визначається за формулою

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

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

Перетин 70мм² підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстан-
цію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцинковки підстанції бе-
ремо АС-95.

Оцинковка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір пере-
тину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні
бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення ре-
зонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота
коливаний шин менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливаний 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;

										Арк.
										38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.772.ПЗ					

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

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

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

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

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

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

Розрахункова механічний напружок у матеріалі шин для алюмінієвого сплаву

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 технікоеконічному 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 вантажопідійомні пристрої або можливість застосування вантажопідійомних

						БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
							39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування .

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.5.141.772.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.Розрахунок релейного захисту

У роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ВЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і ε . д. с. живлячої системи (однакові для максимального і мінімального режимів), приведені до шин 10 кВ живлячій підстанції; параметри ділянок основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів. Е. д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

На ВЛ-10 кВ встановлений максимальний струмовий захист, виконаний по двофазній двоохрелейній схемі з реле, тип якого вказаний в завданні.

Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:

1. Струму спрацьовування захисту (первинного).
2. Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту і типу реле).
3. Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту із залежною характеристикою).
4. Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при вибраному часі спрацьовування захисту.

3.1.Вихідні дані

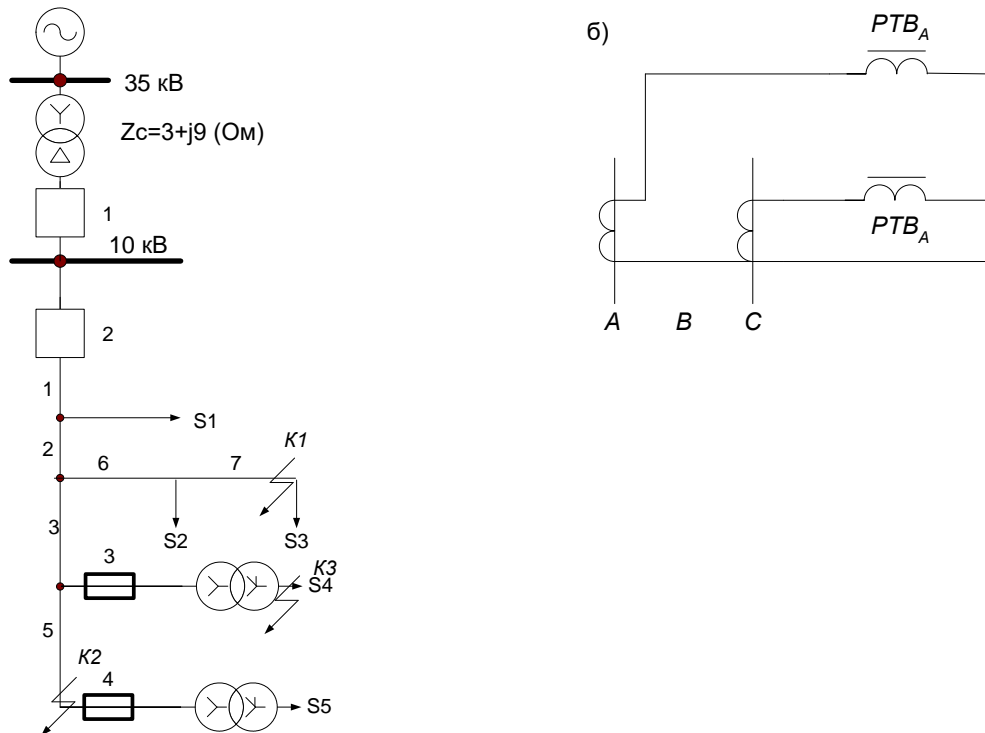
№ ва- рианта	Марка провода							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
8	ПС-35	АС-35	АС-35	ПС-25	ПС-35	АС-35	А-25	РТВ-Ш

№ ва- рианта	№ схеми, рисунок	Тип предохранителя	Длина участка, км						
			1	2	3	4	5	6	7
8	рис.2.4	НС	9	8	7	6	5	7	9

					БР.5.141.772.ПЗ			Арк.
								41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

№ ва- рианта	Потребляемая мощность, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
8	45	35	65	48	35	120

3.2 Розрахунок уставок максимального струмового захисту ПЛ 10 кВ



Мал. 3.1. Розрахункова (а) схема ВЛ 10 кВ і принципова (б) схема максимального захисту лінії (Т/в – максимальний струмовий захист із залежною характеристикою)

1. Розраховуються струми доточки к. з., для чого раніше намічаються розрахункові точки доточки к. з. електрично найбільш віддалені від живлячої підстанції (точки К1 і К2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ($r_{y\delta}$, $x_{в. y\delta}$ і $x_{н. y\delta}$) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ($x_{в. y\delta}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в дроті і тому точ-

ний розрахунок струмів до. з. для таких проводів є вельми трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів до. з. для ліній, у яких опір ділянок із сталевими проводами складає незначну частину загального опору до крапки до. з., допускається набувати деяких середніх значень $x_{в.уд}$ відповідні струму до. з. приблизно 150 А. При великих струмах до. з. ці опори зменшуються. Таким чином, вказане допущення зазвичай створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Таблиця 3.1

Ділянки лінії	Довжина, км.	Марка дроту	$r_{уд}$, Ом/км.	$x_{в.уд}$, Ом/км.	$x_{н.уд}$, Ом/км.	$x_{в.уд} + x_{н.уд}$, Ом/км.	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
1	9	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	19,2
2	8	АС-35	6,5	1,2	0,4	1,6	63	29,4
3	7	АС-35	6,2	1,4	0,4	1,8	99,2	28,8
4	6	ПС-25	0,773	0	0,4	0,4	4,235	2,2
5	5	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	15,2
6	7	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,638	2,4
7	9	А-25	0,473	0	0,4	0,4	0,473	0,4

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки к.з. К1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 125,4 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 53,4 \text{ (Ом)}.$$

$$\text{Повний опір до точки К1 } z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 136,3 \text{ (Ом)}.$$

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Струм при трифазному до. з. у точці К1 $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 136,3} = 44,52 (A)$.

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 25 (A)$. Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі.

2. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при розрахунку максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати $k_{сзн}$ рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії ($I_{раб.макс}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно по максимальній сумарній потужності силових трансформаторів, які можуть харчуватися по лінії, що захищається, в нормальному, ремонтному або після аварійному режимах.

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 17,92 (A).$$

Струм спрацьовування захисту по умові

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H k_{сзн}}{k_\epsilon} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 (A).$$

3. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТВ-111 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши отримуємо

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{50 \cdot 1}{20/5} = 12,5 (A).$$

Вибираємо $I_{с.р} = 12,5 (A)$. Така уставка на реле може бути виконана.

Коефіцієнт чутливості при до. з. у основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом к.з.):

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 25}{50} = 0,43 < 1,5, \text{ і, отже, чутливість недостатня, необхідно замі-}$$

нити дроти ПС АС.

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки к.з. К1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 28,51 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 22,2 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1 $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 36,13 \text{ (Ом)}.$

Струм при трифазному до. з. у точці К1 $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 36,13} = 167,97 \text{ (А)}.$

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 114,11 \text{ (А)}$. Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі .

4. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при розрахунку максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати $k_{сзн}$ рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії ($I_{роб.макс}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно по максимальній сумарній потужності силових трансформаторів, які можуть харчуватися по лінії, що захищається, в нормальному, ремонтному або після аварійному режимах.

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 17,92 \text{ (А)}.$$

Струм спрацьовування захисту по умові

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.з} \geq \frac{k_H k_{cзп}}{k_e} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 (A).$$

5. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТВ-111 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши $n_T = 20/5$ отримуємо

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} k_{cx}^{(3)}}{n_T} = \frac{50 \cdot 1}{20/5} = 12,5 (A).$$

Вибираємо $I_{c.р} = 12,5 (A)$. Така уставка на реле може бути виконана.

Коефіцієнт чутливості при до. з. у основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом до. з.):

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 114,11}{50} = 1,97 > 1,5, \text{ і, отже, чутливість достатня.}$$

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при до. з. на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибирається найближчий трансформатор 100 кВА, і визначається струм до. з. через захист при пошкодженні за цим трансформатором. Опір стандартного трансформатора

$$\text{такої потужності з } u_k = 4,5\% \text{ рівне } 45 \text{ Ом } (x_{TP} = \frac{u_k U_{ном.тр}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45$$

(Ом)). Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки до. з. К3 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k3} = r_c + r_1 = 12,28 \text{ (Ом)}, \quad x_{k3} = x_c + x_1 + x_{TP} = 58,8 \text{ (Ом)}.$$

$$\text{Повний опір до точки К3 } z_{k3} = \sqrt{r_{k3}^2 + x_{k3}^2} = 60,1 \text{ (Ом)}.$$

$$\text{Струм при трифазному до. з. у точці К3 } I_{K3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 60,1} = 101 (A). \text{ При двофаз-}$$

ному $I_{K3}^{(2)} = 0,865 \cdot 101 = 87,4 (A)$. Коефіцієнт чутливості

$k_{ч.рез} = 87,4/50 = 1,75 > 1,2$. Визначаються коефіцієнти чутливості при до. з. за наступним трансформатором відгалуження і так далі. Може опинитися, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і видаленими трансформаторами відгалужень, що допускається «Правилами» [1].

										Арк.
										46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

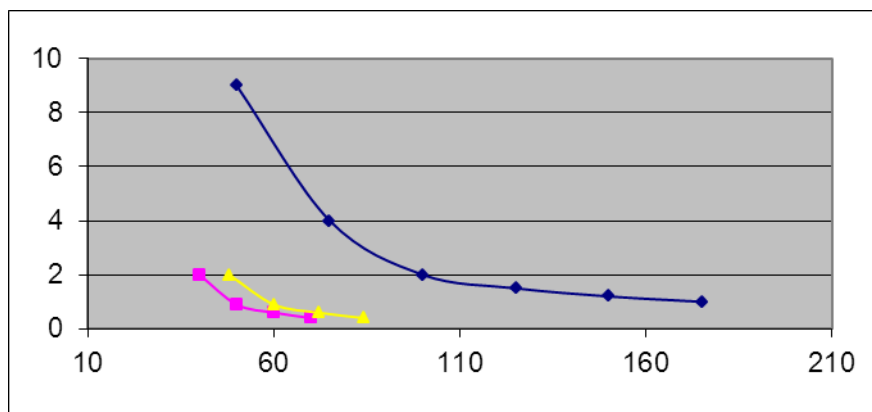
6. Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТВ-111 за умовами узгодження по струму і часу з параметрами спрацьовування захисних пристроїв подальших і попередніх елементів. Попереднім розрахунковим елементом є найбільш могутній з трансформаторів – 100 кВА. Його захист здійснюється, як завжди, плавкими запобіжниками. Номінальний струм замінюваного елемента запобіжників, співпадаючий за значенням з номінальним струмом запобіжника $I_{ном}$ вибираються по таблиці 3.2

Таблиця 3.2

Потужність трансформатора, що захищається, кВА	Номінальний струм, А					
	Трансформатора на стороні			Запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6кВ	10кВ	0,4 кВ	6кВ	10кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку вибираємо запобіжник HS -10, призначений для захисту силових трансформаторів, з номінальною напругою 10 кВ, номінальним струмом $I_{ном} = 16 А$ (таблиця. 2.2) і номінальним струмом відключення $I_{о.ном} = 12,5 кА$ (набуває найближчого більшого значення по відношенню до максимального значення струму до. з. у місці установки запобіжника; згідно а цей струм дорівнює 580 А). Умовне позначення вибраного запобіжника HS-10-15-12,5.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47



Мал. 3.2. Карта селективності

На карті селективності в осях ток–время будується типова захисна час струмова характеристика плавлення вибраного запобіжника, що представляє залежність часу або часу плавлення плавкого елемента від початку до. з. до моменту виникнення дуги від значення періодичної складової очікуваного струму, що діє, до. з. (типові час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному часі (часу плавлення плавкого елемента) $t_{пл}$ від значення струму до. з., отриманого по типовій час струмовій характеристиці плавлення, не повинно перевищувати $\pm 20\%$. Тому типова характеристика 1' має бути зміщена управо на 20%.

Підбирається характеристика 2 максимальний захист лінії виходячи з таких умов.

а. Струм спрацьовування захисту має бути не менше чим на 10% більше струму плавлення вставки запобіжника, відповідного часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 з). Для цього визначається струм $I_{пл}$ при 5 з: 36 А. Вибраний раніше струм спрацьовування захисту (50 А) задовольняє цій умові.

б. Ступінь селективності 0,5–0,7 з між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму к.з.

в. Ступінь селективності між захистом живлячого трансформатора (характеристика 3 задана) і захистом ВЛ 10 кВ має бути приблизно 0,7 з при максимальному струмі к.з. на початку лінії (практично береться струм к.з. на шинах 10 кВ живлячій підстанції). Очевидно, що обидва захист, що погоджується, працюють в незалежній частині характеристик. Тоді для захисту лінії час спрацьовування має бути

$$t_{c.з} \leq t_{c.з.мп} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 \text{ с.}$$

Приймаючи за основу типову односекундну характеристику реле РТ-80 (приведена в додатку), визначаємо декілька точок потрібної характеристики з $t_{c.з} = 1 \text{ с}$ у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих крапок по вибраному струму спрацьовування захисту $I_{c.з} = 50 \text{ А}$.

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.з}, \text{с}$	9	4	2	1,5	1,2	1
$I_k, \text{А}$	50	75	100	125	150	175

Струм I_k визначається по виразу:

$$I_k = \frac{k I_{c.p} n_T}{100 k_{cx}^{(3)}},$$

де k – кратність $I_p / I_{c.p}$ визначувана по типовій характеристиці %; $I_{c.p}$ – струм спрацьовування реле, А; n_T – коефіцієнт трансформації; $k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми.

Проводиться перевірка струмового захисту (1 з) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж

$$s_{\text{мин}} = \sqrt{B} / C,$$

де – мінімальний допустимий перетин дроту, мм²; $B = I_k^2 t_{\text{отк}}$ – імпульс квадратичного струму від періодичної складової струму I_k при трифазному к.з. на

										Арк.
										49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

початку лінії, що захищається; $t_{отк}$ – час від початку к.з. до його відключення, обчислюване по виразу

$$t_{отк} = t_{с.з} + t_{о.в},$$

де $t_{с.з}$ і $t_{о.в}$ – час спрацьовування захисту і час відключення вимикача, с.

Значення постійною I_z залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм² і для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається $C=91$; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм² – $C=69,5$.

$$S_{мин} = \frac{I_K}{C} \sqrt{t_{отк}}.$$

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення $t_{отк}$ слід враховувати, що за час бестокової паузи (зазвичай близько 2 з) температура дроту істотно не зміниться. У цих випадках час проходження струму к.з. збільшується

$$t_{отк} = t_{с.з1} + t_{с.з2} + 2t_{о.в},$$

де $t_{с.з1}$ – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ); $t_{с.з2}$ – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення $t_{с.з2} = t_{с.з1}$. При використанні на лінії пристрою АПВ двократної дії з витримкою часу другого циклу близько 20 із значення $t_{отк}$ допустимо не збільшувати і розрахунок проводити по виразу.

Для умов курсової роботи:

$$t_{отк} = 1 + 1 + 2 \cdot 0,1 = 2,2 \text{ с};$$

$$s_{мин} = 640 \sqrt{2,2} / 69,5 \approx 14 \text{ мм}^2,$$

що менше прийнятого в прикладі на ділянках 1 і 2 (АС-35, Мал. 2.1).

6. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

а. Перевірка на 10 %-ную погрішність. Гранична кратність для реле із залежною характеристикою ($R_{тв-i}$): $k_{10} = 1,6 \cdot 75 / 50 = 2,4$. По кривій граничних крайнощів для ТПЛ-10, клас Р визначається $z_{н.доп} = 4,2 \text{ Ом}$.

										Арк.
										50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної двохрелейної схеми : $z_{н.расч} = 2r_{np} + z_p + z_{пер}$. Опір реле РТ-80 при втягнутому якорі при уставке 12,5 А розраховується: $z_p = 118/7,5^2 = 2,1 \text{ Ом}$ де $S = 118 \text{ ВА}$ за технічними даними приводу ПП-67. Опір проводів в даному випадку практично можна було б не враховувати, оскільки реле РТ-80 встановлені в безпосередній близькості від трансформаторів струму (як і всі інші реле, розташовані в комплектних розподільних пристроях типу КРУ, КРУН, КСО і т. п.). Дійсно, навіть при довжині сполучного дроту з алюмінію $l = 8 \text{ м}$ і мінімально допустимому перетині 4 мм^2 [1] по виразу $r_{np} = 8/(34,5 \cdot 4) \approx 0,06 \text{ Ом}$. Сумарний опір _

б. Розрахункова перевірка надійної роботи при максимальному значенні струму к.з. для реле типу РТД-111 не проводиться.

в. Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму:

$$U_{2,макс} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,32 = 210 \text{ В},$$

де $k_{макс} = I_{1к.макс} / I_{ном.ТТ} = 640/50 = 12,8$; $z_{н.расч} = 2,32 \text{ Ом}$.

Робоча напруга для приєднань, що не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури інших приєднань (до таких приєднань відносяться лінії 10 (6) кВ), відповідно до «Правил» [1] не повинно перевищувати 1000 В. Відповідно у виразі $U_{2доп} = 1000 \text{ В}$. Набутого значення $U_{2,макс} = 210 \text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

4. Екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище

Лінії електропередач надвисокої напруги є джерелами потужних електромагнітних полів, які існують навколо фазних проводів лінії. Ці електромагнітні поля чинять значний негативний вплив на екосистеми, що знаходяться поблизу трас ліній електропередач надвисокої напруги. Розрізняють два типи впливу електромагнітних полів на біологічні організми – тепловий та інформаційний. Інформаційний проявляється в електромагнітних полях надвисокої частоти (300 МГц і більше) і на сьогодні вивчений недостатньо.

Для полів промислової частоти 50 Гц ліній надвисокої напруги основним є тепловий вплив від електричних струмів, індукованих в тілі біологічного організму.

Розрізняють наступні види впливу:

- безпосередній вплив, який проявляється при перебуванні людини в електричному полі. Ефект впливу підсилюється зі збільшенням напруженості поля і часу експозиції;
- вплив електричних зарядів (імпульсного струму), що виникають внаслідок дотику людини до ізольованих від землі конструкцій або при дотику людини, яка ізольована від землі, до рослин і різного роду заземлених конструкцій;
- вплив струму витоку.

Багаторічні дослідження в галузі впливу електромагнітних полів ліній, зокрема полів електропередач, на біологічні організми і передусім на людину виявили, що найчутливішими системами організму людини є нервова, імунна, ендокринна і статеві.

Під впливом електромагнітних полів виникають істотні аномальні відхилення при передачі нервових імпульсів, що впливає на зміну вищої нервової діяльності, в тому числі й пам'яті у людей. Особливо високу чутливість до електромагнітних полів виявляє нервова система ембріона.

Вкрай негативний вплив електромагнітні поля чинять на серцево-судинну та імунну системи людини і тварин. Процеси імуногенезу зазвичай пригнічуються, що призводить до ускладнення інфекційних процесів в організмі.

Дослідження, проведені у Великобританії з 1962 по 1995 рік, показали, що ризик захворюваності лейкемією дітей, які з народження мешкають на відстані до 200 м

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

від високовольтних ліній електропередачі, становить 70%, а до 600 м – 20%. Проте гіпотезу про безпосередній прямий зв'язок захворювання дітей лейкемією від впливу електромагнітних полів високовольтних ліній не підтверджено і біологічного пояснення природи такого впливу дотепер немає.

Зміни в ендокринній системі людини під впливом електромагнітних полів характеризуються збільшенням вмісту адреналіну в крові, активацією процесів згортання крові.

Порушення статевої функції зазвичай пов'язують зі зміною її регуляції з боку нервової та нейроендокринної систем. Дослідження показали, що чутливішими до впливу електромагнітних полів є яєчники, ніж сім'яники.

Особливо небезпечний вплив електромагнітних полів на жіночий організм під час вагітності. З'ясовано, що чутливість ембріона до електромагнітних полів значно вища, ніж чутливість материнського організму. Це може призвести до внутрішньо-утробного пошкодження плоду під впливом електромагнітних полів на будь-якому етапі його розвитку. Дослідження показали, що дія електромагнітних полів на вагітних жінок може викликати передчасні пологи, вплинути на розвиток плода, збільшити ризик розвитку вроджених вад.

Доведено, що має місце накопичення біологічного ефекту електромагнітних полів в умовах тривалого багаторічного впливу. Це здатне викликати віддалені в часі негативні наслідки, включаючи розвиток дегенеративних процесів центральної нервової системи, ракових захворювань крові (лейкоз), пухлин мозку, гормональних захворювань. Електромагнітні поля особливо небезпечні для дітей, вагітних жінок, людей із захворюваннями центральної нервової, гормональної, серцево-судинної систем, алергиків, а також людей з послабленим імунітетом.

Відомо, що люди, які працюють під впливом електромагнітних полів, часто скаржаться на дратівливість і нетерплячість. Тривалий вплив полів призводить до високої стомлюваності, зниження ефективності сну, порушення уваги і пам'яті, появи внутрішньої напруженості та метушливості.

Відзначимо, що наведені результати досліджень стосуються не тільки електромагнітних полів ліній електропередачі надвисокої напруги, але й будь-яких полів у всьому діапазоні частот.

Негативний вплив на екосистеми електромагнітних полів промислової частоти не такий істотний, хоча його обов'язково слід враховувати при спорудженні електропередач надвисокої напруги.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електричні поля високої напруженості (50 кВ/м) спричиняють вібрацію волосяного покриву людини і тварин, при цьому виникають вкрай неприємні відчуття і передусім сильна сверблячка. За напруженості електричного поля 20–50 кВ/м спостерігається пошкодження тканини листя рослин, що пояснюється тепловим впливом струмів, які виникають від коронування виступаючих частин рослин. Такий вплив призводить до загибелі клітин, які втрачають вологу, засихають і стискаються.

Дослідження дії потужних електричних полів промислової частоти на піддослідних тварин не виявили у них будь-яких помітних генетичних змін. Відмічено високу чутливість голубів до електричних полів малої напруги.

Відомо, що всі риби, особливо електричні, індукують навколо свого тіла вкрай слабкі електричні поля. Однак у безлічі видів риб, які тримаються зграями (косяками), їх електричні поля накладаються одне на одне і значно підсилюються. Електричне поле зграї відіграє важливу роль у погодженому поведженні окремих членів зграї і їх просторовій орієнтації. Тому сильні електричні поля електропередач надвисокої напруги впливають на поведження риб і можуть справляти вкрай негативний вплив на шляхи їх міграції, особливо в нерестовий період.

Найбільш чутливі до впливів електричного поля електропередач надвисокої напруги копитні тварини. Річ у тім, що копита тварин є добрим ізолятором, який відокремлює тіло тварини від землі. Тому наведений у тілі тварини потенціал може досягати 10 кВ, а імпульс струму в разі дотику нею до заземленого предмету (наприклад гілки куща) – 100–200 мкА. Такі струми безпечні для здоров'я, але викликають неприємні відчуття. Ця обставина змушує копитних тварин уникати трас високовольтних ліній. Подібні явища, пов'язані з наведенням високих потенціалів, також спостерігаються в організмі людини, що знаходиться під лінією електропередачі у взутті, яке ізолює її від землі.

Вкажемо, що з врахуванням виявленого негативного впливу електромагнітних полів, індукованих електропередачами надвисокої напруги, на екологічні системи, і передусім на здоров'я людини, у деяких країнах ЄС на законодавчому рівні заборонено спорудження електропередач з номінальною напругою понад 400 кВ.

Вище відмічалось, що тепловий вплив електромагнітних полів пов'язаний із проходженням в організмі людини (тварини, рослини) струмів, індукованих цими полями. Проте несприятливий вплив магнітного поля виявляється за його напруженості не меншої 150–200 А/м, що має місце на відстані, не більшій за 1–1,5 м від проводу повітряної лінії, а, отже, повинен враховуватися лише під час виконання робіт

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

на лінії під напругою. Ця обставина свідчить, що визначальний вплив на біологічні організми чинить саме електричне поле, індуковане проводами лінії надвисокої напруги.

Вплив електричного поля на організм людини визначається насамперед струмами, які протікають через тіло людини. Дослідження показали, що струми густиною менш ніж 0,1 мкА/см² зовсім не впливають на здоров'я і нервову систему людини, оскільки вони набагато менші від імпульсних біострумів синапсів. Такому струму відповідає напруженість електричного поля на висоті 1,8 м від рівня землі (що відповідає зросту звичайної людини), яка дорівнює 15 кВ/м, яку й прийнято як припустиму під повітряними лініями надвисокої напруги.

Максимальна напруженість електричного поля під повітряною лінією спостерігається в середині прольоту. Навпаки, біля опор напруженість електричного поля буде найменшою, оскільки тут проводи лінії знаходяться на найбільшій відстані від землі. Крім цього, тут спостерігається сприятливий ефект від екрануючого впливу металевих конструкцій опор. Тому дороги, пішохідні доріжки, лінії зв'язку і електропередачі нижчих класів номінальної напруги рекомендовано облаштовувати в безпосередній близькості від опор ліній електропередачі надвисокої напруги.

Досліджуючи вплив електричного поля, варто пам'ятати, що безпосередньо під лінією спостерігається взаємна компенсація електричних полів, індукованих проводами сусідніх фаз, які перебувають під напругою, зсунутою за фазою на ± 120 ел. град. Саме тому найбільша напруженість електричного поля виникає під крайньою фазою електропередачі надвисокої напруги у разі горизонтального розміщення проводів у просторі й швидко зменшується з віддаленням від електропередачі (обернено пропорційно 2–3 степені відстані від осі лінії).

Дослідження показали, що за напруженості електричного поля 5кВ/м близько 80% людей не зазнають больових відчуттів та дискомфорту від розрядів у випадку дотику до заземлених предметів. Саме цю величину було прийнято як нормативну під час виконання робіт в електроустановках без застосування засобів захисту.

Для забезпечення вказаного припустимого значення напруженості електричного поля під проводами повітряної лінії надвисокої напруги належить дотримувати габаритну відстань для ліній напругою 330 кВ – 12 м, 500 кВ – 16,5 м, 750 кВ – 22 м.

Вплив електричного поля на організм людини визначається не лише інтенсивністю (напруженістю) поля, але й часом експозиції. Припустимий час перебування (у хви-

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

линах) людини в електричному полі виражається відомою екологам експонентною залежністю від напруженості електричного поля.

Непорушення верхньої межі припустимого часу забезпечує самовідновлення фізіологічного стану організму протягом доби без залишкових реакцій, функціональних або патологічних змін. Наприклад, за напруженості електричного поля 10 кВ/м допускається перебування персоналу під впливом поля не більше 180 хв. на добу, 15 кВ/м – 45 хв. на добу, 20 кВ/м – 10 хв. на добу.

З урахуванням відзначених негативних впливів електричних полів на організм людини нормативними документами передбачено наступні гранично припустимі рівні напруженості електричного поля:

- усередині житлових будинків – 0,5 кВ/м;
- на території зони житлової забудови – 1 кВ/м;
- у населеній місцевості поза житловою забудовою – 5 кВ/м;
- на ділянках перетину лінії з автомобільними шляхами – 10 кВ/м;
- у ненаселеній місцевості – 15 кВ/м;
- у важкодоступній місцевості – 20 кВ/м. Дотримання даних норм реалізується на етапі проектування ліній електропередач надвисокої напруги виконанням вимог і обмежень, передбачених відповідними нормативними документами.

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

У розділі «Екологічні аспекти впливу електричних полів ліній електропередач надвисокої напруги на навколишнє середовище» розглянуті питання по захисту навколишнього середовища від впливу електричних полів ліній електропередач .

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						57
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 „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

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.

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

10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

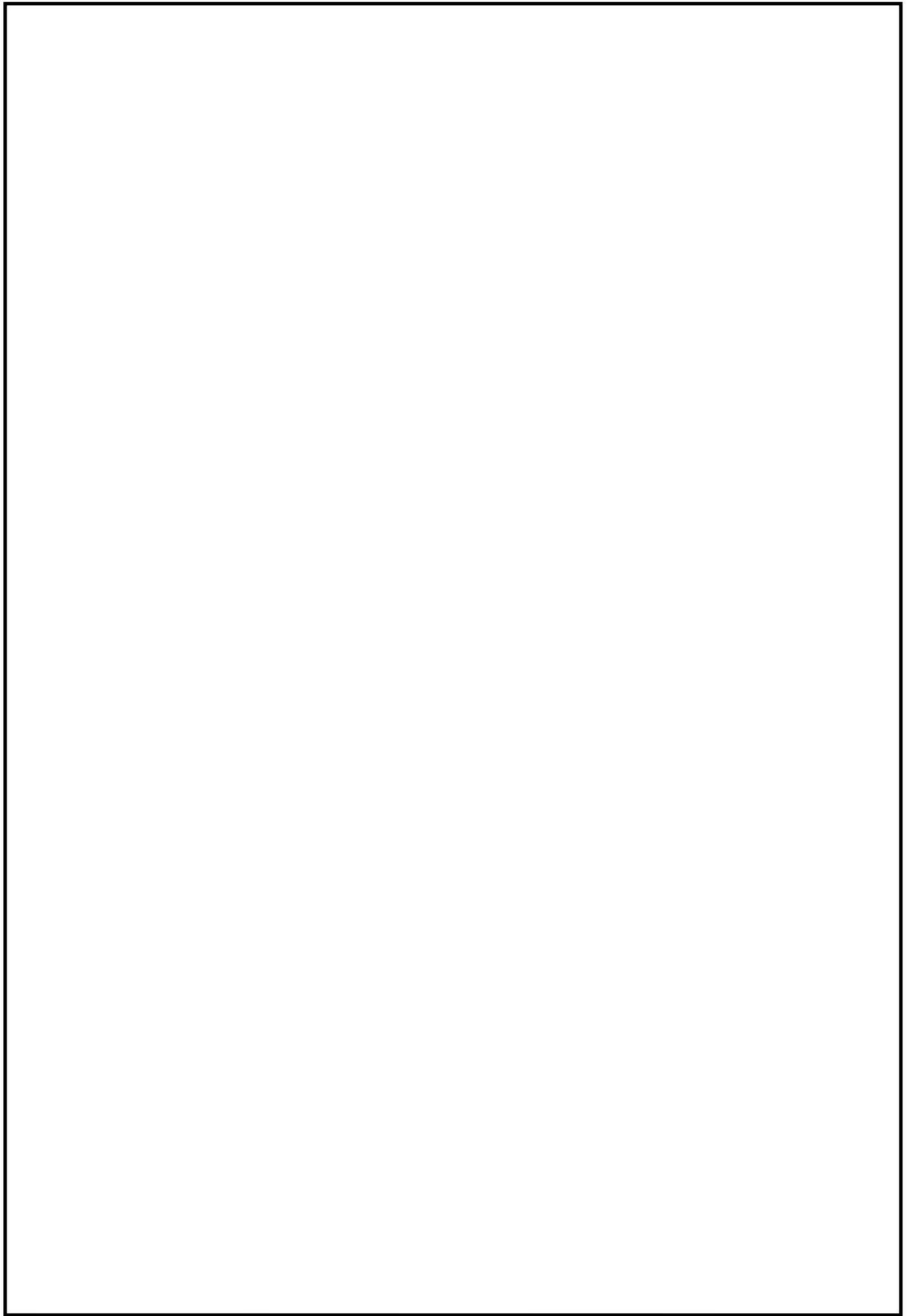
11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. Т а допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с

14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІDТ).

					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					БР.5.141.772.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

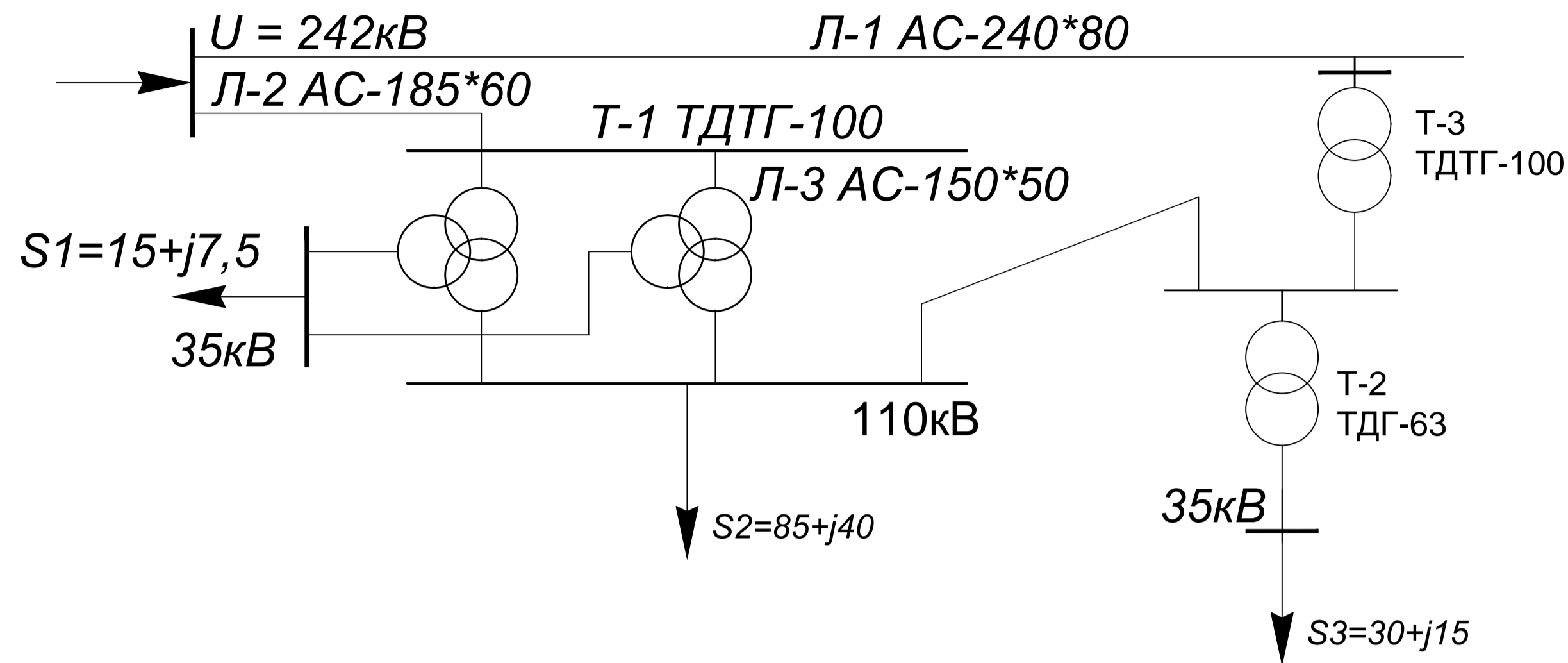


Схема заміщення мережі в номінальному режимі

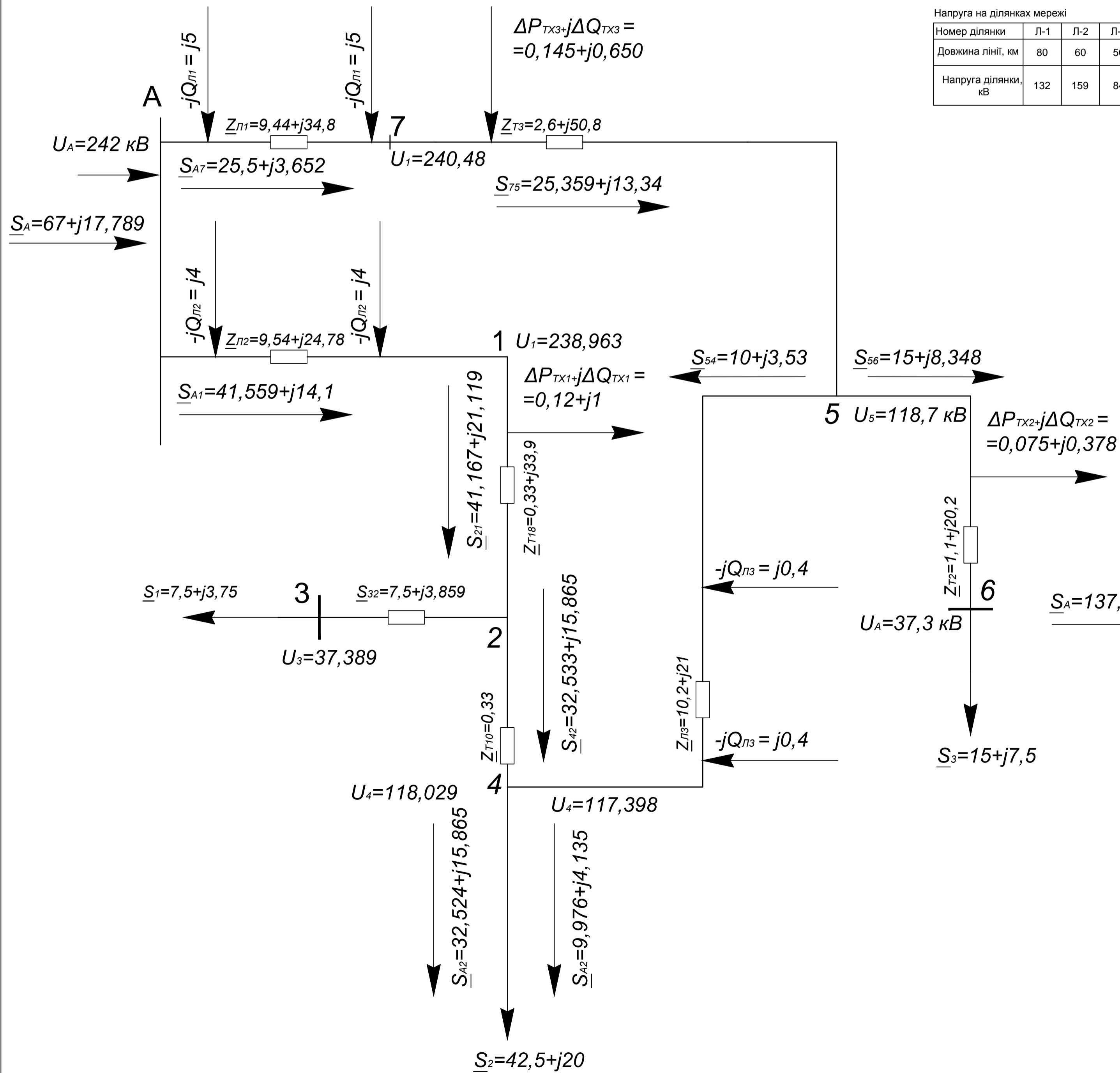


Схема заміщення мережі в номінальному режимі

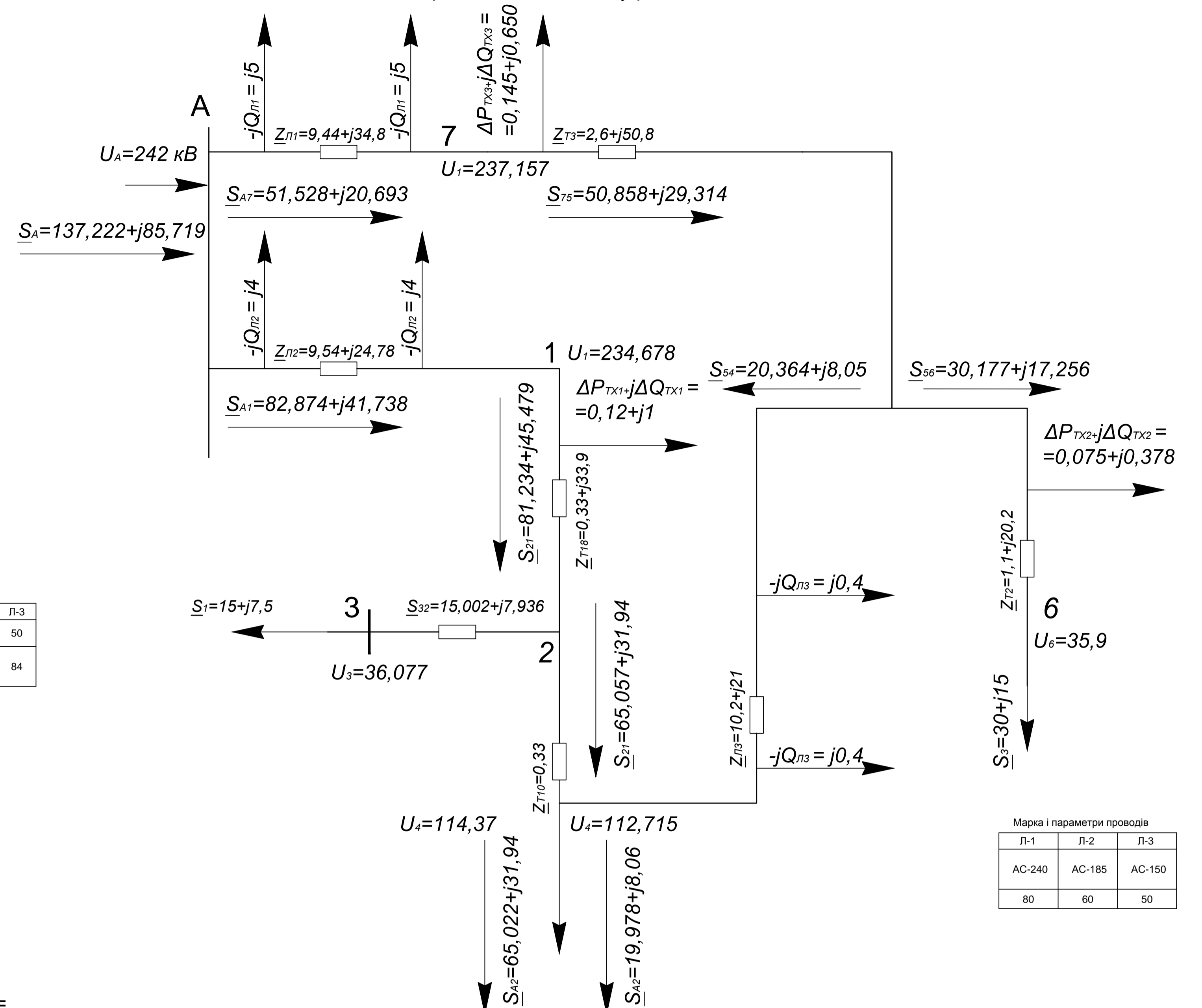
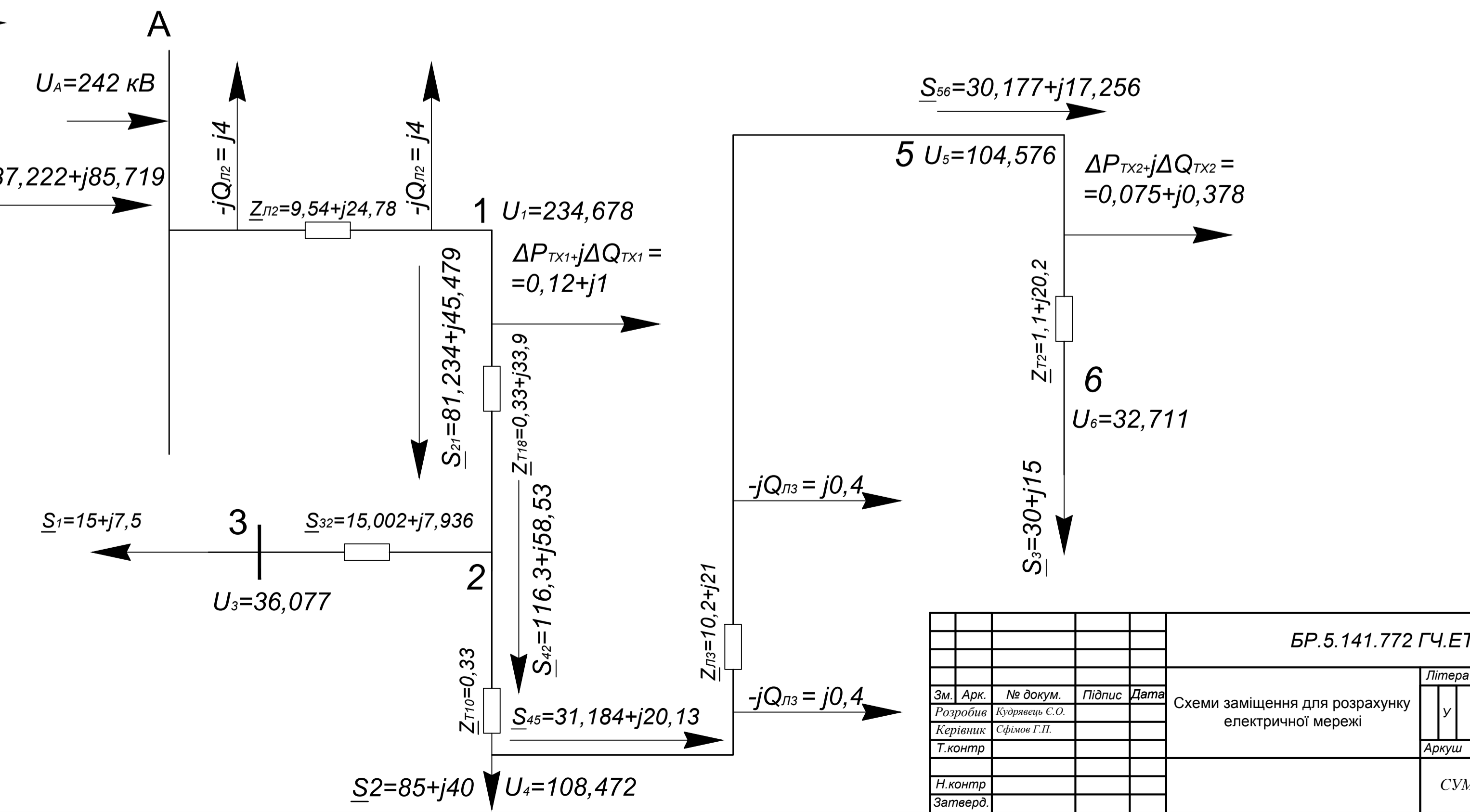
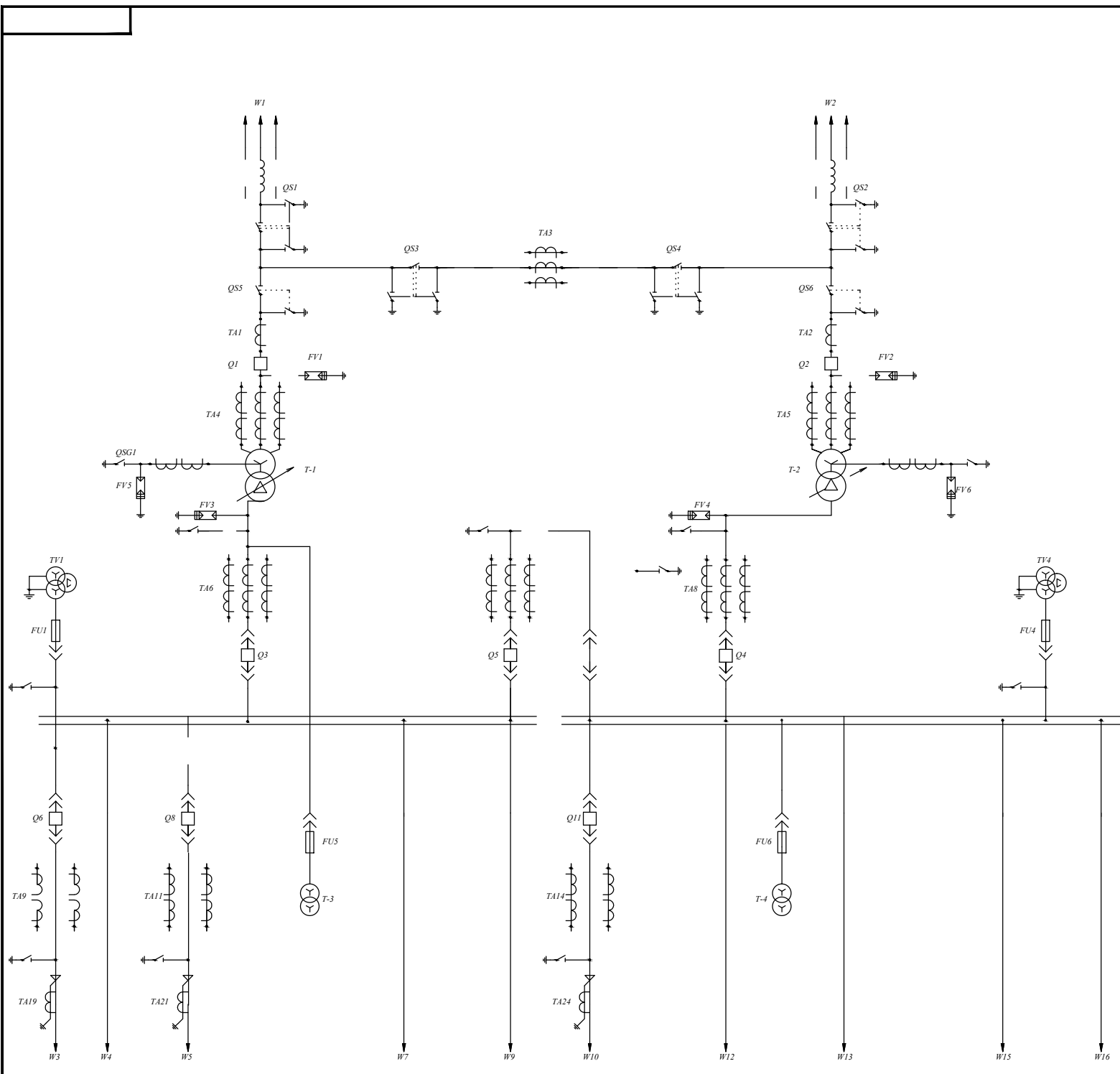


Схема заміщення мережі в аварійному режимі



БР.5.141.772 ГЧ.ЕТ				Літера	Вага	Маштаб
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		
Розробив	Курдюков С.О.					
Керувач	Сфійнов Г.П.					
Т.контр.					Аркуш	Аркуше
Н.контр.					СУМ ДУ Етдн-51 П	
Затверд.						



Перечень аппаратуры

Формула	Знак	Поз	Обозначение	Наименование	К. кол	Прим.
		1	T1, T2	Тр-р силовой ТД-32000/110	2	
		2	Q1, Q2	Выключатель ВВЕМ-110Б-31,5/2000/31	2	
		3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	3	
		4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки РНДЗ1-110/1000 УХЛ1	4	
		5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки РНДЗ1-110/1000 УХЛ1	2	
		6	Q6 - Q15	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	10	
		7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ТФЗМ-110-У1	3	
		8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный НКФ 110-58	2	
		9	FV1, FV2	Разрядник вентильный РВС-110 МУ1	2	
		10	FV3, FV4	Разрядник вентильный РВП-35 МУ1	2	
		11	FV5, FV6	Разрядник вентильный РВС-15+РВС-35	12	
		12	QSG1, QSG2	Заземлитель однополюсный ЗОН-110М	2	
		13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ТФЗМБ5-У1	3	
		14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
		15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-110 У1	6	
		16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОД-35	4	
		17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ТФЗМБ5-У1	28	
		18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ТФЗМБ5-У1	14	

Изм.	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса
Исполн	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса
Разработ	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса
Провер	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса
Конструктор	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса
Технолог	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса
Зад. тех.	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Лист	Лист	Масса	Масса

БР 5.141.772.П.4ЕТ

Схема подстанции 110/35 кВ

Лист 1 / Листов 7

Суммарно-51н