

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.  
“ ” \_\_\_\_\_ 2021 р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ.”**

**Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання**

Виконав студент гр. ЕТдн-74п

Хантіль Р.Ю.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ” \_\_\_\_\_ 2021 г  
носії

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

## ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Хантіля Руслана Юрійовича

Тема роботи: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ ”

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;

– оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ.

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	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п \_\_\_\_\_

Хантіль Р.Ю.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Єфімов Г.П.

## РЕФЕРАТ

с. 58, Рис. 12, табл. 18, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ ”

[Текст]: робота на здобуття кваліфі-каційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Хантіль Р.Ю.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2021. - 58 с.

**Ключові слова:** електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозпо-діл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформа-тора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспре-деление, 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, cur-rent transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differ-ential current protection, power loss in the network.

**Короткий огляд** – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розра-хунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підс-танції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ.

## **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	6
1 Вихідні дані	7
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 Оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ	52
Висновки	53
Література	54
Додаток	56

і

					<b>БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Хантіль Р.Ю.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Єфімов Г.П.</i>					5	58
<i>Реценз.</i>					<b>СумДУар.ЕТдн-74п</b>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединский И</i>						

## Вступ

Енергетика - це ключовий фактор у світі на межі третього тисячоліття. Без того чи іншого виду енергії не можна уявити собі життя людства. Еволюція способу життя, зростання населення планети, неухильне розвиток виробництва і практично будь-яка активна діяльність людини пов'язані з ростом споживання різної енергії. Таким чином очевидно, що проблема енергозбереження і, як наслідок, обліку споживання енергоресурсів надзвичайно актуальна як на державному рівні, так і для окремо взятих підприємств, в першу чергу - промислових .

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 обмотках 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 включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим максимального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги 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.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





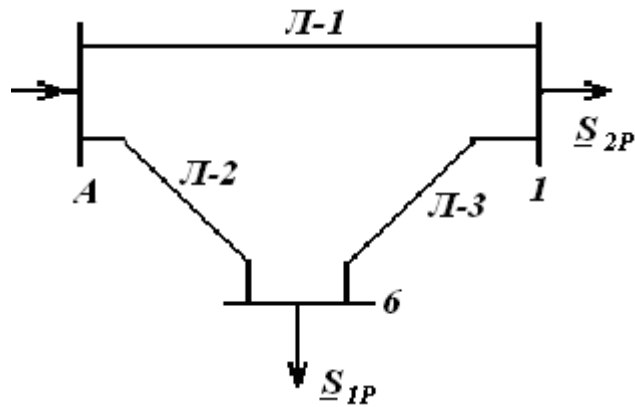


Рисунок 1.2 Замкнута мережа

Розімкніть замкнуту мережу, наведену на малюнку 2, за джерелом живлення А (малюнок 3), позначемо потужності на ділянки мережі.

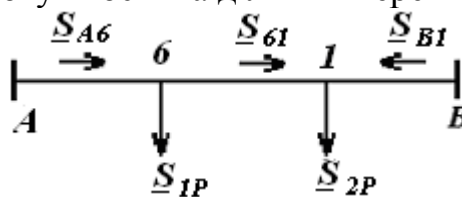


Рисунок 1.3 Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{\lambda 6} = \frac{\underline{S}_{1D}l_{6B} + \underline{S}_{2D}l_{1B}}{l_{\lambda B}} = 67,14 + j32,43 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{6I} = \underline{S}_{\lambda 6} - \underline{S}_{1D} = -2,85 + j2,14 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{BI} = \underline{S}_{2D} - \underline{S}_{6I} = 42,854 + j22,85 \text{ MVA}.$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 1. 2).

$$U_{\ddot{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\ddot{e}}}}}.$$

Таблиця 1.1 Напруження на ділянках мережі

номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	46	31	31
Напруга ділянки, кВ	122	34	137

Приймаємо напруга в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{\ddot{E}}}{\sqrt{3}U_{\ddot{E}}}$$

Таблиця 1.2 Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	282	21	432

Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.3 Марка проводів

лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз провода	АС-185	АС-240	АС-120

Лінія Л-4 16 км провід АС-70

### 1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень  $\underline{S}_2, \underline{S}_3,$ .

$$\underline{S}_{Т-1} = \underline{S}_3 + \underline{S}_2 = 56 + j28 \text{ МВА} .$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора визначається по потужності навантаження  $\underline{S}_1 71 + j 32 \text{ МВА}.$

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження  $\underline{S}_3 24 + j 12 \text{ МВА}.$

### Вибір трансформаторів

Використовуємо таблицю взяту з довідника з відповідними даними [4]

Тип трансформаторів: Т-1 АТДЦТН-63000/220/110

Т-2 ТРДЦН- 10 0000/220

Т-3 ТДН-40000/110

### 1.3 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів.

#### 1.3.1 Розрахуємо параметри ліній в даній схемі

За даними умови (1.2.1.) Знаходимо:

Питомий активний опір лінії ( $R_o$ ) знаходимо за каталожними даними [3]:  $R_o = 0,099 \text{ Ом} / \text{км},$

Питомий реактивний опір лінії ( $X_o$ ) знаходимо за каталожними даними [3]:  $X_o = 0,155 \text{ Ом} / \text{км},$

Питома місткість провідність лінії ( $b_o$ ) знаходимо за каталожними даними [3]:  $b_o = 2,78 * 10^{-6} \text{ См} / \text{км}.$

Довжина лінії  $l_1 = 46 \text{ км}, (1.2.1.)$

									Арк.
									р
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

Тоді :

Активний опір лінії знаходиться по формулі [1]:

$$R_{л1} = R_0 * l_1 = 0,099 * 46 = 4,46 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі [1]:

$$X_{л1} = X_0 * l_1 = 0,155 * 46 = 6,99 \text{ Ом.}$$

Зарядна потужність знаходиться за формулою [1]:

$$Q_{л1} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 220^2 * 2,78 * 10^{-6} * 46 / 2 = 3,25 \text{ МВАр.}$$

Аналогічно проводимо розрахунок активного і реактивного опорів, а також з а рядної потужності для інших ліній.

Таблиця 1.4 Вихідні параметри ліній [3]

	$R_{0 \text{ Ом / км}}$	$X_{0 \text{ Ом / км}}$	$b_{0 \text{ См / км}}$
Л-1	0,099	0,155	0,000278
Л-2	0,12	0,41	0,000264
Л-3	0,25	0,43	0,000269
Л-4	0,43	0,44	0,000257

*Параметри лінії Л-2*

$$R_{л2} = R_0 * l_2 = 0,12 * 31 = 3,64 \text{ Ом.}$$

$$X_{л2} = X_0 * l_2 = 0,41 * 31 = 12,46 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л2} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 220^2 * 2,64 * 10^{-6} * 31 / 2 = 1,98 \text{ МВАр.}$$

*Параметри лінії Л-3*

$$R_{л3} = R_0 * l_3 = 0,25 * 32 = 7,71 \text{ Ом.}$$

$$X_{л3} = X_0 * l_3 = 0,43 * 32 = 12,96 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л3} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 220^2 * 2,69 * 10^{-6} * 32 / 2 = 1,89 \text{ МВАр.}$$

*Параметри лінії Л-4*

$$R_{л4} = R_0 * l_4 = 0,43 * 16 = 4,42 \text{ Ом.}$$

$$X_{л4} = X_0 * l_4 = 0,44 * 16 = 6,78 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л4} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 110^2 * 2,61 * 10^{-6} * 16 / 2 = 0,172 \text{ МВАр.}$$

Розрахуємо параметри трансформаторів в даній схемі

Розрахуємо параметри трансформатора Т-1

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		10

Таблиця 1.5 Параметри трансформатора Т-1 [3]

Тип	S ном МВА	каталожні дані								
		U ном обмоток, кВ			U до, %			$\Delta P_K$ ,	$\Delta P_X$ ,	$I_X$ ,
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	кВт	кВт	%
АТДЦТН- 63000/220/110	63	230	121	38,5	11	35,6	21,8	215	45	0,5

Таблиця 1.6 Продовження

R <sub>T</sub> Ом			X <sub>T</sub> Ом			$\Delta Q_X$ кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
1,2	1,4	2,8	102	0	195,4	315

В каталозі задані напруги відповідні досвіду К.З., використовуючи котрі можна знайти напруги К.З. в кожній обмотці за формулами [3]. Знайдемо напруги КЗ для променів схеми заміщення:

$$U_{KB} = 0,5(U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = 0,5(11 + 35,6 - 21,8) = 12,2 \%$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KB-C} - U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0$$

$$U_{KH} = 0,5(-U_{KB-C} + U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0,5(-11 + 35,6 + 21,8) = 23,8 \%$$

Параметри схеми заміщення паралельно включених АТ-1

Так як у вихідній схемі в ланцюг включені два паралельно працюючих однотипних трансформатора, то для спрощення розрахункової схеми можливі спрощення:

Опір двох паралельно працюючих трансформаторів [3]

$$R_{TB} = R_{TC} = 0,5 * 1,4 = 0,6 \text{ Ом}$$

$$R_{TH} = 0,5 * R'_{TH} = 0,5 * 2,8 = 1,4 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB} = 0,5 * X'_{TB} = 0,5 * 104 = 51 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB} = 0,5 * X'_{TC} = 0.$$

$$X_{TH} = 0,5 * X'_{TH} = 0,5 * 195,4 = 97,2 \text{ Ом.}$$

$$\Delta S_{XT1} = 2\Delta P'_X + j2\Delta Q'_X = 0,08 + j0,64 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо параметри трансформатора Т-2

										Арк.
										11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-						

Таблиця 1.7 Параметри трансформатора Т-2 [5]

Тип	Номинальна потужність, МВА	Поєднання зусиль, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ,%	Струм ХХ,%
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТРДЦН- 10 0000/220	100	230	11	115	360	12	0,7

Розрахуємо опору і втрати ХХ для другого трансформатора:

Активний опір обумовлено втратами активної потужності в усіх обмотках трансформатора і знаходиться з досвіду К.З. за формулою [3]:

$$R'_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{360 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100000^2} = 1,90 \text{ Ом}$$

По напрузі К.З. можна знайти реактивний опір в кожній обмотці трансформатора [3]:

$$X'_{\text{общ}} = \frac{U_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{12 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 100000} = 63,48 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досвіду Х.Х. за формулою [1]

$$\Delta Q'_{\text{Х}} = \frac{I_{\text{Х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{0,7 \cdot 100000}{100} = 0,7 \text{ МВАр.}$$

. Аналогічно 2.2.1.2. знайдемо параметри схеми заміщення паралельно включених Т-2: [3]

$$R_{\text{заг}} = 0,5 * R'_{\text{заг}} = 0,5 * 1,9 = 0,95 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{заг}} = 0,5 * X'_{\text{заг}} = 0,5 * 63,48 = 31,74 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{\text{ХТ2}} = 2\Delta P'_{\text{Х}} + j 2\Delta Q'_{\text{Х}} = 0,24 + j 1,3 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо параметри трансформатора Т-3

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		12

Таблиця 1.8. Параметри трансформатора Т-3

Тип	Номинальна потужність, МВА	Поєднання зусиль, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ,%	Струм ХХ,%
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТДН- 40000/110	40	115	38,5	34	17 0	10,5	0,55

Аналогічно розрахуємо опір і втрати ХХ для третього трансформатора: [3]

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{170 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 1,41 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{общ}} = \frac{U_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 34,72 \text{ Ом.}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{0,55 \cdot 40000}{100} = 0,221 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{\text{ХТЗ}} = \Delta P'_X + j\Delta Q_X = 0,033 + j0,221 \text{ МВА.}$$

#### 1.4. Складання розрахункової схеми заміщення мережі

##### Пояснення спрощеної схеми заміщення

Приймаємо точку 1 - шина підключена до ліній 1 і 3 з одного боку і до групи трансформаторів Т-1.

Приймаємо точку 2 - середня точка трансформаторів Т-1.

Приймаємо точку 3 - шина 110 кВ підключена до трансформатора Т-1 з однією сторони і до Т-3 з іншого.

Приймаємо точку 5 - шина підключена до трансформатора Т-3 з однієї сторони і до навантаження  $S_3$  з іншої.

Приймаємо точку 6 - шина підключена до ліній 2 і 3 з одного боку і до групи трансформаторів Т-2 з іншого.

Приймаємо точку 7 - шина підключена до Т-2 з одного боку і до навантаження  $S_{13}$  іншої.

Приймаємо точку 8 - шина підключена до Т-1 з одного боку і до навантаження  $S_{23}$  іншої.

									Арк.
									13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

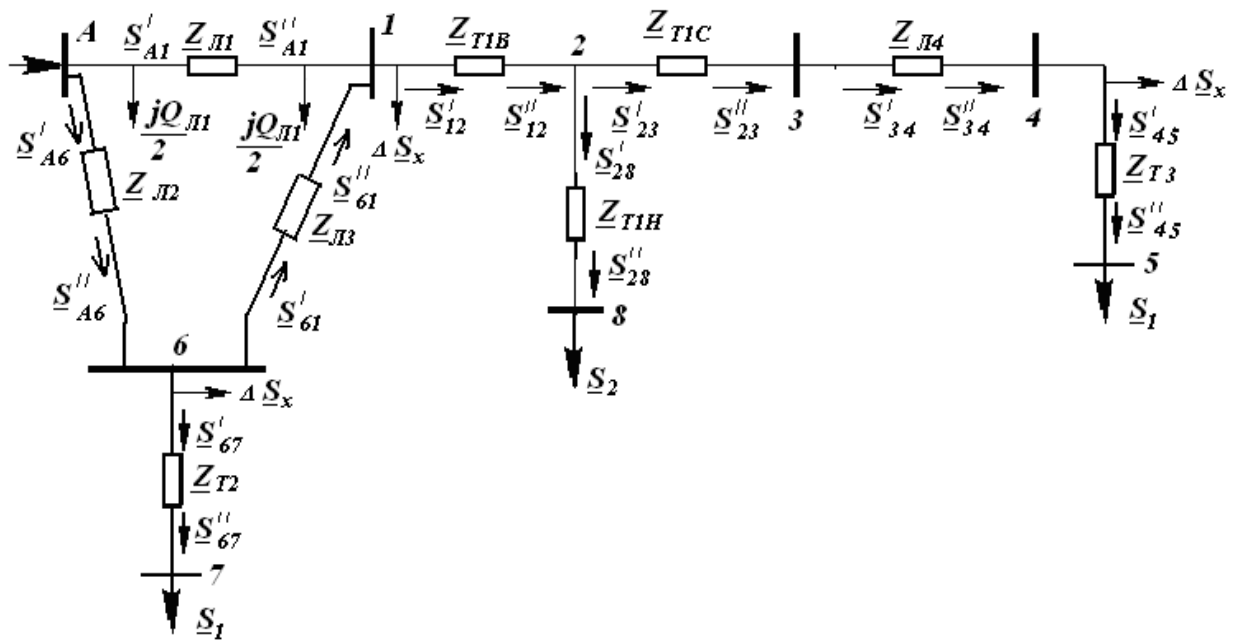


Рисунок 1.4 Схема заміщення мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей потр е Бітела до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність в точці 5

$$S_{56} = S_3 + \Delta S_{XT3} + Z_{T3} * \frac{S_3^2}{U^2_{nom\_t3}} =$$

$$24 + j12 + 0.034 + 0.22j + \frac{(24^2 + 12^2)(1,405 + j34,715)}{115^2} = 20,08 + j11.42$$

Розраховуємо потужність в середині лінії Л4

$$S_{450} = S_{56} - jQ_{c45} = 20.08 + j11.42 - j0.155 = 20.08 + j11.26$$

Розраховуємо потужність входить в лінію Л4:

$$S_{45} = S_{450} + Z_{45} * \frac{S_{450}^2}{U^2_{nom45}} - jQ_{c45} =$$

$$20.08 + j11.26 + \frac{(20,08^2 + 11,26^2)(4,30 + j4,40)}{110^2} - j0.155 = 21.15 + j11.34$$

1.4. 1 Розраховуємо потужність на середній обмотці напруги трансформатора Т-1:

$$S_{ts} = S_{45} + Z_{s*} * \frac{S_{45}^2}{U^2_{nom\_ts}} = 21.15 + j11.34 + \frac{(21,15^2 + 11,34^2) * 0.7}{121^2} = 21.35 + j11.48$$

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

Розраховуємо потужність на нижчій обмотці напруги трансформатора Т-1:

$$S_{tn} = S_2 + Z_{n*} \frac{S_2^2}{U^2_{nom\_tn}} = 32 + j16 + \frac{(32^2 + 16^2)(1,4 + j97,8)}{38,5^2} = 31,93 + j89,28$$

Розраховуємо потужність на вищій обмотці напруги трансформатора Т-1:  
 $S_{tv} = S_{ts} + S_{tn} = 20,30 + j11,57 + 31,06 + j89,22 = 51,33 + j100,68$

Розраховуємо сумарну потужність навантаження в шині 3

$$S_{sum3} = S_{tv} + \Delta S_{XT1} + Z_{v*} = 51,37 + j100,64 + 0,09 + j0,63 + 51,63 +$$

$j113,82$

Розраховуємо сумарну потужність навантаження в точці 2

$$S_{sum3} = S_{tv} + \Delta S_{XT1} + Z_{v*} \frac{S_{tv}^2}{U^2_{nom}} =$$

$$= 51,33 + j100,68 + 0,09 + j0,63 + \frac{(51,33^2 + 100,68^2)(0,7 + j52)}{230^2} = 51,52 + j113,84$$

#### 1.4.2. Розрахунок аварійного режиму роботи мережі (лінія Л-1 - відключена)

Розрахунок потужностей аварійного режиму роботи мережі

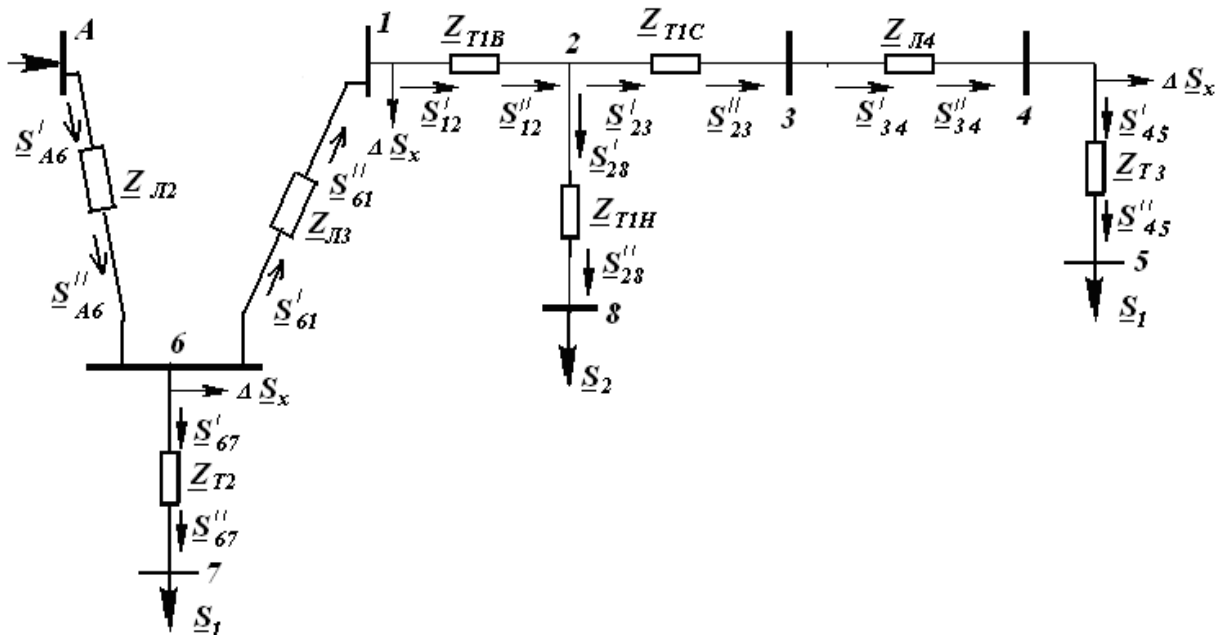


Рисунок 1.4.1 Аварійний режим

									Арк.
									15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					



Розраховуємо потужність в середині лінії ЛЗ

$$S_{320}=S_{3sum} - jQ_{c32} = 51.51 + j113.84 - j1.95 = 51.51 + j111.49$$

Розраховуємо потужність відходить в лінію ЛЗ від шини 2:

$$S_{32}=S_{320}+Z_{32} \cdot \frac{S_{320}^2}{U_{nom32}^2} - jQ_{c32} =$$

$$51.51 + j111.49 + \frac{(51.51^2 + 111.49^2)(7.5 + j12.9)}{220^2} - j1.95 = 54.28 + j115.77$$

Розраховуємо потужність в середині лінії Л2

$$S_{120}=S_{32} + S_{2sum} - jQ_{c12} = 54.28 + j115.77 + 70.44 + j38.36 - j1.92 = 124.72 + j151.14$$

Розраховуємо потужність відходить в лінію Л2 з шини 1:

$$S_{12}=S_{120}+Z_{12} \cdot \frac{S_{120}^2}{U_{nom12}^2} - jQ_{c12} =$$

$$124.72 + j151.14 + \frac{(124.72^2 + 151.14^2)(3.6 + j12.30)}{220^2} - j1.92 = 127.36 + j161.23$$

### 1.4.3. Розрахунок напруг аварійного режиму роботи мережі

Визначаємо напругу шини 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12} \cdot R_{Л2} + Q_{12} \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12} \cdot X_{Л2} - Q_{12} \cdot R_{Л2}}{U_1} = \quad [2]$$

$$= 242 - \frac{127.36 \cdot 3.6 + 161.23 \cdot 12.30}{242} - j \frac{127.36 \cdot 12.30 - 161.23 \cdot 3.6}{242} = 231.91 + j4.132 \text{ кВ.}$$

$$|U_2| = 231.88 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 3:

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{32} = U_2 - \frac{P_{32} \cdot R_{Л3} + Q_{32} \cdot X_{Л3}}{U_2} - j \frac{P_{32} \cdot X_{Л3} - Q_{32} \cdot R_{Л3}}{U_2}$$

$$= 231.88 - \frac{54.02 \cdot 7.5 + 115.98 \cdot 12.9}{231.88} - j \frac{54.02 \cdot 12.9 - 115.98 \cdot 7.5}{231.88} = 223.17 + j0.763 \text{ кВ.}$$

$$|U_3| = 223.89 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу середньої точки трансформатора Т-1:

$$U_9 = U_3 - \Delta U_{39} = U_3 - \frac{P_{sum3} \cdot R_{TB} + Q_{sum3} \cdot X_{TB}}{U_3} - j \frac{P_{sum3} \cdot X_{TB} - Q_{sum3} \cdot R_{TB}}{U_3} =$$

$$= 223.89 - \frac{51.63 \cdot 0.7 + 114.01 \cdot 52}{223.67} - j \frac{51.63 \cdot 52 - 114.01 \cdot 0.7}{223.67} = 197.18 - j11.65 \text{ кВ}$$

$$|U_9| = 197.34 \text{ кВ.}$$

									Арк.
									16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

Визначаємо напругу на стороні нижчої напруги трансформатора Т-1:

$$U_{70} = U_9 - \Delta U_{97} = U_{70} - \frac{P_m \cdot R_{TH} + Q_m \cdot X_{TH}}{U_{70}} - j \frac{P_m \cdot X_{TH} - Q_m \cdot R_{TH}}{U_{70}} =$$

$$= 197.34 - \frac{31,06 \cdot 1,4 + 89,23 \cdot 97,8}{197,327} - j \frac{31,06 \cdot 97,8 - 89,23 \cdot 1,4}{197,327} = 147.219 - j24.767 \text{ кВ.}$$

$$|U_{70}| = 149.124 \text{ кВ.}$$

Визначаємо коефіцієнт трансформації на стороні нижчої е го напруги трансформатора Т-1:

$$n_{BH} = \frac{U_{BH\_НОМ}}{U_{HH\_НОМ}} = \frac{230}{38,5} = 5.97.$$

Визначаємо напругу шини 3 :

$$U_7 = U_{70} / n_{BH} = 149.124 / 5.97 = 24.354.$$

Визначаємо напругу на стороні середньої напруги трансформатора Т-1:

$$U_{40} = U_9 - \Delta U_{94} = U_4 - \frac{P_{ts} \cdot R_{TC} + Q_{ts} \cdot X_{TC}}{U_{70}} - j \frac{P_{ts} \cdot X_{TC} - Q_{ts} \cdot R_{TC}}{U_{70}} =$$

$$= 197.34 - \frac{20,30 \cdot 0,7 + 11,57 \cdot 0}{197,347} - j \frac{20,30 \cdot 0 - 11,57 \cdot 0,7}{197,347} = 197.321 + j357.451 \text{ кВ.}$$

$$|U_{40}| = 197.294 \text{ кВ.}$$

Визначаємо коефіцієнт трансформації на стороні середньої напруги трансформатора Т-1 :

$$n_{BC} = \frac{U_{BH\_НОМ}}{U_{CH\_НОМ}} = \frac{230}{121} = 1.9.$$

Визначаємо напругу шини 4 :

$$U_4 = U_{40} / n_{BC} = 197,294 / 1,9 = 103,586 \text{ кВ}$$

Визначаємо напругу шини 5 :

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = U_4 - \frac{P_{45} \cdot R_{Л4} + Q_{45} \cdot X_{Л4}}{U_4} - j \frac{P_{45} \cdot X_{Л4} - Q_{45} \cdot R_{Л4}}{U_4} =$$

$$= 103,586 - \frac{20,28 \cdot 4,3 + 11,57 \cdot 4,4}{103,586} - j \frac{20,28 \cdot 4,4 - 11,57 \cdot 4,3}{103,586} = 102,342 - j0.429 \text{ кВ.}$$

$$|U_5| = 102,413 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу на стороні нижчої напруги трансформатора Т-3:

$$U_{60} = U_5 - \Delta U_{65} = U_5 - \frac{P_{56} \cdot R_{T3} + Q_{56} \cdot X_{T3}}{U_{70}} - j \frac{P_{56} \cdot X_{T3} - Q_{56} \cdot R_{T3}}{U_{70}} =$$

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		



$$S_{13} = \frac{S_{sum3} \cdot (Z_{32} + Z_{12}) + S_{sum2} \cdot Z_{12}}{Z_{13} + Z_{32} + Z_{12}} =$$

$$= \frac{(51.63 + j114.01) \cdot (12.90 + j7.5 + 3.6 + j12.3) + (70.44 + j38.36) \cdot (3.6 + j12.3)}{4.455 + j6.975 + 12.90 + j7.5 + 3.6 + j12.3} = 63.77 + j74.64$$

Тоді потужність на ділянці 32

$$S_{32} = S_{13} - S_{sum3} = 63.77 + j74.64 - 51.63 - j114.01 = 12.14 - j39.28$$

Тоді потужність на ділянці 12

$$S_{12} = S_{32} - S_{sum2} = 12.14 - j39.28 - 70.44 - j38.36 = -57.29 - j77.44$$

Таким чином отримуємо точку розриву «2». Схема заміщення отриманої ланцюга (з урахуванням точки розриву) показана на малюнку:

### **Розрахунок потужностей нормального режиму роботи мережі**

Розраховуємо потужність в середині лінії Л2:

$$S_{120} = S_{sum} - jQ_{c12} = 70.44 + j38.36 - j1.92 = 70.43 + j37.47$$

Розраховуємо потужність відходить в лінію Л2 з шини 1:

$$S_{12} = S_{120} + Z_{12} \cdot \frac{S_{120}^2}{U_{nom\_12}^2} - \frac{jQ_{c12}}{2} =$$

$$= 70.43 + j37.47 + \frac{(70.43^2 + 37.47^2)(3.6 + j12.30)}{220^2} - jQ_{c12} = 70.94 + j38.66$$

Розраховуємо потужність в середині лінії Л3:

$$S_{320} = S_{sum2} - jQ_{c32} = 70.94 + j38.66 - j1.95 = 70.94 + j36.71$$

Розраховуємо потужність відходить в лінію Л3 з шини 3:

$$S_{23} = S_{320} + Z_{32} \cdot \frac{S_{320}^2}{U_{nom\_32}^2} - jQ_{c32} =$$

$$70.94 + j36.71 + \frac{(70.94^2 + 36.71^2)(7.5 + j12.9)}{220^2} - j1.95 = 71.32 + j38.19$$

Розраховуємо сумарну потужність підходить до шини 3 по лінії Л1:

$$S_{sum32} = S_{sum3} + S_{32} = 71.32 + j38.19 + 51.63 + j114.01 = 123.55 + j152.75$$

Розраховуємо потужність в середині лінії

$$S_{130} = S_{sum32} - j \frac{Q_{c13}}{2} = 123.55 + j152.75 - \frac{3.027}{2} = 123.21 + j150.58$$

										Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-						

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

Розраховуємо потужність відходить в лінію Л1 з шини 1:

$$S_{13} = S_{130} + Z_{13} * \frac{S_{130}^2}{U_{nom\_13}^2} - \frac{JQc13}{2} =$$

$$123.21 + j150.58 + \frac{(123.21^2 + 150.58^2)(4.46 + j6.98)}{220^2} - \frac{3.027}{2} = 126.33 + j154.84$$

**Розрахунок напруг аварійного режиму роботи мережі**

Визначаємо напругу шини 2:

$$U_{22} = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12} \cdot R_{Л2} + Q_{12} \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12} \cdot X_{Л2} - Q_{12} \cdot R_{Л2}}{U_1} = \quad [2]$$

$$242 - \frac{127.36 \cdot 3.6 + 162.55 \cdot 12.30}{242} - j \frac{127.36 \cdot 12.30 - 162.55 \cdot 3.6}{242} = 239.51 - j3.138 \text{ кВ.}$$

$$|U_{22}| = 239.33 \text{ кВ}$$

$$U_3 = U_1 - \Delta U_{13} = U_1 - \frac{P_{13} \cdot R_{Л1} + Q_{13} \cdot X_{Л1}}{U_1} - j \frac{P_{13} \cdot X_{Л1} - Q_{13} \cdot R_{Л1}}{U_1} =$$

$$242 - \frac{127.36 \cdot 3.6 + 162.55 \cdot 12.30}{242} - j \frac{127.36 \cdot 12.30 - 162.55 \cdot 3.6}{242} = 235.247 - j0.912 \text{ кВ.}$$

$$|U_3| = 235.224 \text{ кВ}$$

$$U_{21} = U_3 - \Delta U_{32} = U_3 - \frac{P_{32} \cdot R_{Л3} + Q_{32} \cdot X_{Л3}}{U_3} - j \frac{P_{32} \cdot X_{Л3} - Q_{32} \cdot R_{Л3}}{U_3} =$$

$$235.224 - \frac{71.42 \cdot 7.5 + 38.1 \cdot 12.9}{235.224} - j \frac{71.42 \cdot 12.9 - 38.1 \cdot 7.5}{235.224} = 230.86 - j3.523 \text{ кВ}$$

$$|U_{21}| = 230.859 \text{ кВ}$$

*Похибка по напрузі в точці розриву*

$$\delta U = \frac{|U_{22} - U_{21}| \cdot 100\%}{U_{22}} = \frac{(239.03 - 230.859) \cdot 100\%}{239.03} = 3.398 \%$$

Розрахунок нормального режиму ( S = 0.5 Smax )

*Розрахуємо розрахункові потужності при S = 0.5 Smax*

$$S_{56} = S_3 + \Delta S_{ХТ3} + Z_{Т3} * \frac{S_3^2}{U_{nom\_t3}^2} =$$

$$10 + j5 + 0.034 + 0.22j + \frac{(10^2 + 5^2)(1.405 + j34.715)}{115^2} = 10.05 + j5.55$$

									Арк.
									20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

$$S_{450} = S_{56} - \frac{JQc45}{2} = 10,05 + j5,55 - j \frac{0,155}{2} = 10,15 + j5,46$$

$$S_{45} = S_{450} + Z_{45} * \frac{S_{450}^2}{U^2 nom_{45}} - \frac{JQc45}{2} =$$

$$10,05 + j5,47 + \frac{(10,15^2 + 5,46^2)(4,30 + j4,40)}{110^2} - j \frac{0,155}{2} = 10,922 + j5,47$$

$$S_{ts} = S_{45} + Z_{s} * \frac{S_{456}^2}{U^2 nom_s} = 10,922 + j5,47 + \frac{(10,09^2 + 5,44^2) * 0,7}{121^2} = 10,12 + j5,443$$

$$S_{tn} = S_2 + Z_n * \frac{S_2^2}{U^2 nom_n} = 10,12 + j5,443 + \frac{(10,10^2 + 5,44^2)(1,4 + j97,8)}{38,5^2} = 15,19 + j26,22$$

$$S_{tv} = S_{ts} + S_{tn} = 10,12 + j5,443 + 15,19 + j26,22 = 25,31 + j31,663$$

$$S_{sum3} = S_{tv} + \Delta S_{XT1} + Z_v * \frac{S_{tv}^2}{U^2 nom_{tv}} =$$

$$25,31 + j31,663 + 0,09 + j0,63 + \frac{(25,37^2 + 31,50^2)(0,7 + j52)}{230^2} = 25,47 + j33,58$$

$$S_{sum2} = S_1 + \Delta S_{XT2} + Z_{t2} * \frac{S_1^2}{U^2 nom_{t2}} =$$

$$35 + j15 + 0,23 + j1,4 + \frac{(35^2 + 15^2)(1,90 + j63,48)}{230^2} = 35,248 + j18,22$$

*Розраховуємо потужності в характерних точках (для замкненого кола):*

$$S_{120} = S_{sum2} - j \frac{Qc12}{2} = 35,248 + j18,22 - j \frac{1,92}{2} = 35,238 + j17,58$$

$$S_{12} = S_{120} + Z_{12} * \frac{S_{120}^2}{U^2 nom_{12}} - \frac{JQc12}{2} =$$

$$35,238 + j17,58 + \frac{(35,238^2 + 17,58^2)(3,6 + j12,30)}{220^2} - j \frac{1,92}{2} = 35,43 + j16,59$$

$$S_{320} = S_{sum2} - j \frac{Qc32}{2} = 35,248 + j17,58 - j \frac{1,95}{2} = 35,36 + j17,18$$

$$S_{32} = S_{320} + Z_{32} * \frac{S_{320}^2}{U^2 nom_{32}} - \frac{JQc32}{2} =$$

$$35,28 + j17,16 + \frac{(35,28^2 + 17,16^2)(7,5 + j12,9)}{220^2} - j \frac{1,95}{2} = 35,51 + j16,63$$

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		21

$$S_{\text{sum}32} = S_{\text{sum}3} + S_{32} = 35,51 + j16,63 + 25,48 + j33,73 = 60,99 + j51,21$$

$$S_{130} = S_{\text{sum}32} - j \frac{Q_{c13}}{2} = 60,99 + j51,21 - j \frac{3,027}{2} = 60,99 + j48,72$$

$$S_{13} = S_{130} + Z_{13} \cdot \frac{S_{130}^2}{U_{\text{nom}_13}^2} - \frac{JQ_{c13}}{2} =$$

$$60,99 + j48,72 + \frac{(60,99^2 + 48,72^2)(4,46 + j6,98)}{220^2} - j \frac{3,027}{2} = 61,57 + j48,17$$

*Розраховуємо напруги в характерних точках (для замкненого кола):*

$$U_{22} = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12} \cdot R_{Л2} + Q_{12} \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12} \cdot X_{Л2} - Q_{12} \cdot R_{Л2}}{U_1} =$$

$$242 - \frac{35,40 \cdot 3,6 + 16,61 \cdot 12,30}{242} - j \frac{35,40 \cdot 12,30 - 16,61 \cdot 3,6}{242} = 240,21 - j1,554 \text{ кВ.}$$

$$|U_{22}| = 240,64 \text{ кВ}$$

$$U_3 = U_1 - \Delta U_{13} = U_1 - \frac{P_{13} \cdot R_{Л1} + Q_{13} \cdot X_{Л1}}{U_1} - j \frac{P_{13} \cdot X_{Л1} - Q_{13} \cdot R_{Л1}}{U_1} =$$

$$242 - \frac{61,56 \cdot 3,6 + 48,18 \cdot 12,30}{242} - j \frac{61,56 \cdot 12,30 - 48,18 \cdot 3,6}{242} = 239,423 - j0,891 \text{ кВ.}$$

$$|U_3| = 239,48 \text{ кВ}$$

$$U_{21} = U_3 - \Delta U_{32} = U_3 - \frac{P_{32} \cdot R_{Л3} + Q_{32} \cdot X_{Л3}}{U_3} - j \frac{P_{32} \cdot X_{Л3} - Q_{32} \cdot R_{Л3}}{U_3} =$$

$$239,48 - \frac{35,52 \cdot 7,5 + 16,6 \cdot 12,9}{239,48} - j \frac{35,52 \cdot 12,9 - 16,6 \cdot 7,5}{239,48} = 237,476 - j2,283 \text{ кВ}$$

$$|U_{21}| = 237,48 \text{ кВ}$$

*Похибка по напрузі в точці розриву*

$$\delta U = \frac{|U_{22} - U_{21}| \cdot 100\%}{U_{22}} = \frac{(240,633 - 237,48) \cdot 100\%}{240,633} = 1,298 \%$$

									Арк.
									22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

## 2. Розрахунок електричної частини підстанції. 110/10 кВ.

### Вихідні дані

1. Потужність та тип трансформатора  $S_H = 16$  МВА.
2. Потужність короткого замикання  $S_{к.с} = 5000$  МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній  $X_L = 15,04$  Ом.
4. Опір трансформатора  $X_T = 80$  Ом.

Таблиця 13 - Вихідні дані для проектування навантаження споживачів у плинні доби

Номер варіан- / годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
10	45	45	60	90	90	70	70	95	95	130	150	100

### 1.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності  $S=16$  МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

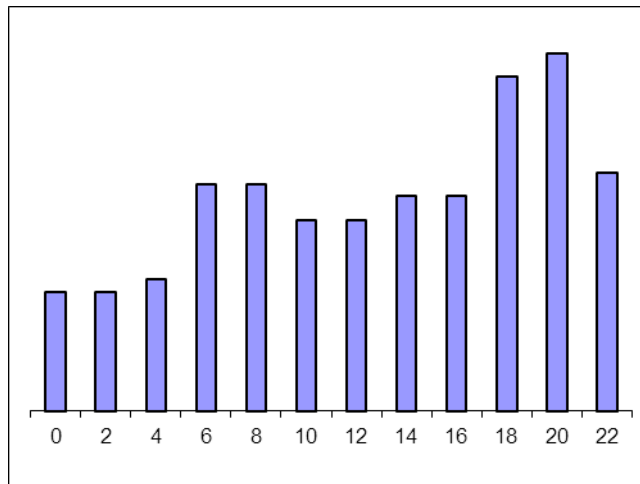


Рис.1.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №2.1 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часы	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{ном},\%$	45	45	60	90	90	70	70	95	95	130	150	100
$S, МВА$	7,2	7,2	9,6	14,4	14,4	11,2	11,2	15,2	15,2	20,8	24	16

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

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		23



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

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

$$K_1 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{7,2^2 \cdot 4 + 9,6^2 \cdot 2 + 14,4^2 \cdot 4 + 11,2^2 \cdot 4 + 15,2^2 \cdot 4}{4 + 2 + 4 + 4 + 4}} = 0,81$$

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.

$$K_2 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{20,8^2 \cdot 2 + 24^2 \cdot 2 + 16^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,25$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

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

де  $S_{MAX}$  - максимальне навантаження трансформатора по графіку навантаження.

$$K_{MAX} = \frac{15}{16} = 1,5$$

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

Так як  $K'_2 = 1,25 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,21 < 1,34$

$$K_2 = 1,34$$

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ( $-1^\circ C$ ) і часу перевантаження  $t_{час}$ , знаходимо значення перевантаження допустиме  $t = часв$  для трансформаторів з системою охолодження Д. Порівнюємо значенням  $K_2$  по Госту і реальне. Якщо значення  $K_2$  по Госту менше, ніж реальне це означає, що трансформатор вибраний неправильно і необхідно вибрати трансформатор бі-

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

льшої 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  $K_2=1,5>1,34$  - трансформатор вибраний правильно.

## 2.1. 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».

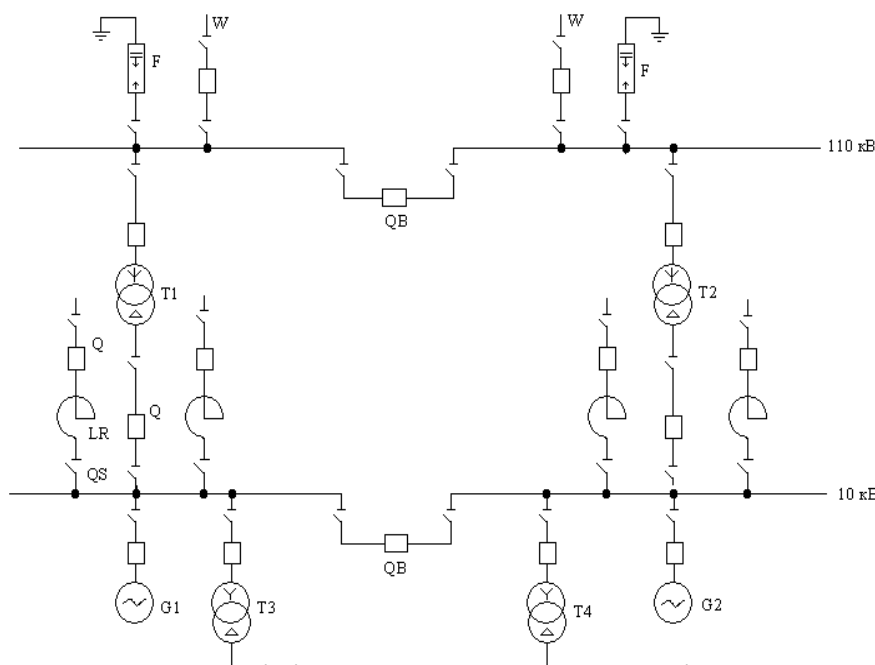


Рисунок 2.1 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

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

## 2.2. Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами – власниками власних потреб є:

- оперативні кола

						Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

- 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. 2.2

Таблиця 2.2- 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	5,75
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,68
3	Підігрів проводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,69
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,47
5	Освітлення ВРП	1	2	0,65	0,93	1,41
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,39

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. Остаточну для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потуж-

						Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

ності, ТМ -40/10

Схема живлення власних потреб рисунок. 2.2.

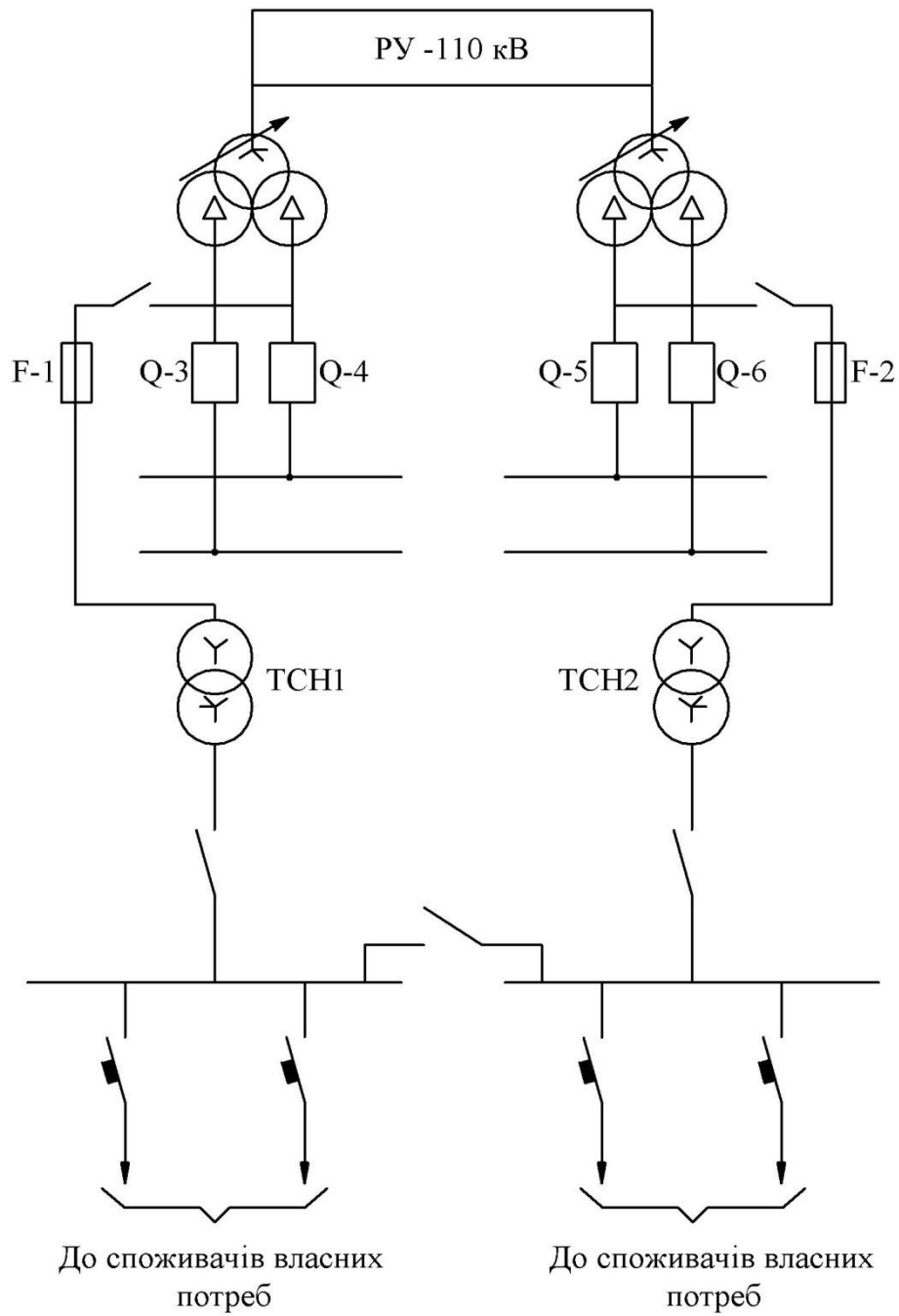


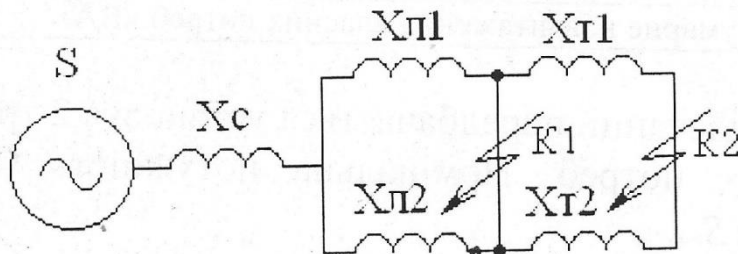
Рисунок. 2.2.Схема живлення власних потреб

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		27

### 2.3. 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 рисунку 2.3

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_C = 5000$  МВА



Мал. 2.3. – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_B}{S_C}, \text{ Ом} \quad X_c = \frac{110^2}{5000} = 2,42 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній  $X_L = 15,04$  Ом; трансформаторів  $X_T = 80$  Ом

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$

$$I_{k1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{110}{1,73(2,42 + 15,04)} = 3,64 \text{ кА}$$

Та сама у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони

$$I_{k2} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{1,73(2,42 + 15,04 + 80)} = 1,14 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці  $K_2$

$$I_{k2} = I_{k2} \cdot \frac{110}{10} = 1,14 \cdot \frac{110}{10} = 12,54 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$\text{У точці } K_1: \quad I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 3,64 = 8,26 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_2: \quad I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 12,54 = 28,47 \text{ кА}$$

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

$$I_{nt} = I_{k1} \text{ кА для точок } K_1; I_{k1} = 3,64 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{k2} \text{ кА для точок } K_2; I_{k2} = 12,54 \text{ кА}$$

									Арк.
									28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

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  $K_1$  : 
$$W_R = I_{к1}^2 (T + T_a) = I_{к1}^2 (0,06 \cdot 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для  $K_2$  : 
$$W_R = I_{к2}^2 (T + T_a) = I_{к2}^2 (0,1 \cdot 0,05) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для  $K_1$  ; 
$$W_R = 3,64^2 (0,06 + 0,025) = 4,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для  $K_2$  ; 
$$W_R = 1,14^2 (0,1 + 0,005) = 1,22 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Таблиця 2.3.- Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $W_k$ $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )			3,64	1,1	4,48
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	12,54	28,47	12,54	0,86	1,22

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		29

## 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 струмоведучих 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

$$I_{10}^{\text{СВ}} = \frac{0,7S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 10000}{1,73 \times 10} = 404,62 \text{ А}$$

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

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

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.3. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5]

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		30

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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,64 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	8,26 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,64 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,1 кА	15,99 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	4,48 кА <sup>2</sup> ·С	112 кА <sup>2</sup> ·С

Вибираємо ВВБМ -110Б-31,5/2000 У1

Обраний вимикач повинний цілком задовольняти умови вибору.

На боці низької напруги рекомендується вибирати вакумні 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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,54 кА	38 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	28,48 кА	86 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,54 кА	38 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	1,22 кА <sup>2</sup> ·С	215 кА <sup>2</sup> ·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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,54 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	28,47 кА	86 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,54 кА	38 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	1,22 кА <sup>2</sup> ·С	215 кА <sup>2</sup> ·С

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		§1



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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80,92 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,54 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	28,47 кА	86 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,54 кА	38 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	1,22 кА <sup>2</sup> · С	215 кА <sup>2</sup> · С

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	8,26 кА	80 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	4,48 кА <sup>2</sup> · С	992 кА <sup>2</sup> · С

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

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		32

## 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 2.8.

Таблиця 2.8- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
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 . Вимикач 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 2.9-2.11

						Арк.
						§3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

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
$i_y \leq I_{прСКВ}$	8,26 кА	62-124 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	4,48 кА <sup>2</sup> ·С	162,5 кА <sup>2</sup> ·С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,26 кА	4 кА

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k$$

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

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_k$  – опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менш ніж 4 мм<sup>2</sup> для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля L=160м

$$Z_{пр} = p \frac{L}{F}$$

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

F – перетин жил, мм<sup>2</sup>;

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

Загальний опір струмового кола

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

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
$I_{расч} \leq I_{ном}$	809,25 А	2000 А
$i_y \leq i_{дин}$	28,47 кА	-
$B_k \leq I_t^2 t_r$	1,22 кА <sup>2</sup> ·С	74,42 кА <sup>2</sup> ·С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

									Арк.
									34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-	БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ				

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

Таблиця 2.11- Вибір трансформатора струму на лінії що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80,92 А	5200 А
$i_y \leq i_{дин}$	28,47 кА	250 кА
$B_k \leq I_t^2 t_f$	1,22 кА <sup>2</sup> · С	74,42 кА <sup>2</sup> · С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

Беремо до установки трансформатор струму ТП1-10-У3

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

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		35

## 2.7. Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегатурними проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм<sup>2</sup> із припустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умов термічної стійкості, визначається за формулою

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

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

Перетин 70мм<sup>2</sup> підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстанцію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцинковки підстанції беремо АС-95. Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шин менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою

$$F_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}}$$

де  $l$ -довжина прольоту між ізоляторами  $l=1,5\text{м}$ ;

$\gamma$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см<sup>4</sup>;

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

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

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

де  $q$ -розрахункова механічна напруга у матеріалі шин,  $l=1,5\text{м}$ ;

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

									Арк.
									§6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

## 2.8. Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням. Розміщення ПС із великими сніжними заметами у зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

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

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

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

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

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

## 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 „сендвіч” та ін.

можуть застосовуватися:

а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) 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 вкратного візка у ЗРП варто передбачити спеціальне місце.

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

### 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  $\epsilon$ . 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.  $\epsilon$ . д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

На ВЛ-10 кВ встановлений максимальний струмовий захист, виконаний по двофазній двоурелейній 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.

№ варіанту	Марка дроту							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
10	ПС-35	ПС-35	ПС-25	АС-35	А-25	АС-35	АС-35	РТ-80

№ варіанту	№ схеми, маюнок	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км.						
			1	2	3	4	5	6	7
10	рис.2.2	ПВТ-10	12	14	16	5	8	6	1

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ				Арк.
									39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					



№ варіанту	Споживана потужність, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
10	80	90	50	65	25	25

### 3.1 Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ

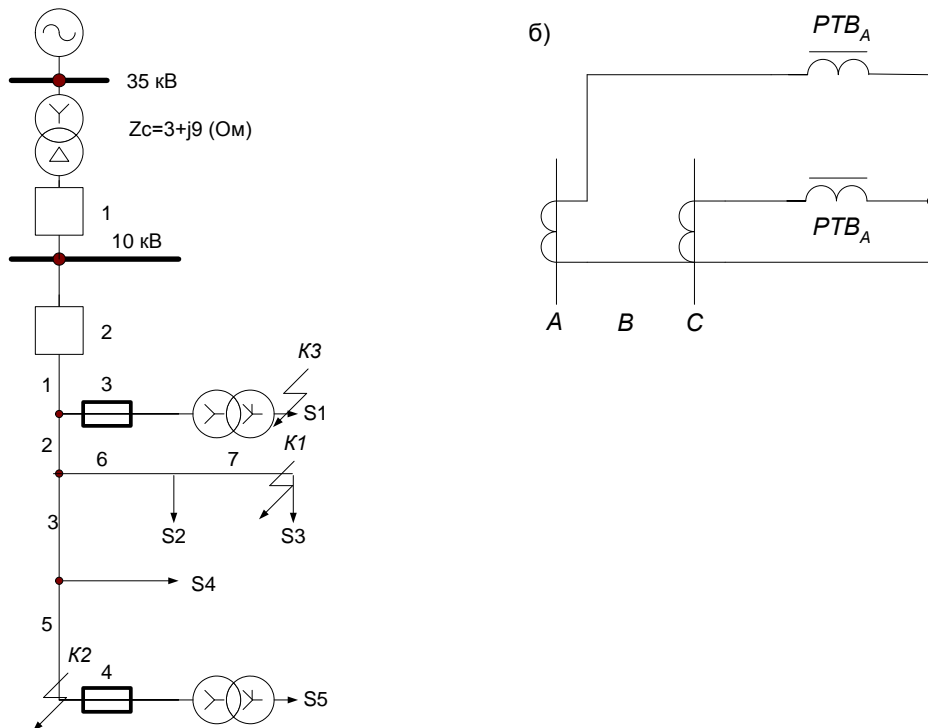


Рисунок 3.1. Розрахункова (а) схема ВЛ 10 кВ і принципова (б) схема максимального захисту лінії (Т/в – максимальний струмовий захист із залежною характеристикою)

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 ( $r_{y\delta}$ ,  $x_{e.y\delta}$  і  $x_{н.y\delta}$ ) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ( $x_{e.y\delta}$ ) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в дроті і тому точний розрахунок струмів до з. для таких проводів є вельми трудомістким. Для спрощення розрахунку

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

ків 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

Ділянка 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	12	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	53	19,27
2	14	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	62	22,45
3	16	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	98,2	28,84
4	5	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,2	2,26
5	8	А-25	1,14	0	0,4	0,4	9,82	3,28
6	6	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,64	2,44
7	1	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,762	0,49

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

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 122,4 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 55,4 \text{ (Ом)}.$$

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

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

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2.

$$I_{K2}^{(3)} = 25 \text{ (А)}. \text{ Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі.}$$

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 райо-

									Арк.
									41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ

нах, 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.

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

Струм спрацьовування захисту по умові

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

3. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТ-80 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши отримуємо

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

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

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

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

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

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 28,49 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 22,31 \text{ (Ом)}.$$

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

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

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2.  $I_{K2}^{(3)} = 114,71 \text{ (A)}$ . 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 райо-

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		42

нах, 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.

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

Струм спрацьовування захисту по умові

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

5. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТ-80 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши  $n_T = 20/5$  отримуємо

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

Вибираємо  $I_{с.р} = 12,5 \text{ (А)}$ . 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 такої потуж-

$$\text{ності з } u_K = 4,5\% \text{ рівне } 45 \text{ Ом } (x_{ТР} = \frac{u_K U_{ном.тр}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45 \text{ (Ом)}).$$

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

$$r_{k3} = r_c + r_1 = 14,48 \text{ (Ом)}, \quad x_{k3} = x_c + x_1 + x_{ТР} = 68,2 \text{ (Ом)}.$$

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

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

$$I_{К3}^{(2)} = 0,865 \cdot 101 = 87,4 \text{ (А)}. \text{ Коефіцієнт чутливості } k_{ч.рез} = 87,4/50 = 1,75 > 1,2.$$

									Арк.
									43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-					

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].

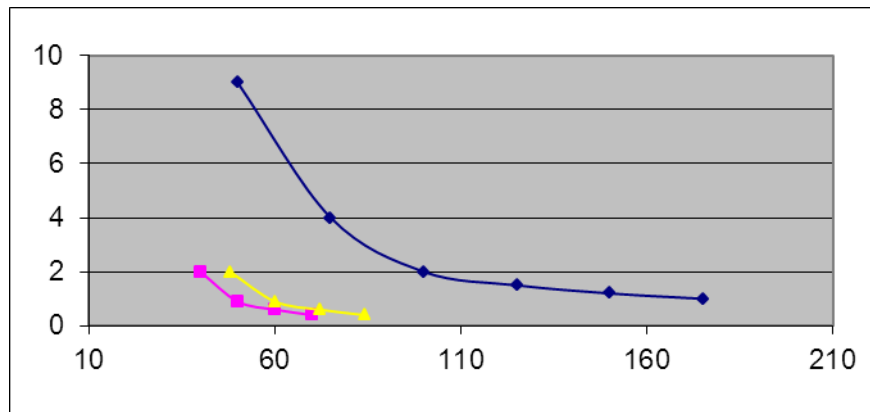
б. Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТ-80 за умовами узгодження по струму і часу з параметрами спрацьовування захисних пристроїв подальших і попередніх елементів. Попереднім розрахунковим елементом є найбільш могутній з трансформаторів – 100 кВА. Його захист здійснюється, як завжди, плавкими запобіжниками. Номінальний струм замінюваного елемента запобіжників, співпадаючий за значенням з номінальним струмом запобіжника  $I_{НОМ}$  вибираються по таблиці.

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 ПВТ-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 ПВТ-10-15-12,5.

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		44



**Рисунок 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. (типів час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному часі (часу плавлення плавкого елемента)  $t_{нл}$  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  $I_{нл}$  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

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

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		45

Приймаючи за основу типову односекундну характеристику реле РТ-80 (приведена в додатку), визначаємо декілька точок потрібної характеристики з  $t_{c.3} = 1$  с у незалежній частині, а потім перераховуємо абсиси цих крапок по вибраному струму спрацьовування захисту  $I_{c.3} = 50$  А.

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.3}, \text{с}$	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  $s$  – мінімальний допустимий перетин дроту, мм<sup>2</sup>;  $B = I_K^2 t_{\text{отк}}$  – імпульс квадратичного струму від періодичної складової струму  $I_K$  при трифазному к.з. на початку лінії, що захищається;  $t_{\text{отк}}$  – час від початку к.з. до його відключення, обчислюване по виразу

$$t_{\text{отк}} = t_{c.3} + t_{o.в},$$

де  $t_{c.3}$  і  $t_{o.в}$  – час спрацьовування захисту і час відключення вимикача, с.

Значення постійною  $C$  залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм<sup>2</sup> і для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається  $C=91$ ; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм<sup>2</sup> –  $C=69,5$ .

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

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення  $t_{\text{отк}}$  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

$$t_{\text{отк}} = t_{c.31} + t_{c.32} + 2t_{o.в},$$

						Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-	БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	

де  $t_{c.31}$  – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ);  $t_{c.32}$  – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення  $t_{c.32} = t_{c.31}$ . 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, рисунок. 3.1).

б. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

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

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної двофазної 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 ПЕ-11. 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  $4 \text{ мм}^2$  [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 РТ-80 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  $k_{макс} = I_{1к.макс} / I_{ном ТТ} = 640 / 50 = 12,8$ ;  $z_{н.расч} = 2,32 \text{ Ом}$ .

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		47



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  $U_{2\text{дон}} = 1000 \text{ В}$ . Набутого значення

$$U_{2\text{макс}} = 210 \text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}.$$

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		48

#### 4. Оцінка економічної ефективності проекту заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110кВ.

Головним економічним показником заміни амортизованих, фізично зношених ОД і КЗ-110 кВ на елегазові є економічний ефект, отриманий від зменшення витрат на експлуатаційне обслуговування, виконання ремонтів, заміна зношених і дефектних вузлів і деталей.

Початкові дані:

Технічні характеристики віддільників з короткозамикачами приведені в таблицях 4.1 і 4.2.

Враховуючи експлуатаційні витрати, за основу приймаємо їх заводські технічні характеристики і вимоги ПТЕ і фактичні витрати з розрахунку на 1 рік.

Таблиця 4.1 - Віддільники.

Характеристика	ОДЗ 16-110
Номінальний струм, А	1000
Повний час відключення, з без ожеледі ожеледь 15 мм ожеледь 20 мм	0,38 0,45 -
Допустиме тяжение дроти, Н	490
Довжина шляху витоку, см	190
Опір ланцюгу, Мом	120
Габарити (без приводу), м: довжина (уздовж полюса) ширина не менше висота	1,66 1,8 1,48

										Арк.
										49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-	БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ					

Таблиця 4.2 - Короткозамикачі КЗ-110.

Характеристика	Значення
Амплітуда граничного крізного струму, кА	51(32)
Струм термічної стійкості, кА	20(12,5)
Час включення (до того, що стосується контакту), з: без ожеледі з ожеледдю до 20 мм	0,14(0,18) 0,20(0,28)
Кут відключення ножа, град	73(48)
Допустиме тяжение дроти, Н	784
Довжина шляху витоку, см	190(280)
Габарити без приводу, м: висота глибина (уздовж плоскості ножа) ширина	1,43(1,34) 1,25(1,33) 0,3
Маса без приводу, кг	150(210)

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		\$0



Річний дохід від економії при експлуатації елегазового вимикача в порівнянні з віддільником і короткозамикачами з урахуванням вигоди від демонтажу старого устаткування складе:

$$\Delta E = \Delta E_{\text{експл}} + \Delta E_{\text{дем}} = 3,85 + 5,5 = 9,35 (\text{тыс.грн/год})$$

Річний економічний ефект від заміни віддільника з короткозамикачем на елегазові вимикачі складе:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta E - \frac{\Delta K}{T_{\text{срок}}} = 9,35 - \frac{180}{35} = 4,2 (\text{тыс.грн/год})$$

При витратах на придбання елегазових вимикачів у розмірі  $C=180$  тис. грн термін окупності складе:

$$T = \frac{C}{\Delta E} = \frac{180}{9,35} = 19,25 (\text{років})$$

З урахуванням терміну служби даного елегазового вимикача  $T_{\text{срок}}=35$  років можна зробити вивід, що термін його окупності прийнятний. Враховуючи також технічні переваги елегазових вимикачів і економію експлуатаційних витрат при обслуговуванні, можна зробити висновок, що установка даного елегазового вимикача економічно обгрунтована.

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
						\$2
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		

## 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 «Оцінка економічної ефективності заміни віддільників з короткозамикачами на елегазові вимикачі 110 кВ» розглянуті питання розрахунку ефективності комутаційного обладнання підстанції.

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		\$3

## 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 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. 52 с  
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be31bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с. <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та пі-  
[http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015\\_%D0%BF%D0%B5%D1%87\\_89%20%D0%9B\\_%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf](http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B_%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf)

						Арк.
						\$4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-	БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	

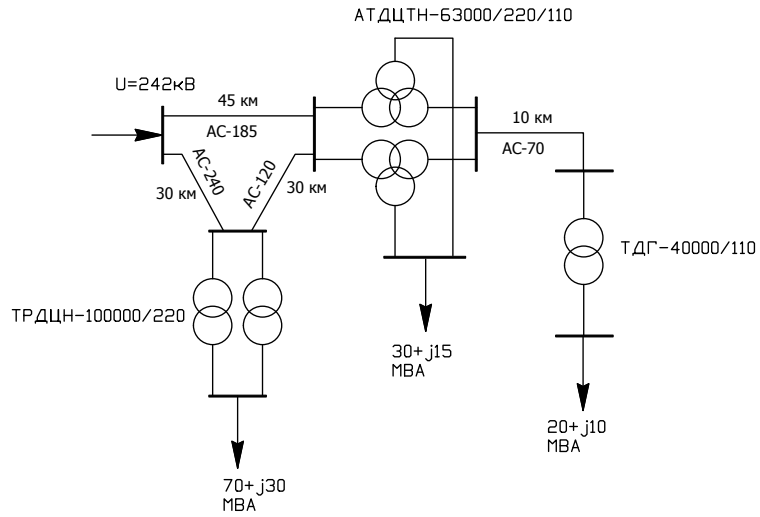
- 9      Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д.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

					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		\$5

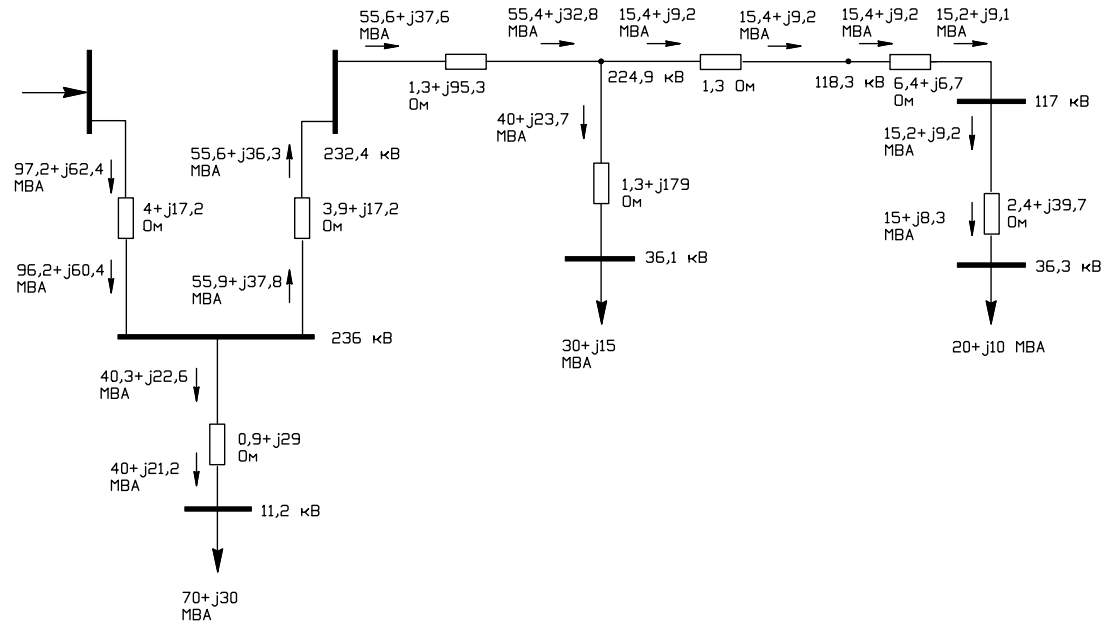


# Додатки

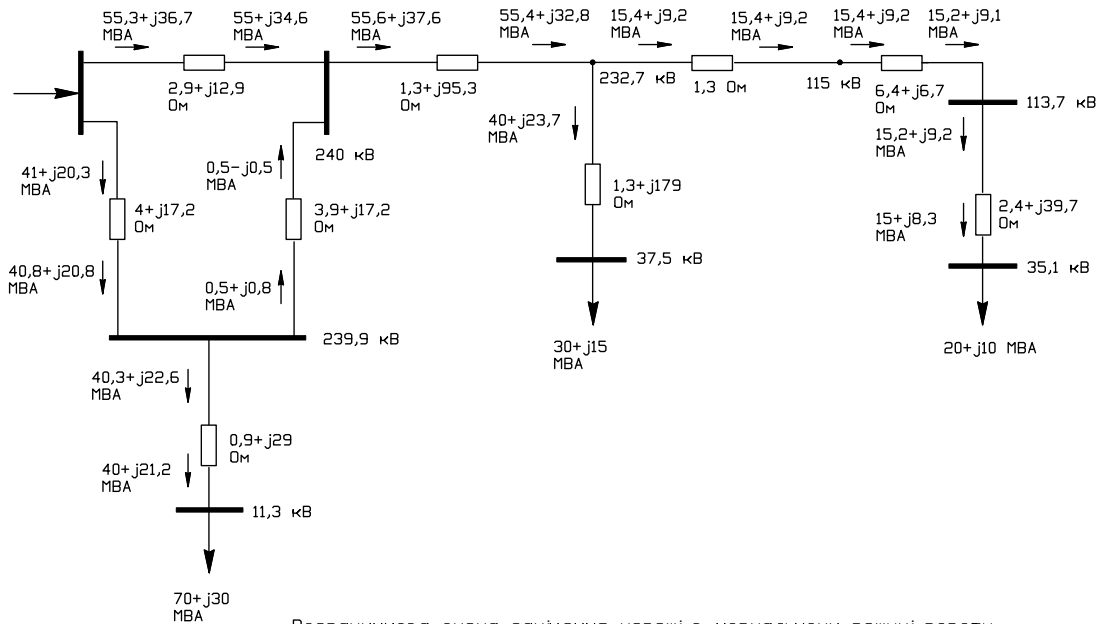
					БР.5.141.323.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Да-		\$6



Початкова схема заданої мережі



Розрахункова схема заміщення мережі в аварійному режимі роботи



Розрахункова схема заміщення мережі в нормальному режимі роботи

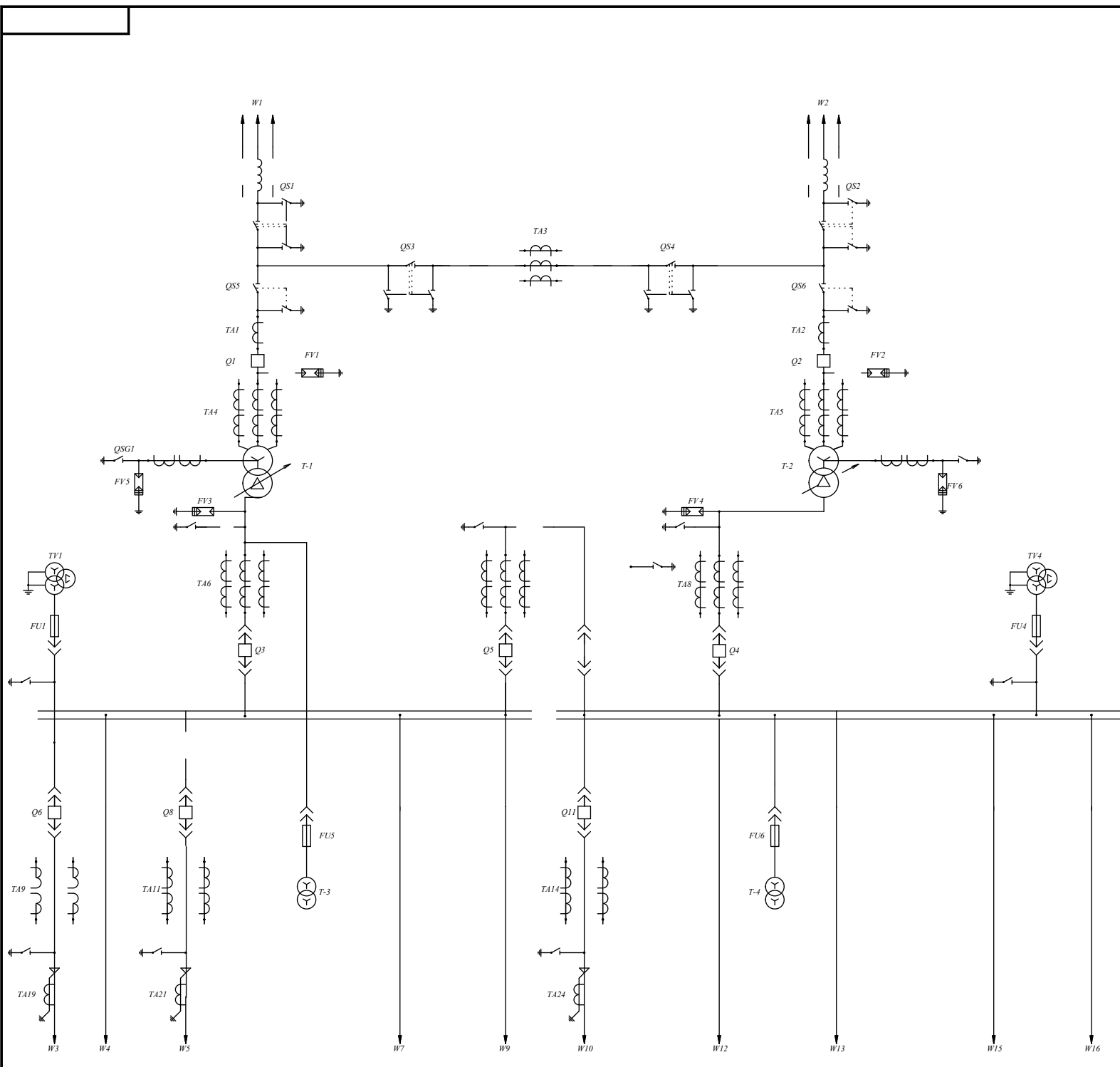
Розрахункові дані потужностей в лініях и напруг в них

Нормальний режим роботи мережі								
S <sub>л</sub> , МВА	S <sub>в</sub> , МВА	S <sub>з</sub> , МВА	S <sub>м</sub> , МВА	S <sub>4</sub> , МВА	S <sub>а</sub> , МВА	S <sub>б</sub> , МВА	S <sub>7</sub> , МВА	S <sub>в</sub> , МВА
55,3+j36,7	55,6+j37,6	15,4+j9,2	15,4+j9,2	15,2+j9,2	41+j20,3	0,5-j0,5	40,3+j22,6	40+j23,7
U <sub>1</sub> , кВ	U <sub>2</sub> , кВ	U <sub>3</sub> , кВ	U <sub>4</sub> , кВ	U <sub>5</sub> , кВ	U <sub>6</sub> , кВ	U <sub>7</sub> , кВ	U <sub>8</sub> , кВ	
240	232,7	115	113,7	35,1	239,9	11,3	37,5	
Аварійний режим роботи мережі								
S <sub>л</sub> , МВА	S <sub>з</sub> , МВА	S <sub>м</sub> , МВА	S <sub>4</sub> , МВА	S <sub>а</sub> , МВА	S <sub>б</sub> , МВА	S <sub>7</sub> , МВА	S <sub>в</sub> , МВА	
55,6+j37,6	15,4+j9,2	15,4+j9,2	15,2+j9,2	97,2+j62,4	55,9+j37,8	40,3+j22,6	40+j23,7	
U <sub>1</sub> , кВ	U <sub>2</sub> , кВ	U <sub>3</sub> , кВ	U <sub>4</sub> , кВ	U <sub>5</sub> , кВ	U <sub>6</sub> , кВ	U <sub>7</sub> , кВ	U <sub>8</sub> , кВ	
232,4	224,9	118,3	117	35,3	236	11,2	35,1	

БР.5.141.323.ГЧ.ЕТ

Зм. Інж.	Н. Євдокимов	Підпис	Дата	Початкова і розрахункові схеми заміщення електричної мережі в нормальному і аварійному режимах роботи	Лист	Листів
Розроб.	Ірина Р.В.				1	2
Перевір.	Євдоким Г.П.					
Технік						
Начальн.						
Інж.	Лавринович					

СумГУ, ЗТДН-74п



### Перечень аппаратуры

Формы	Знака	Поз	Обозначение	Наименование	К.ч.шт	Прим.
		1	T1, T2	Тр-р силовой ТД-32000/110	2	
		2	Q1, Q2	Выключатель ВВКМ-110Б-31,5/2000У1	2	
		3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	3	
		4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки РНД31-110/1000 УХЛ1	4	
		5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки РНД31-110/1000 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 РВН1-35 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 ТФЗМ35-У1	3	
		14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
		15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-10 У1	6	
		16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35	4	
		17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ТФЗМ35-У1	28	
		18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ТФЗМ35-У1	14	

				БР 5.141.323.Г4 ЕТ		
Мин. лист	И. категория	Получил	Дата	Схема позиционной подстанции 110/35 кВ Лист 1 из 1		
Рисовал	Исполнитель	Проверил	Дата			
Экз. №	Контракт	Согласовано	Дата			
Инженер	Инженер	Инженер	Дата			
Зав. цехом	Лицензия	Лицензия	Дата			