

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Факультет електроніки та інформаційних технологій  
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту  
Завідувач кафедри  
електроенергетики  
\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський  
" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 г.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: Проектування електричної мережі та моделювання її окремих складових

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студент гр. ЕТ.мз-91с \_\_\_\_\_ Бураба О.С.

Керівник: к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ П.О.Василега

Консультанти:

з економічної частини: к.е.н., доцент \_\_\_\_\_ О.М. Маценко

з питань охорони праці й безпеки

в надзвичайних ситуаціях: к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ П.О. Василега

Нормоконтроль \_\_\_\_\_ М.А. Никифоров

Суми-2020

Сумський державний університет

Кафедра електроенергетики

Напрямок 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020р.

## **ЗАВДАННЯ**

### **на магістерську роботу**

\_\_\_\_\_ Бурба Олексій Сергійович \_\_\_\_\_

1. Тема роботи: «Проектування електричної мережі та моделювання її окремих складових» \_\_\_\_\_

затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Термін здачі студентом закінченої роботи \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, довжини ліній, потужності навантажень та категорії надійності споживачів \_\_\_\_\_

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

#### Вступ

1. Розрахункова частина.
2. Науково-дослідна частина.
3. Охорона праці.
4. Економічна частина.
5. Висновки.
6. Список використаної літератури
7. Додатки.

8. Перелік графічного матеріалу: лінійна схема для розрахунку коротких замикань, лінійна модернізована схема електропостачання компресорних установок, лінійна схема електропостачання компресорних установок до модернізації, схема асинхронного двигуна в середовищі Simulink.

9. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Розрахунок економічної частини	Маценко О.М.	23.11.2020	07.12.2020

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розрахункова частина	01.10.2020-20.10.2020	
2.	Науково-дослідна частина	23.10.2020-05.12.2020	
3.	Економічна частина	23.11.2020-07.12.2020	
4.	Охорона праці	07.12.2020-08.12.2020	
5.	Графічна частина	10.10.2020-05.12.2020	

Магістрант \_\_\_\_\_ Бурба О.С.

(підпис)

Керівник роботи:

к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ П.О. Василега

(підпис)

## РЕФЕРАТ

87 сторінок, 33 рисунків, 34 таблиць, 3 додатки, 17 джерел, 1 мультимедійна презентація

Пояснювальна записка

Об'єкт дослідження – електрична мережа із встановленими силовими трансформаторами.

Мета роботи – необхідно розрахувати параметри електричної мережі, виконати розрахунок електричної частини підстанції, здійснити вибір комутаційного й вимірювального встаткування, виконати основний релейний захист трансформатора, розрахувати блискавкозахист ВРП, моделювання роботи трансформатора ТРДН4000/220, розрахунок економічної частини.

Графічні матеріали: схема заміщення електричної мережі; однолінійна схема первинних з'єднань підстанції.

Основний зміст роботи: Розрахунок електричної мережі, розрахунок електричної частини підстанції з вибором комутаційного та вимірювального обладнання, розрахунок релейного захисту силового трансформатора, розрахунок блискавкозахисту ВРП, науково-дослідна робота, розрахунок економічного ефекту проекту.

Ключові слова: Розрахунок параметрів ЛЕП, розподільні пристрої вибір підстанційного обладнання, РЗА, блискавкозахист ВРП.

Расчет параметров ЛЭП, распределительные устройства для выбор подстанционного оборудования, РЗА, молниезащита ВРУ.

Calculation of parameters of transmission lines, distributive devices of substation equipment, relay protection relay, lightning protection of the GRP.

Тема роботи: Проектування електричної мережі та моделювання її окремих складових.

Перелік умовних позначень

ВВ – високовольтний вимикач

ВН – сторона високої напруги

ВКГЗ- вимикаюча гранична комутаційна здатність

ДЖ– джерело живлення

ЕА – електричний апарат

ЕД – електродвигун

ЕО – електрообладнання

ЕП– електроприймач

ЕУ – електроустановка

КЗ - коротке замикання

ККД - коефіцієнт корисної дії

КТП - комплектна трансформаторна підстанція

КУ - конденсаторна установка

ЛЕП– лінії електропередачі

НН - сторона низької напруги

ПБЕЕ – правила безпечної експлуатації електроустановок

ПШТ – підтримка пластового тиску

ПЗ – пристрій заземлення

ПС – підстанція

РЕС – ремонтно-експлуатаційна служба

РП- розподільчий пункт

ТС– трансформатор струму

ЦРП - центральний розподільний пункт

ЦТП– цехова трансформаторна підстанція

ШР– шафа розподільна

ЩАО– щит аварійного освітлення

ЩО– щиток освітлення

## ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Розрахункова частина .....	9
1.1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....	9
1.1.2 Розроблення конфігурації електричної мережі.....	10
1.1.2 Розрахунок електричної мережі, схеми.....	11
1.1.3. Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів.....	12
1.1.4 Вибір трансформаторів.....	16
1.1.5. Розрахунок перетоків та втрат потужності .....	17
1.1.6 Розрахунок втрат напруги .....	20
1.1.7 Розрахунок втрат електроенергії .....	21
1.1.8 Аварійний режим роботи схеми .....	24
1.1.9 Режим мінімальних навантажень схеми.....	25
1.2 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції .....	28
1.2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
1.2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів РУ і струмоведучих частин .....	32
1.2.4 Вибір ошинковки розподільних пристроїв (РП).....	36
1.2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	39
1.2.6 Вибір трансформаторів власних потреб .....	46
1.3 Розрахунок релейного захисту трансформатора .....	49
1.3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунку захисту трансформатора .....	49

					МР.3.8.141.053 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування електричної мережі та моделювання її окремих	Літ.	Арк.	Аркуші
Розроб.	Бурба О.						6	
Перевір.	Василега П.					ЕТмз-91с		
Реценз.								
Н. Контр.	Нікіфоров М.А.							
Затверд.	Лебединський І.							

1.3.2.	Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту	51
1.3.3	Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:	52
1.3.4	Вибір уставок реле ДЗТ	52
1.4	Рохрахунок блискавкозахисту ВРП	55
2	РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	58
2.1	Обрунтування вибору програмного комплексу	58
2.2	Дослідження напруги та струму на стороні НН трансформатора при різних видах КЗ	
2.2.1	Однофазне КЗ на землю	69
2.2.2	Двофазне КЗ між фазами А та С	71
2.2.3	Трифазне КЗ	73
3.	Охорона праці	75
3.1	Загальні положення	75
3.2	Вимоги безпеки перед початком робіт	75
3.3	Вимоги безпеки під час виконання робіт	76
3.4	Вимоги безпеки по закінченню робіт	79
3.5	Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях	79
3.6	Відповідальність	79
4	Економічна частина	78
	Висновки	81
	Список літератури	83
	Додаток А	85
	Додаток Б	86
	Додаток В	87

## Вступ

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- По заданим навантаженням ліній потрібно вибрати напругу мережі.
- По навантаженню та напрузі мережі вибрати тип проводів у лінії.
- По напрузі мережі і навантаженню вибрати трансформатори.
- Визначити параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів.

Розрахувати параметри схеми заміщення ліній і трансформаторів.  
Визначити на стороні високої напруги навантаження трансформаторів (ураховуючи втрати в обмотках трансформаторів).

- Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі в режимі максимального навантаження. Визначити напругу у вузлах мережі, та втрати в ній. Виконати аналіз отриманих результатів.

- Для обраної підстанції, яка входить до складу розглянутої мережі, потрібно виконати перевірку вибору потужності силових трансформаторів, встановлених на підстанції.

- Розрахувати струми короткого замикання для забезпечення захисту підстанції.

- Вибрати за умовами роботи високовольтні апарати розподільних пристроїв підстанції та перевірити їх на можливість спрацювання в умовах короткого замикання.

- Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю

- Науково-дослідна частина, основні поняття моделювання в програмному комплексі MATLAB – Simulink – SimPowerSystems.

- Розрахунок економічної окупності проекту.

					MP.3.8.141.053 ПЗ	8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 1 Розрахункова частина

### 1.1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1.- Характеристика споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	-7	31	28	-7	17	10
Y, мм	16	34	31	37	27	14
R <sub>м</sub> , МВт	49	55	48	16	0,527	0,551
cos f	0,95	0,83	0,88	0,84	0,92	0,86
T <sub>м</sub> , ч	4120	5880	4870	4230	5240	4550
Категорія	I	II	II	III	II	II

Додаткова початкова характеристика споживачів та їх розміщення подана в табл. 1. 2.

Таблиця 1.2 – Додаткова характеристика споживачів

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	4
Частка всіх навантажень в номінальному режимі R <sub>мін</sub> . по відношенню до мінімального R <sub>м</sub>	0,67

					МР.3.8.141.053 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.	Бурба О.С.				Проектування електричної мережі та моделювання її окремих		Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Василега П.О.							9	
Реценз.							ЕТМЗ-91с		
Н. Контр.	Нікіфоров М.А.								
Затверд.	Лебединський І.								

### 1.1.2 Розроблення конфігурації електричної мережі

При побудові конфігурації схеми потрібно врахувати:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагають 100 % резерву з потужності і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкненою мережею доцільно пов'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- за можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення; -не можна допускати мало завантажених ліній у замкнених мережах;
- потрібно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

○- споживач I категорії □- споживач II категорії △- споживач III категорії

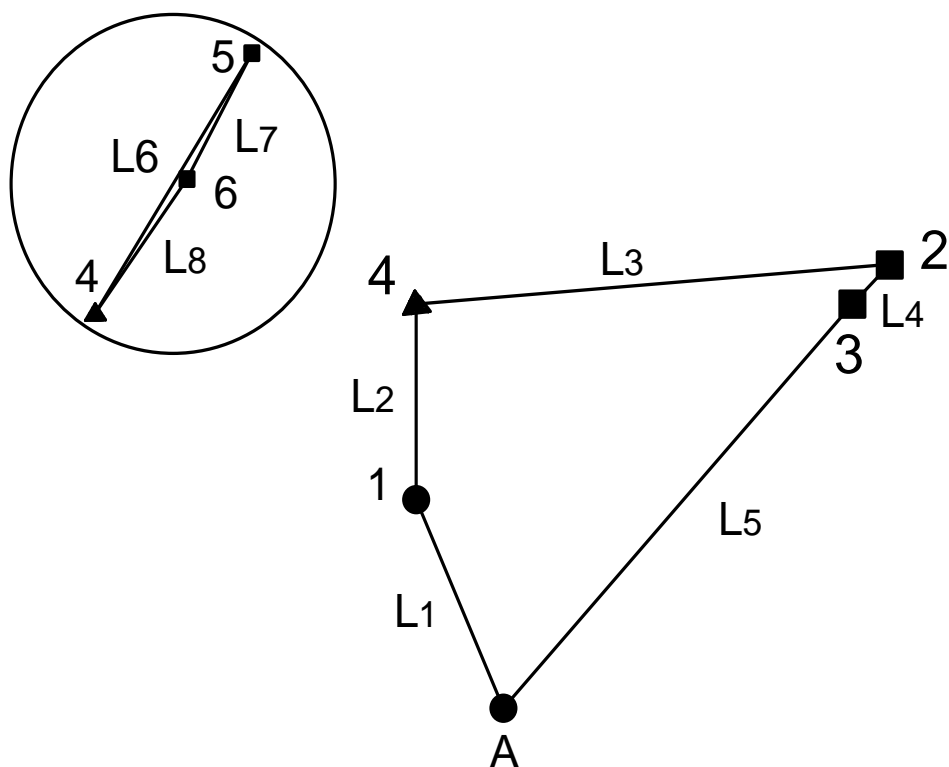


Рисунок 1.1- Схема електричної мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Розраховуємо повну потужність споживачів за формулою:

$$S = P + jPtg(\arccos f) \quad (1.1)$$

Розшифрування розрахункової формули:

$$S=49+j49tg(\arccos 0,95)= 49+j16,11 \text{ (МВА)}$$

маємо наступні характеристики споживачів табл. 1.2

Таблиця 1.2 – Характеристика споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	-7	31	28	-7	17	10
Y, мм	16	34	31	37	27	14
S ,МВт	49 + j16,11	55 +j36,96	48 + j25,91	16 + j10,33	0,527 + j0,225	0,551 + j0,327
cos f	0,95	0,83	0,88	0,84	0,92	0,86
Tм, ч	4120	5880	4870	4230	5240	4550
Категорія	I	II	II	III	II	II

### 1.1.2 Розрахунок електричної мережі, схеми

Визначення довжини ліній , розраховуємо за теоремою Піфагора довжини ліній відповідних ділянок електричної мережі,[1] що з'єднують джерело живлення з відповідними споживачами і споживачів між собою (дані заносимо до таблиці 1.3):

Таблиця 1.3 – Довжини ліній

Ділянка	A1	14	42	23	3A	45	46	56
L (мм)	17,46	15	38,12	4,28	41,77	31,9	17,2	14,76

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$L = l \cdot k_L \cdot k_M$  де:  $l$  – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм;  $k_L$  – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою,  $k_L \approx 1,25$ .  $k_M$  – коефіцієнт масштабу ( за вихідними даними ).

Розшифрування розрахункової формули:

$$L_{A1} = 17,46 \cdot 1,25 \cdot 1,5 = 32,74 \text{ (км)}$$

Розрахунки заносяться до таблиці 1.4

Таблиця 1.4– Довжина лінії з урахуванням коефіцієнту

Ділянка	A1	14	42	23	3A	45	46	56
L (км)	32,74	28,125	71,475	8,025	78,319	19,938	10,76	9,225

1.1.3. Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

Розрахунок кільця А-3-2-4-1-А

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис.1.2).

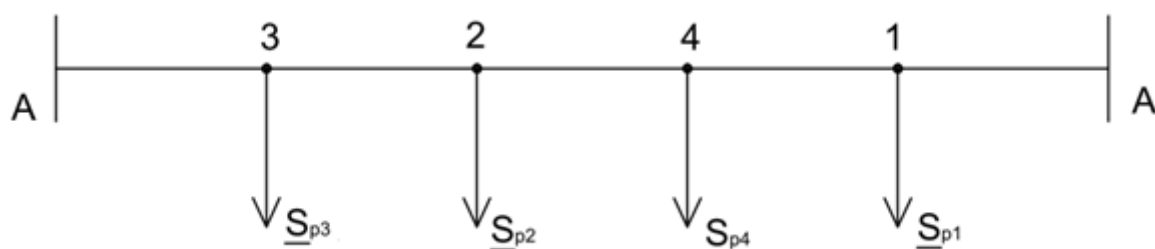


Рисунок 1.2 - Схема розімкнутого кола А-3-2-4-1-А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужност

$$S_{p2} = S_2 = 55 + j36,96(\text{МВА})$$

$$S_{p1} = S_1 = 49 + j16,11(\text{МВА})$$

$$S_{p3} = S_3 = 48 + j25,91(\text{МВА})$$

$$S_{p4} = S_4 + S_5 + S_6 = 17,08 + j10,89(\text{МВА}) \quad (1.2)$$

$$S_{A3} = \frac{S_{p3} \cdot (L_{32} + L_{24} + L_{41} + L_{1A})}{L_{A3} + L_{32} + L_{24} + L_{41} + L_{1A}} + \frac{S_{p2} \cdot (L_{24} + L_{41} + L_{1A})}{S_{p2} \cdot (L_{24} + L_{41} + L_{1A})} + \frac{S_{p4} \cdot (L_{41} + L_{1A}) + S_{p1} \cdot L_{1A}}{L_{A3} + L_{32} + L_{24} + L_{41} + L_{1A}} = 76,18 + j44,44(\text{МВА}) \quad (1.3)$$

$$S_{A1} = \frac{S_{p1} \cdot (L_{14} + L_{42} + L_{23} + L_{3A})}{L_{A3} + L_{32} + L_{24} + L_{41} + L_{1A}} + \frac{S_{p4} \cdot (L_{42} + L_{23} + L_{3A})}{L_{A3} + L_{32} + L_{24} + L_{41} + L_{1A}} + \frac{S_{p2} \cdot (L_{23} + L_{3A}) + S_{p3} \cdot L_{3A}}{L_{A3} + L_{32} + L_{24} + L_{41} + L_{1A}} = 92,9 + j45,42(\text{МВА})$$

$$S_{32} = S_{A3} - S_{p3} = 28,18 + j18,53(\text{МВА}) \quad (1.4)$$

$$S_{14} = S_{A1} - S_{p1} = 43,9 + j29,32(\text{МВА})$$

$$S_{42} = S_{14} - S_{p4} = 26,82 + j18,43(\text{МВА})$$

Точка розподілу потоку знаходиться у точці 2, на (рис.1.3)

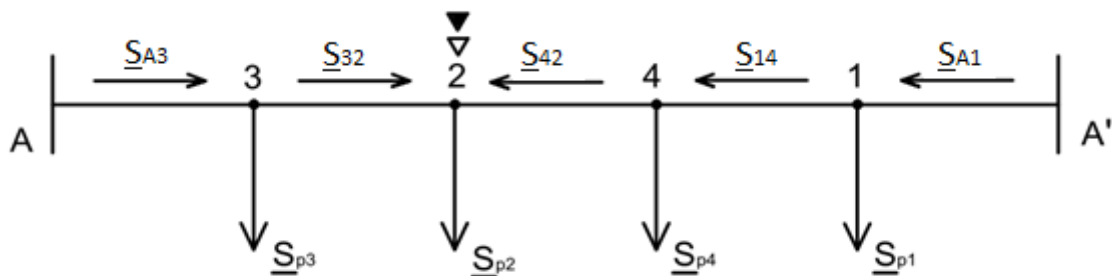


Рисунок 1.3 – Точка 2 розподілу потоку

Розрахунок кільця 4-5-6-4

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис.1.4).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

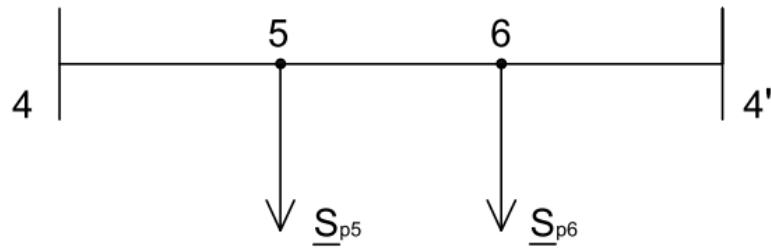


Рисунок 1.4 - Схема розімкнутого кола 4-5-6-4

$$S_{45} = \frac{S_{p5} \cdot (L_{56} + L_{64'}) + S_{p6} \cdot L_{64'}}{L_{45} + L_{56} + L_{64'}} = 0,412 + j0,2(\text{МВА}) \quad (1.5)$$

$$S_{64'} = \frac{S_{p6} \cdot (L_{56} + L_{45}) + S_{p5} \cdot L_{45}}{L_{45} + L_{56} + L_{64'}} = 0,666 + j0,351(\text{МВА})$$

$$S_{65} = S_{64'} - S_{p6} = 0,115 + j0,024(\text{МВА}) \quad (1.6)$$

Точка розподілу потоку знаходиться у точці 5 на рис 1.5

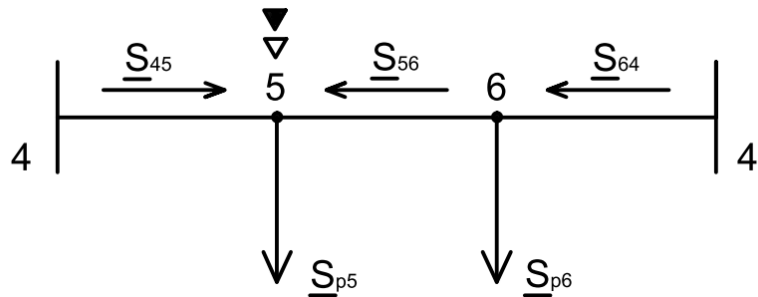


Рисунок 1.5 – Точка 5 розподілу потоку

Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі. Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.7)$$

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.8)$$

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (1.9)$$

Де:  $I_M$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі;  $j_e$  – економічна густина струму

Таблиця 1.5 – Алюмінієві не ізольовані проводи

Проводи	Т <sub>нб</sub> , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві не ізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

Таблиця 1.6 - Результати розрахунку

Ділян ка	S, МВА	U, кВ	U <sub>н</sub> , кВ	I, А	Fe, А/мм <sup>2</sup>	Марка проводу	Допустис трум проводу, А
А-3	76,18+j44,44	159,718	220	231,451	210,41	АС240/32	605
А-1	92,9+j45,42	153,965	220	271,372	246,7	АС240/32	605
3-2	28,18+j18,53	81,375	220	88,512	88,512	АС240/32	605
1-4	43,9+j29,32	115,678	220	138,528	125,935	АС240/32	605
4-2	26,82+j18,43	99,892	220	85,398	85,398	АС240/32	605
4-5	0,412+j0,2	12,813	10	26,46	26,46	АС35/6,2	175
5-6	0,115+j0,024	6,769	10	6,775	6,159	АС35/6,2	175
6-4	0,666+j0,351	16,22	10	43,458	39,51	АС35/6,2	175

### 1.1.4 Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора  $S_T$  повинна бути не менше потужності споживачів  $S_M$ , що постачається від нього  $S_T \geq S_M$ . А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ( $k_3 = S_M / S_{н.т}$ ). Потужність трансформаторів на двухтрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою  $S_T \geq S_M / 1,4$ . У результаті коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі становить 0,65 – 0,75 ( $k_3 = S_M / 2S_{н.т}$ ). Для споживачів I та II категорії необхідно встановити по 2 трансформатори на підстанцію.[7]

Результати вибору трансформаторів заносимо до табл.1.7.

Параметри вибраних трансформаторів наведені у додатку 2.

Таблиця 1.7 - Результати вибору трансформаторів

Номер підстанції	$S_M$ Підстанції МВА	Категорія споживача	Кількість Трансформаторів	$S_T$ Розрахункова МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження $k_n$
1	51,58	I	2	36,84	ТРДН-40000/220	0,65
2	63,27	II	2	47,33	ТРДЦН - 63000/220	0,53
3	54,55	II	1	60,61	ТРДЦН - 63000/220	0,87



Продовження табл.1.7

4	19,05	III	1	21,17	ТРДН - 25000/220	0,76
5	0,573	II	1	0,619	ТМ-630/10	0,9
6	0,64	II	2	0,457	ТМ-630/10	0,51

1.1.5. Розрахунок перетоків та втрат потужності

Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення рис. 1.5

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Активний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l \quad (1.10)$$

де  $l$ - довжина лінії (км),

$r_0$ - питомий опір (Ом/км).

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \quad (1.11)$$

де  $l$ - довжина лінії (км),

$x_0$ - питомий реактивний опір (Ом/км).

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_{л} = b_0 \cdot l \quad (1.12)$$

де  $l$ - довжина лінії ( км),  $b_0$ - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = B_{л} \cdot U^2, (MVar) \quad (1.13)$$

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків фіксуємо в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 - Параметри ліній

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	$Q_{л/2}$ , МВАр	$Z_{л}$ , Ом
А-3	78,319	АС240/32	0,121	0,435	2,6	5	9,242+j34,069
3-2	8,025					0,5127	0,947+j3,491
4-2	71,475					4,566	8,434+j31,092
1-4	28,125					1,797	3,319+j12,234
А-1	32,738					2,092	3,863+j14,241
4-5	19,938	АС35/6,2	0,773	0,438	-	-	15,412+j8,733
5-6	9,225						7,131+j4,04
6-4	10,75						8,31+j4,7

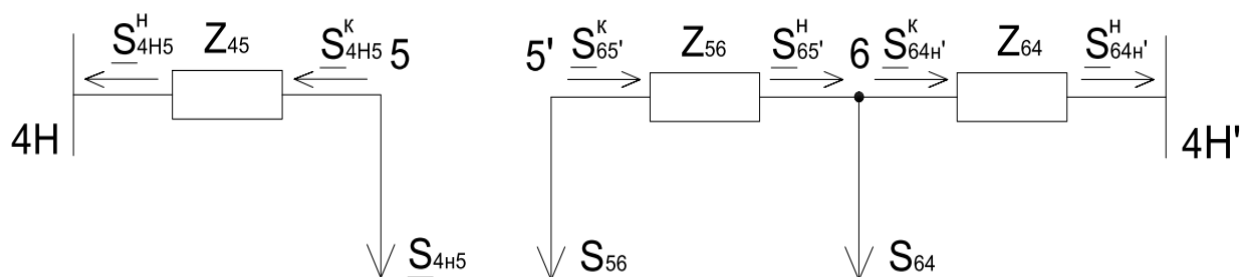


Рисунок 1.6 - Розрахунок кільця 4-5-6-4

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвоє, а опір обмоток зменшується.:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z \quad (1.14)$$

Де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$Z$  - опір ділянки, Ом.

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП5 і ТП6. Знаходимо точку розподілу потоку за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці розподілу потоку та проводимо розрахунок втрат потужності. Далі проводимо розрахунок втрат потужності на підстанції ТП4.

#### Розрахунок кільця А-3-2-4-1-А

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП1-ТП4. Знаходимо точку розподілу потоку за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці розподілу потоку та проводимо розрахунок втрат потужності.

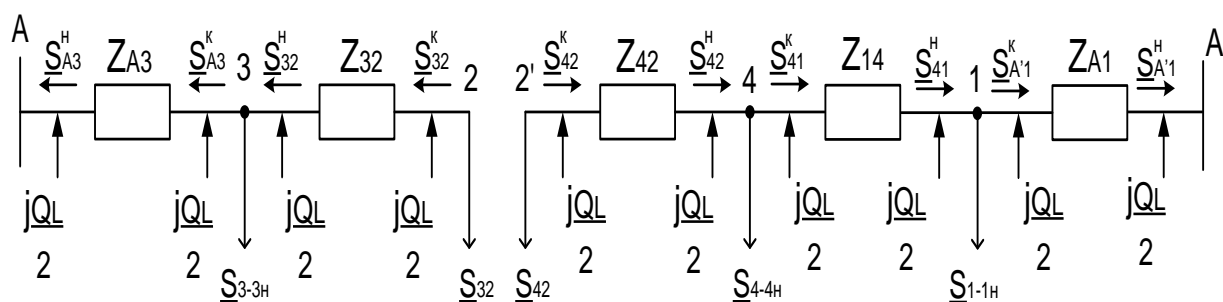


Рисунок 1.7 - Схема заміщення колової мережі А-3-2-4-1-А представлена у вигляді розімкнутої.

Таблиця 1.9 - Результати розрахунку розподілу потоку та втрат потужності

Ділянка	Скінцева, МВА*	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-3	76,69+47,53j	1,554+5,73j	78,25+48,25j	231,451	605
3-2	28,35+20,35j	0,024+0,088	28,37+19,93j	88,512	605
4-2	27+17,11j	0,178+0,656j	27,18+13,2j	85,398	605
1-4	44,37+24,43j	0,176+0,649j	44,55+23,28j	138,528	605
А-1	93,8+42,38	0,846+3,12j	94,65+43,4j	271,372	605

Продовження таблиці 1.9

4-5	0,418+0,233j	0,035+0,019j	0,453+0,253j	26,46	175
6-5	0,116+0,033j	0,00105+0,0006j	0,118+0,0336j	6,775	175
4-6	0,676+0,404j	0,051+0,029j	0,727+0,434j	43,,458	175
1-1'	49+16,11j	0,15+4,36j	49,25+21,19j		
2-2'	55+36,96j	0,18+4,57j	55,35+42,54j		
3-3'	48+25,91j	0,24+6,19j	48,33+32,6j		
4-4'	17,09+10,97j	0,079+1,89j	17,2+13,03j		
5-5'	0,527+0,225j	0,0063+0,0285j	0,533+0,266 j		
6-6'	0,551+0,327j	0,0039+0,0179j	0,558+0,37j		
A	172,9+91,66j				

1.1.6 Розрахунок втрат напруги

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної.

Напруга розраховується, використовуючи дані формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} \quad (1.15)$$

Де:  $P$ - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$R$  - активний опір, Ом;

$X$  - реактивний опір, Ом

$$\delta U = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U} \quad (1.16)$$

Модуль напруги:

$$U' = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2} \quad (1.17)$$

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою,

$$\%: d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.18)$$

Таблиця 1.10 - Результати розрахунку напруги

Вузол	A	1	2	3	4	5	6	1'	2'	3'	4'	5'	6'
U <sub>ном</sub> , кВ	230	220	220	220	220	10	10	10	10	10	10	0,38	0,38
U,кВ	230	225,8	219,9	221	223,9	9,95	9,85	10, 8	10, 57	10, 52	10, 71	0,4	0,39

### 1.1.7 Розрахунок втрат електроенергії

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.19)$$

Де  $T_{\text{нб}}$  - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях: 
$$\Delta W_L = \left(\frac{S_{\text{нб}}}{U_n}\right)^2 R_L \tau \quad (1.20)$$

$$\text{Втрати в трансформаторах: } \Delta W_m = 3I_{СК}^2 R_m T + R_x T \quad (1.21)$$

Таблиця 1.11 - Результати розрахунку втрат електроенергії

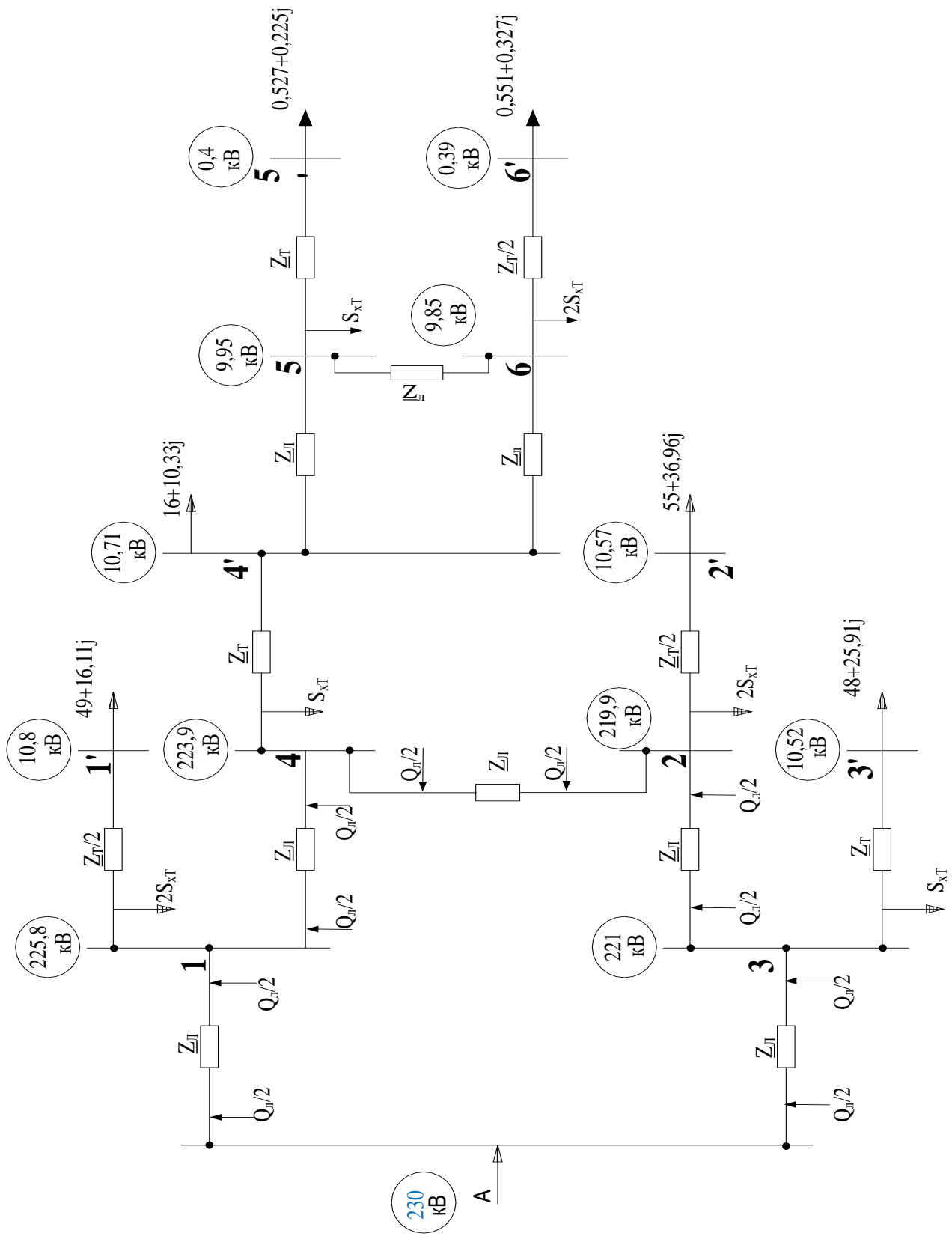
Ділянка / підстанція	T <sub>нб</sub> , (год.)	τ, (год.)	ΔW, МВт·год
А-3	4633	3022	4697
3-2	4870	4441	105,8
4-2	4870	4441	790,565
1-4	4869	3270	575,26
А-1	4476	2862	2420
4-5	5240	3678	129,655 кВт·год
5-6	5240	3678	3,869 кВт·год
6-4	4550	2937	151,189 кВт·год
Т1	4120	2517	825,339
Т2	5880	4441	1524
Т3	4870	3270	1502
Т4	4230	2621	417,995
Т5	5240	3678	35,49
Т6	4550	2937	23,96
Сумарні втрати	13200		

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} = 786200,342 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)} \quad (1.22)$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії :

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,68\%$$



На рис. 1.8 показано схему заміщення мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

MP.3.8.141.053 ПЗ

### 1.1.8 Аварійний режим роботи схеми

Напругу джерела живлення приймаємо  $U_H=242$  кВ. При аварійному режимі допустиме відключення споживачів III категорії, у відповідності з ПУЕ, але не більше ніж на 24 години. За цей час повинні бути виконані ремонтні роботи. У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги  $\pm 10\%$ .

В аварійному режимі відбувається обрив найбільш завантаженої ділянки. У нашому випадку це ділянка А1. Виключаємо її зі схеми і виконуємо розрахунок аварійного режиму згідно до рис. 1.9.

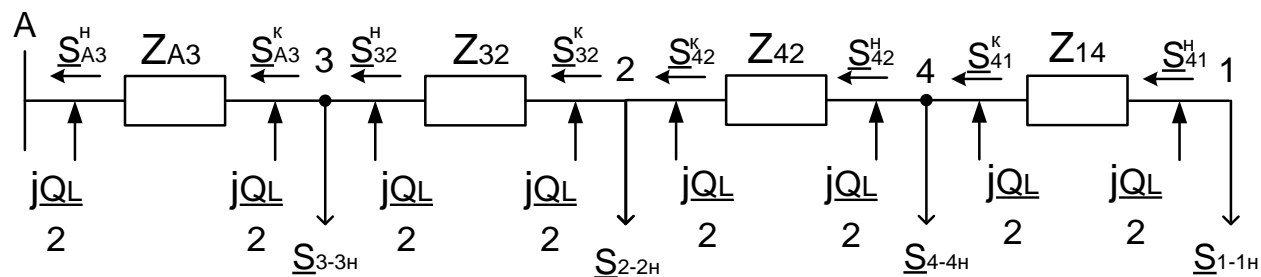


Рисунок 1.9 - Робота схеми в аварійному режимі

Результати розрахунку аварійного режиму роботи схеми заносимо до таблиць.

Таблиця 1.12 - Результати розрахунку перетоків потужності

Ділянка	Кінцева потужність	Втрати потужності	Початкова потужність
1-4	$49,25+j19,39$	$0,192+j0,708$	$49,45+j18,3$
4-2	$66,64+j26,77$	$0,898+j3,313$	$67,54+j25,51$
2-3	$122,9+j67,54$	$0,385+j1,418$	$123,3+j68,45$
А-3	$171,6+j96,04$	$7,38+j27,22$	$179,1+j118,3$



Таблиця 1.13 - Результати розрахунку втрат напруги

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
А	242	242
1	220	210
2	220	217,9
3	220	219,5
4	220	211,8
5	10	8,8
6	10	8,67
1'	10	10,04
2'	10	10,42
3'	10	10,5
4'	10	10,13
5'	0,38	0,35
6'	0,38	0,35

У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги  $\pm 10\%$ . Тому заходи щодо підвищення напруги не проводимо.

#### 1.1.9 Режим мінімальних навантажень схеми

У відповідності із завданням потужність споживачів у режимі мінімальних навантажень складає 67% від потужності режиму максимальних навантажень.

Розрахунок виконуємо аналогічно як і для нормального режиму роботи, використовуючи ті ж основні формули.

Для забезпечення економічного режиму роботи мережі рівень напруги в режимі мінімальних навантажень має бути нижче, ніж в режимі максимальних навантажень.

Таблиця 1.14 - Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-3	51,37+28,44j	0,658+2,427j	52,03+25,86j	155,07	605
3-2	19,01+13,28j	0,0105+0,0387j	19,02+12,8j	59,3	605
4-2	18,09+9,467j	0,0726+0,267j	18,16+5,168j	57,217	605
1-4	29,67+11,74	0,0698+0,257j	29,74+10,2j	92,814	605
А-1	62,74+21,58j	0,351+1,295j	63,09+20,78	181,82	605
4-5	0,279+0,156j	0,016+0,0089j	0,295+0,165j	17,728	175
6-5	0,0778+0,019j	0,00046+0,00026j	0,0782+0,02j	4,539	175
4-6	0,452+0,273j	0,023+0,013j	0,475+0,286j	29,117	175
1-1'	32,85+10,79j	0,069+1,95j	33+13,47j		
2-2'	36,85+24,76j	0,081+2,05j	37,1+27,82j		
3-3'	32,16+17,36j	0,107+2,78j	32,35+20,64j		
4-4'	11,45+7,35j	0,036+0,852j	11,51+8,367j		
5-5'	0,353+0,150j	0,0028+0,0129j	0,357+0,176j		
6-6'	0,369+0,219j	0,00176+0,008j	0,374+0,252j		
А	115,1+46,64j				

Напругу джерела живлення приймаємо  $U_H=220$  кВ

В режимі мінімальних навантажень напругу з економічних розумінь знижено до значення 220 кВ, при цьому відхилення напруги залишається в нормально допустимих нормах.

Таблиця 1.15 - Результати розрахунку напруги

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
А	220	220
1	220	217,6
2	220	215,1
3	220	213,9
4	220	216,6
5	10	9,84
6	10	9,78
1'	10	10,41
2'	10	10,29
3'	10	10,23
4'	10	10,36
5'	0,38	0,39
6'	0,38	0,39

## 1.2 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції

Для підстанції були обрані два трансформатори потужністю 40 МВА типу ТРДН. Задана еквівалентна температура зимового періоду  $t_{\text{екв}} = -20^{\circ}\text{C}$  та навантаження споживачів протягом доби (табл.1.16). Проводимо перевірку обраного трансформатора ТРДН 40000/220 на здатність без пошкоджень витримати заданий графік навантажень.  $S_{\text{ном.нав}} = 51.58 \text{ МВА}$

Таблиця 1.16 – Вихідні дані для проектування

$S_{НОМ.НАВ},$ МВА	$X_C, Ом$	$X_{L1}, Ом$	$X_{L2}, Ом$	$S_{КЗ.С}, МВА$	$t, °C$
51.58	10	12	14	2500	-20

Таблиця 1.17 - Навантаження споживачів протягом доби.

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{НАВ}, \%$	60	30	60	80	90	70	80	105	95	110	120	108
$S_{НАВ},$ МВА	30.9	15.5	30.9	41.3	46.4	36.1	41.3	54.2	49	56.7	61.9	55.7

За даними табл.1.17 побудуємо графік навантаження підстанції:

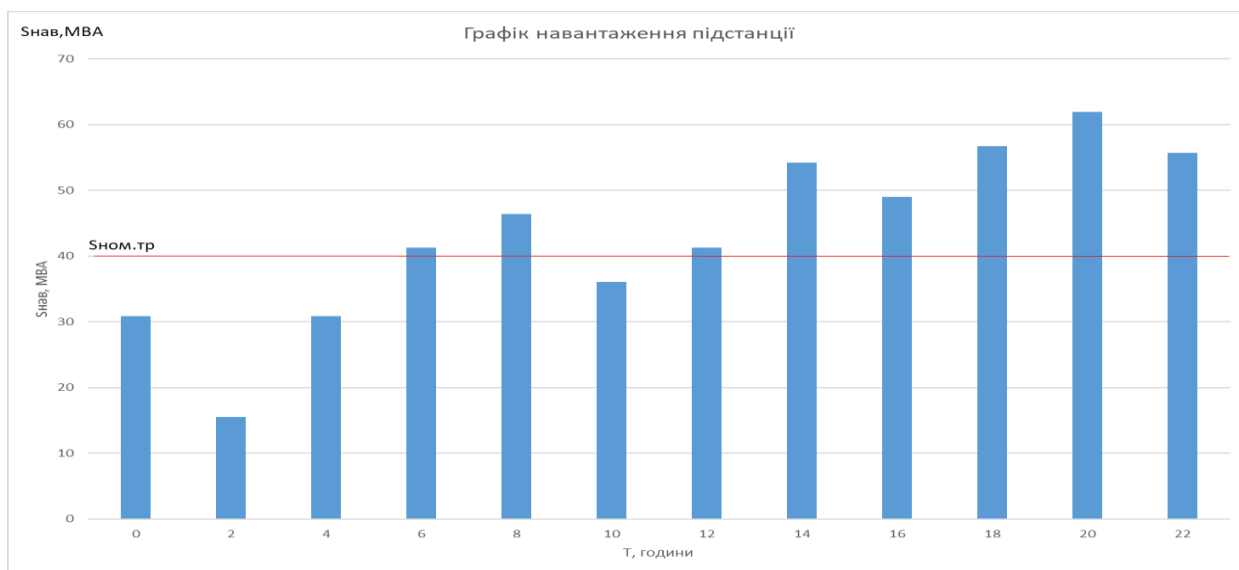


Рисунок 1.10 – Графік навантаження підстанції

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий.

Початкове навантаження еквівалентного графіка:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.23)$$

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

$$K_1 = \frac{1}{40} \times \sqrt{\frac{30.9^2 \times 4 + 15.5^2 \times 2 + 36.1^2 \times 2}{4 + 2 + 2}}$$

$$K_1 = 0.73$$

Де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – власне навантаження першого, другого,  $n$ -го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;[3]

$t_1, t_2, \dots, t_n$  – тривалість ступеня, годин.

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

$$K'_2 = \frac{1}{40} \times \sqrt{\frac{41.3^2 \times 4 + 46.4^2 \times 2 + 54.2^2 \times 2 + 49^2 \times 2 + 56.7^2 \times 2 + 61.9^2 \times 2 + 55.7^2 \times 2}{4 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2}} = 1.28$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{61.9}{40} = 1.548 \quad (1.24)$$

де  $S_{MAX}$  – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Оскільки  $K'_2 < 0.9K_{MAX} = 0.9 \times 1.548 = 1.393$  то остаточно беремо  $K_2 = 1.393$

Тривалість систематичних навантажень складає  $h$ , де:

$$h = \frac{K_2'^2 \times 16}{0.9K_{MAX}^2} = \frac{1.28^2 \times 16}{1.393^2} = 10.9 \approx 11 \text{ годин} \quad (1.25)$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду і часу перевантаження 17 годин, знаходимо значення перевантаження допустиме  $K_{2ГОСТ}$ .

Порівнюємо значення  $K_2 = 1.393$  і  $K_{2ГОСТ} = 1.5$ .

Значення  $K_{2ГОСТ}$  більше, ніж  $K_2$ , значить трансформатор обраний правильно.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

### 1.2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Таблиця 1.18 – Вихідні дані

Тип трансформатора	Потужність $S_{ТР}$ , МВА	$X_T$ , Ом	$X_{L1}$ , Ом	$X_{L2}$ , Ом	$X_C$ , Ом	$t$ , °C
ТРДН–40000/220	40	158.7	12	14	10	-20

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція отримує живлення за двома прохідними лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 1.11.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає  $S_{кз.с} = 2500$  МВА

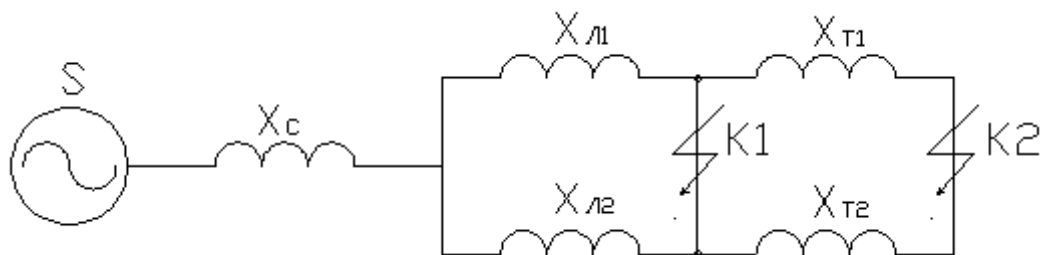


Рисунок 1.11 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Періодична складова струму КЗ у точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot \left( X_C + \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \left( 10 + \frac{12 \cdot 14}{12 + 14} \right)} = 7.715 \text{ кА} \quad (1.26)$$

Періодична складова струму КЗ у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot \left( X_C + \frac{X_{L1} \cdot X_{L2} + X_T}{X_{L1} + X_{L2} + \frac{X_T}{2}} \right)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \left( 10 + \frac{12 \cdot 14}{12 + 14} + \frac{158.7}{2} \right)} = 1.325 \text{ кА} \quad (1.27)$$

Реальний струм КЗ у точці К<sub>2</sub>:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 29.15 \text{ кА} \quad (1.28)$$

Ударний струм:

- у точці К1 —  $I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 7.715 = 17.57 \text{ кА}$
- у точці К2 —  $I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 29.15 = 66.37 \text{ кА}$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова струму КЗ незмінні за часом, який дорівнює часу відключення, тоді:

$$I_{нт1} = I_{K1} = 7.715 \text{ кА}$$

$$I_{нт2} = I_{K2} = 29.15 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

(1.29)

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової

Точка КЗ	$T_a$ , с	t, с
К1	0.025	0.06
К2	0.05	0.1

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

- для К1 —  $i_a = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7.715 \cdot e^{-\frac{0.06}{0.025}} = 0.989 \text{ кА}$
- для К2 —  $i_a = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 29.15 \cdot e^{-\frac{0.1}{0.05}} = 2.809 \text{ кА}$

Інтеграл Джоуля:

- для К1 —  $B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 7.715^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 5.059 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
- для К2 —  $B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 29.15^2 \cdot (0.1 + 0.05) = 127.458 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 1.19 – Значення струмів короткого замикання

Струми КЗ	Струм КЗ у початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ $i_{уд}$ , кА	Струм КЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіодична складова струму КЗ, $i_a$ , кА	Інтеграл Джоуля $B_R$ , $кА^2 \cdot с$
Шини 220 кВ ( $K_1$ )	7.715	17.57	7.715	0.989	5.059
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	29.15	66.37	29.15	2.809	127.458

### 1.2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів РУ і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умови тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань.

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- ввідні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикач ліній, що відходять, 10 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори струму і напруги 220 кВ і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 220 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів.



Максимальний струм на боці 220 кВ:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1.4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1.4 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.146 \text{ кА}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на боці 10 кВ:

$$I_{max}^{НН} = \frac{1.4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1.4 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3.233 \text{ кА}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{СВ} = \frac{0.7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0.7 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1.616 \text{ кА}$$

Струм у колі лінії 10 кВ:

$$I_{max}^{ПЛ} = \frac{1.4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot n} = \frac{1.4 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 0.323 \text{ кА}$$

де  $n$  – кількість ліній, що відходять від підстанції.

Вибираємо вимикачі на боці напруги 220 кВ і 10 кВ.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.5-2.9

Таблиця 1.20 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	7.715 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	17.57 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	7.715 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0.989 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5.059 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Обираємо елегазовий вимикач типу ЯЕ-220Л-11(21)У4.

Таблиця 1.21 –Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29.15 кА	45 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	66.37 кА	120 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	29.15 кА	45 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2.809 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	127.458 кА <sup>2</sup> ·с	8100 кА <sup>2</sup> ·с

Обираємо маломасляний вимикач типу МГГ-10-4000-45У3.

Таблиця 1.22 –Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1616 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29.15кА	31.5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	66.37кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	29.15кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2.809 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	127.458 кА <sup>2</sup> ·с	2976 кА <sup>2</sup> ·с
$i_y \leq I_{прСКВ}$	66.37кА	80 кА

Обираємо секційний вакуумний вимикач типу ВВЕ-10-31.5/2000У3.

Таблиця 1.23 – Вибір вимикачів на лініях 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29.15 кА	31.5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	66.37 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	29.15 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	2.809 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	127.458 кА <sup>2</sup> ·с	2976 кА <sup>2</sup> ·с

Обираємо вакуумний вимикач ВВЕ-10-31.5/1600У3.

Таблиця 1.24 – Вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	17.57 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5.059 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Обираємо роз'єднувачі типу РНДЗ-2-220/630 Т1.

#### 1.2.4 Вибір оцинковки розподільних пристроїв (РП)

В РП напругою 220 кВ застосовують збірні шини, які виконуються сталелегалюмінієвими проводами, при цьому перетин повинен бути не менше  $240 \text{ мм}^2$  (за умовою коронування АС-240/32). Вибираються ці шини за наступними умовами:

- перевірка за допустимим струмом  $I_{max} \leq I_{доп}$

$146 \text{ А} \leq 605 \text{ А}$ , умова виконується.

- перевірка на термічну стійкість при КЗ не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі;
- перевірка шин на електродинамічну стійкість при КЗ не проводимо, так як виконується умова:  $I_{КЗ}^{ВН} = 7.715 < 20 \text{ кА}$
- перевірка за умовами коронування: для напруги 220 кВ за умовами корони повинні використовуватися одиночні проводи марки АС-600/72, або  $3 \times \text{АС-150/24}$ .

Остаточо вибираємо до встановлення провід  $3 \times \text{АС-150/24}$ ,  $I_{доп} = 1335 \text{ А}$ .

Струмopрoвідні частини від виводів 220 кВ блочного трансформатора до збірних шин виконуються гнучкими проводами. Їх переріз вибирається за економічною густиною струму. При  $T_{макс} = 4800$  годин,  $j_e = 1.1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$\text{Економічний переріз: } q_e = \frac{I_{max}}{j_e} = \frac{146}{1.1} = 133 \text{ мм}^2$$

Приймаємо один кабель в фазі АС-150 ( $q = 147 \text{ мм}^2$ ,  $d = 17.5 \text{ мм}$ ,  $I_{доп} = 450 \text{ А}$ ).

Перевіряємо проводи за допустимим струмом:  $I_{max} \leq I_{доп}$   
 $146 \leq 450 \text{ А}$ , отже умова виконується.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Перевірка проводів на термічну стійкість не проводиться, оскільки струмопровідні елементи виконані неізольованими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами коронування також не виконується, оскільки провід АС-150/24 задовольняє умови коронування.[12]

В РП 10 кВ застосовують жорсткі шини, вибираються вони за наступними умовами:

- вибір перерізу шин по нагріву:  $I_{роб.нб} \leq I_{доп}$

де  $I_{роб.нб}$  – найбільший робочий струм приєднання;

$I_{доп}$  – допустимий струм шин вибраного перерізу.

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{v_{доп} - v_{о.ф}}{v_{доп} - v_{о.н}}}$$

$$I_{роб.нб} = 3233 \text{ А}$$

Вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу  $q = 2 \times 1370 \text{ мм}^2$ .  
Для цих шин  $I_{доп.ном} = 4640 \text{ А}$ . Розрахуємо  $I_{доп}$ , при температурі навколишнього середовища  $t_{екв} = -20^\circ\text{C}$ :

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{v_{доп} - v_{о.ф}}{v_{доп} - v_{о.н}}} = 4640 \sqrt{\frac{70 - (-20)}{70 - 25}} = 6562 \text{ А}$$

$I_{роб.нб} \leq I_{доп}$  – нерівність виконується.

- перевірка на термічну стійкість при КЗ  $q_{min} \leq q$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{127.458}}{90 \cdot 10^{-3}} = 125.44 \text{ мм}^2$$

$$125.44 \leq 2 \times 1370$$

- перевірка на електродинамічну стійкість

При проектуванні нових конструкцій РП з жорсткими шинами знаходиться частота власних коливань для алюмінієвих шин:  $f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}$

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами, м;

$J$  – момент інерції поперечного перерізу шини,  $\text{см}^4$ .

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173.2}{2^2} \sqrt{\frac{625}{2 \times 13.7}} = 206.5 \text{ Гц}$$

Оскільки  $f_0 > 200$ , механічного резонансу не виникне.

- механічний розрахунок шин

Шини механічно міцні, якщо  $\sigma_{розр} = \sigma_{\phi} + \sigma_c \leq \sigma_{доп}$

$$\text{Напруга від взаємодії фаз: } \sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W_{\phi} \cdot a} \quad (1.2.9)$$

де  $a$  – відстань між шинами, м;

$W_{\phi}$  – момент опору перерізу для двох зрощених шин (в нашому випадку  $W_{\phi} = W_{y0-y0} = 100 \text{ см}^3$ )

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{(66.37 \cdot 10^3)^2 \cdot 2^2}{100 \cdot 0.8} = 3.81 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами:  $f_c = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{h} \cdot 10^{-7}$

де  $h$  – відстань між осями провідників, м.

$$f_c = 0.5 \cdot \frac{66.37^2 \cdot 10^6}{0.125} \cdot 10^{-7} = 1762 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили:  $\sigma_c = \frac{f_c \cdot l_{\Pi}^2}{12 \cdot W_c}$

де  $W_c = W_{y-y} = 9.5 \text{ см}^3$ ;

$l_{\Pi}$  – відстань між місцями зварювання швелерів, м;  $l_{\Pi} \leq l_{\Pi.max}$

$$l_{\Pi.max} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\sigma_{доп} - \sigma_{\phi}) \cdot W_c}{f_c}} \quad (1.30)$$

де  $\sigma_{доп}$  – припустима механічна напруга в матеріалі шини

$$l_{\Pi.max} = \sqrt{\frac{12 \cdot (82.3 - 3.81) \cdot 9.5}{1762}} = 2.25 \text{ м}$$

$$\sigma_c = \frac{1762 \cdot 2^2}{12 \cdot 9.5} = 61.82 \text{ МПа}$$

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$\sigma_{розр} = 61.82 + 3.81 = 65.63 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 82.3 \text{ МПа}$$

Отже, умова механічної міцності коробчастої шини виконується.

### 1.2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, ватметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних 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 табл. 1.25

Таблиця 1.25 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	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 секц. вимикач на НН			0,5	0,5	0,5

Продовження таблиці 1.25

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 вимірювальних трансформаторів наведений у таблицях 1.26-1.31

Таблиця 1.26 Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги. Вибираємо трансформатор струму ТФЗМ 220-У1. Заносимо його каталожні дані таблицю:

Таблиця 1.26 – Каталожні дані

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	17.57 кА	50 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5.059 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{уст}$	0.87 Ом	1.2 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{втор}^2} = \frac{0.5 \text{ В} \cdot \text{А}}{5^2 \text{ А}^2} = 0.02 \text{ Ом} \quad (1.31)$$

Також потрібно розрахувати опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K \quad (1.32)$$



де:  $Z_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{\text{втор}}^2} = \frac{30}{5^2} = 1.2$  – номінальний опір навантаження, Ом;

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

$Z_{\text{к}}$  – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1.2 - 0.02 - 0.05 = 1.13 \text{ Ом}$$

Перетин жил при довжині кабелю  $l = 100$  м:

$$q = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = \frac{0.0175 \cdot 100}{1.13} = 1.55 \text{ мм}^2$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$

$q$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ .

Вибираємо переріз з'єднувальних проводів рівний  $2.5 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{q} = \frac{0.0175 \cdot 100}{2.5} = 0.7 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} = 0.7 + 0.02 + 0.05 = 0.87 \text{ Ом}$$

Що менше ніж  $1.2$  Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0.5$ , отже трансформатор струму ТФЗМ 220-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 1.27. Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги. Вибираємо трансформатор з каталога, ТЛШ-10-1. Заносимо його каталожні дані в таблицю:

Таблиця 1.27 – Каталожні дані

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ

Продовження таблиці 1.27

$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	4000 А
$i_y \leq i_{дин}$	66.37 кА	140 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	127.458 кА <sup>2</sup> ·с	58800 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0.797 Ом	0.8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{втор}^2} = \frac{6.5 \text{ В} \cdot \text{А}}{5^2 \text{ А}^2} = 0.26 \text{ Ом}$$

Також потрібно розрахувати опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K$$

де:  $Z_{ном} = \frac{S_{ном}}{I_{втор}^2} = \frac{20}{5^2} = 0.8$  – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_K$  – опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 0.8 - 0.26 - 0.1 = 0.44 \text{ Ом}$$

Перетин жил при довжині кабелю  $l = 100$  м:

$$q = \rho \cdot \frac{l}{Z_{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 100}{0.44} = 3.97 \text{ мм}^2$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$

$q$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>.

Вибираємо переріз з'єднувальних проводів рівний 4 мм<sup>2</sup> за умовою механічної міцності.  $Z_{пр} = \rho \cdot \frac{l}{q} = \frac{0.0175 \cdot 100}{4} = 0.437 \text{ Ом}$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{пр} + Z_{прил} + Z_K = 0.437 + 0.26 + 0.1 = 0.797 \text{ Ом}$$

Що менше ніж 0.8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0.5, отже трансформатор струму ТЛШ-10-1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 1.28 Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить. Вибираємо трансформатор з каталога ТЛМ10-У3. Заносимо його каталожні дані в таблицю:

Таблиця 1.28 – Каталожні дані

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323 А	600 А
$i_y \leq i_{дин}$	66.37 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	127.458 кА <sup>2</sup> ·с	1587кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0.362 Ом	0.4 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{втор}^2} = \frac{0.5 \text{ В} \cdot \text{А}}{5^2 \text{ А}^2} = 0.02 \text{ Ом}$$

Також потрібно розрахувати опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K \quad (1.33)$$

де:  $Z_{ном} = \frac{S_{ном}}{I_{втор}^2} = \frac{10}{5^2} = 0.4$  – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;  $Z_K$  – опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 0.4 - 0.02 - 0.05 = 0.33 \text{ Ом}$$

Перетин жил при довжині кабелю  $l = 100$  м:

$$q = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = \frac{0.0175 \cdot 100}{0.33} = 5.3 \text{ мм}^2$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$

$q$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ .

Вибираємо переріз з'єднувальних проводів рівний  $6 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{q} = \frac{0.0175 \cdot 100}{6} = 0.292 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} = 0.292 + 0.02 + 0.05 = 0.362 \text{ Ом}$$

Що менше ніж  $0.4 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0.5$ , отже трансформатор струму ТЛМ10-У3 відповідає умовам вибору.

Таблиця 1.29 Вибір трансформатора струму в колі секційного вимикача. Вибираємо трансформатор ТЛШ-10-У3. Заносимо його каталожні дані в таблицю:

Таблиця 1.29 – Каталожні дані

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	1616 А	2000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	66.37 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	127.458 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2976 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_H \leq Z_{\text{Н.ном}}$	0.77 Ом	0.8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{втор}}^2} = \frac{0.5 \text{ В} \cdot \text{А}}{5^2 \text{ А}^2} = 0.02 \text{ Ом}$$

Також потрібно розрахувати опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

де:  $Z_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{\text{втор}}^2} = \frac{20}{5^2} = 0.8$  – номінальний опір навантаження, Ом;

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

$$Z_{\text{пр}} = 0.8 - 0.02 - 0.05 = 0.73 \text{ Ом}$$

Перетин жил при довжині кабелю  $l = 100$  м:

$$q = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = \frac{0.0175 \cdot 100}{0.73} = 2.4 \text{ мм}^2$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$

$q$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ .

Вибираємо переріз з'єднувальних проводів рівний  $2.5 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{q} = \frac{0.0175 \cdot 100}{2.5} = 0.7 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} = 0.7 + 0.02 + 0.05 = 0.77 \text{ Ом}$$

Що менше ніж  $0.8$  Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0.5$ , отже трансформатор струму ТЛШ10-У3 відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю. На боці високої напруги ( $220$  кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1, на боці  $10$  кВ – НОМ-10-66У2, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [3].

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Таблиця 1.30 – Трансформатор напруги 220 кВ

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58	220/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 1.31 – Трансформатор напруги 10 кВ

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

### 1.2.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб можуть виступати різні перетворювачі електричної енергії, які використовують на підстанції для охолодження силових трансформаторів, зовнішнє або внутрішнє освітлення підстанції, обігрів приміщення, підігрів електрообладнання.

Сумарна розрахункова потужність приймачів власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту.

Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. .

Таблиця 1.32 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Коефіцієнт попиту	cos φ	Навантаження S, кВА
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			
Охолодження ТРДН-40000/220	2*3	6	0,82	0,86	5,72
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	5*3,6	18	1	1	18
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	1	6
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,08
Освітлення РП	1	2	0,63	0,93	1,17
Всього					33,97

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

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

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

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

Ремонтне навантаження на підстанції прийнято брати таким, що дорівнює  $S_{TCHP} = 20$  кВА. При підключенні цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%.

Взявши це до уваги, потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{TCH} = \frac{S_{CH} + S_{TCHP}}{1.2} = \frac{33.97 + 20}{1.2} = 44.9 \text{ кВА} \quad (1.34)$$

Остаточно для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатора ТМ-40/10/

### 1.3 Розрахунок релейного захисту трансформатора

1.3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунку захисту трансформатора

Потрібно розрахувати захист трансформатора:

ТДТН-25000/230 / 38,5 / 11 (РПН на СН  $\pm 12 \times 1\%$ );

$U_{kBC} = 12,5\%$ ;

$U_{kBH} = 20\%$ ;

$U_{kCH} = 6,5\%$ ;

Живиться від енергосистеми з параметрами:

$x_{\text{с.макс}} = 12 \text{ Ом}$ ,

$x_{\text{с.мін}} = 18 \text{ Ом}$ .

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



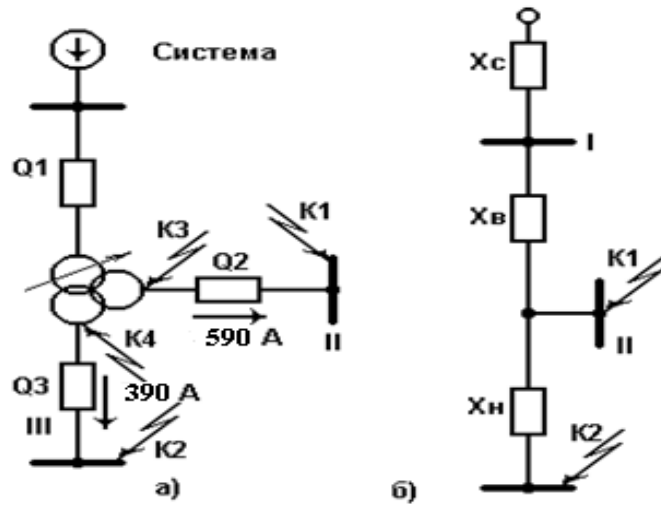


Рисунок 1.12 – Вихідні дані пояснює схема (а) і схема заміщення (б) до розрахунку захисту понижувального трансформатора[7]

Для складання схеми заміщення (рисунок 1.12) обчислюється опір трансформатора:

$$U_{кВ} = 0,5(U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) = 0,5(12,5 + 20 - 6,5) = 13\%$$

$$U_{кС} = 0\%$$

$$U_{кН} = 0,5(6,5 + 20 - 12,5) = 7\%$$

$$x_B = \frac{U_{кВ}}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{13}{100} \frac{230^2}{25} = 275,08 \text{ Ом}$$

$$x_c \approx 0; x_H = \frac{U_{кН}}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{7}{100} \frac{230^2}{25} = 148,12 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів автотрансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{B.мін} = x_B (1 - \Delta U_1)^2 = 275,08 \cdot (1 - 0,12)^2 = 213,02 \text{ Ом};$$

$$x_{H.мін} = x_H (1 - \Delta U_1)^2 = 148,12 \cdot (1 - 0,12)^2 = 114,71 \text{ Ом};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$x_{B.макс} = x_B(1 + \Delta U_1)^2 = 275,08 \cdot (1 + 0,12)^2 = 345,06 \text{ Ом};$$

$$x_{H.макс} = x_H(1 + \Delta U_1)^2 = 148,12 \cdot (1 + 0,12)^2 = 185,80 \text{ Ом};$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рисунок 1.12)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{В.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (12 + 213,02)} = 590,123 \text{ А}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (x_{с.мін} + x_{В.макс})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 345,06)} = 316,752 \text{ А}$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2 рисунок 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{В.мин} + x_{H.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (12 + 114,71 + 213,02)} = 390,875 \text{ А}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (x_{с.мін} + x_{В.макс} + x_{H.макс})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 345,06 + 185,8)} = 209,524 \text{ А}$$

Таблиця 1.33 – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора.

Позначення параметрів	I-ВН-230 кВ	II-СН-115 кВ	III-НН-38,5 кВ
$I_{ном}, \text{А}$	$\frac{25000}{(\sqrt{3} \cdot 230)} = 62,755$	$\frac{25000}{(\sqrt{3} \cdot 38,5)} = 374,903$	$\frac{25000}{(\sqrt{3} \cdot 11)} = 1312$
$K_{ТТ}$	200/5	1000/5	2000/5
Схема з'єднання ТТ	$\Delta$	$\Delta$	Y
$I_{ном.втор}, \text{А}$	$\frac{62,755 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 2,717$	$\frac{374,903 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 3,247$	$\frac{1312}{2000/5} = 3,28$

### 1.3.2. Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту

1) Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов (1.1) і (1.2):

а) відбудова від кидка струму намагнічування (1.1):

$$I_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,755 \text{ A}$$

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 1,3 \cdot 62,755 = 81,582 \text{ A}$$

б) відбудова від струму небалансу (1.2):

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 590,123 = 168,755 \text{ A}$$

Приймається  $I_{с.з} = 168,755 \text{ A}$

2) Попередня перевірка чутливості проводиться за первинними струмів при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рисунок 1.12):

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(К2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{209,524}{168,755} = 1,241 < 2$$

3) Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковий є струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від намагнічування струму:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{ном} = 1,5 \cdot 62,755 = 94,133 \text{ A}$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 590,123 = 194,74 \text{ A}$$

в) відбудова від струму небалансу при КЗ на НН:

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{к.макс(К2)}^{(3)} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 390,875 = 128,989 \text{ A}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкой гальмівної обмотки з боку СН.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Тоді будемо по 3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а), або 3 в):

1.3.3 Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{209,524}{128,989} = 1,624 < 2$$

Це значення дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{\text{к.мин}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ВН}}}{2 \cdot (x_{\text{с.мин}} + x_{\text{В}} + x_{\text{Н}})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 275,08 + 148,12)} = 260,653 \text{ А}$$

Тоді коефіцієнт чутливості дорівнює:  $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{260,653}{128,989} = 2,021 > 2$

Тому захист з реле ДЗТ-11 может бути застосований.

#### 1.3.4 Вибір уставок реле ДЗТ

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора наведені в таблиці 3.1. З таблиці 1.3.1 випливає, що в якості основної слід взяти сторону НН (11 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.[7]

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{сп.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{128,989 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{2000}{5}} = 6,743 \text{ А} \quad (1.35)$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається за виразом:

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} = \frac{100}{6,743} = 14,831 \text{ витків}$$

Приймається  $w_{раб.осн} = 14$  витків, що відповідає фактичному току спрацьовування реле  $I_{ср.осн} = \frac{100}{14} = 7,143A$ .

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора:

$$\text{для сторони 230 кВ } w_{расчI} = 14 \cdot \frac{3,28}{2,717} = 16,901. \text{ Приймається } w_I = 17;$$

$$\text{для сторони 38,5 кВ } w_{расчII} = 14 \cdot \frac{3,28}{3,247} = 14,145. \text{ Приймається } w_{II} = 14.$$

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{к.макс(K2)}^{(3)} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,0058) \cdot 390,875 = 132,437A$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{w_I - w_{расчI}}{w_{расчI}} = \frac{17 - 16,901}{16,901} = 0,0058.$$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}}{K_{ТТ}} = \frac{132,437 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{2000}{5}} = 6,923 A$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (6,923 А) менше фактичного (7,143 А), то вибір робочих витків закінчений.

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{нб.расч} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta \omega_{II}) \cdot I_{к.макс(K1)}^{(3)} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,01) \cdot 590,12 = 203,82A$$

$$\text{Де } \Delta w_{II} = \frac{w_{II} - w_{расчII}}{w_{расчII}} = \frac{14,145 - 14}{14,145} = 0,01$$

Число витків гальмівний обмотки:

$$w_{тор} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{расчII}}{I_{к.макс(K1)}^{(3)} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 203,82 \cdot 14}{590,123 \cdot 0,75} = 9,671$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 17 \quad w_{II} = 14, \quad w_{III} = 14 \quad \text{и} \quad w_{торм} = 9.$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинних токах при розрахунку КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання ТР:

$$k_{\psi} = \frac{I_{к.мин(K2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{209,524}{128,989} = 1,624 \qquad k_{\psi} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{260,653}{128,989} = 2,021$$

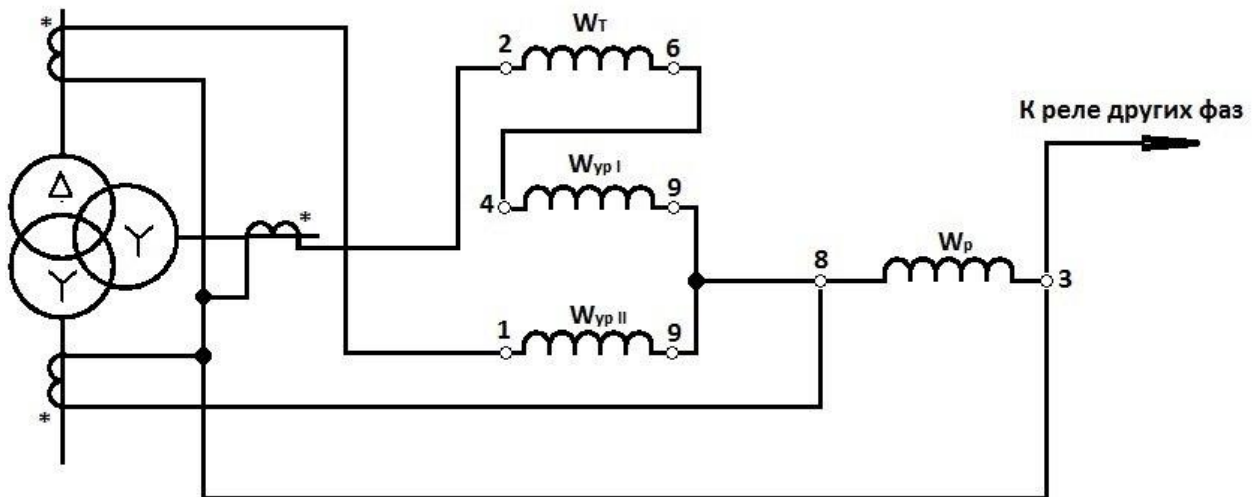


Рисунок 1.13 – Схема включення

## 1.4 Розрахунок блискавкозахисту ВРП

На території ВРП необхідно розставити громовідводи для захисту електрообладнання від прямих ударів блискавки, розрахувати висоту блискавковідводів і накреслити горизонтальний переріз зони захисту блискавковідводів на висоті  $h_x$  і вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів розміщених по діагоналі ВРП [8]

Таблиця 1.34 – Початкові дані

$a$ , м	$b$ , м	$h_x$ , м
50	36	10

$a$  і  $b$  – ширина і довжина території ВРП,

$h_x$  – найбільша висота кріплення гірлянд ізоляторів на порталі.

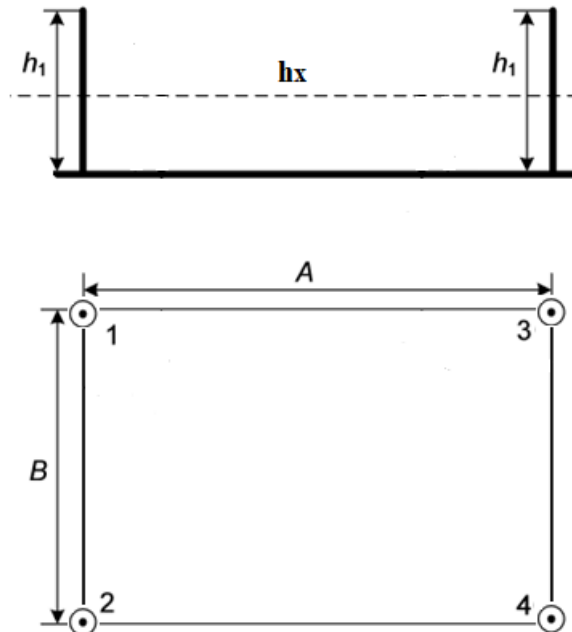


Рисунок 1.14 - Зона блискавкозахисту

Розміщення блискавковідводів зробимо по периметру ВРП по кутах. Так як передбачувана висота блискавковідводів менше відстані між

ними, то при ймовірності прориву  $P_{пр}=0,005$  знайдемо мінімальну висоту системи з двох стрижневих блискавковідводів, необхідну для захисту точки, що знаходиться по середині діагоналі прямокутника на висоті  $h_x$ :

$$h_{\min} = h_x = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l - h). \quad (1.36)$$

Для ймовірність прориву блискавки через кордон зони захисту не перевищує 0,005,  $h_0=0.85h$ .

$$h_x = 0.85h - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l - h).$$

Довжина діагоналі ВРП:  $l = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{50^2 + 34^2} = 61.61$  м

$$\text{тоді: } h_x = 0.85h - (0.17l - 0.17h + 3 \cdot 10^{-4} hl - 3 \cdot 10^{-4} h^2).$$

Підставляючи в це рівняння значення  $h_x=8$  м і  $l=60.46$  м отримаємо квадратне рівняння:

$$3 \cdot 10^{-4} h^2 + 0.698h - 18.28 = 0$$

Вирішуємо це рівняння:

$$D = b^2 - 4ac = 0.509$$

$$h_1 = \frac{-0.698 + \sqrt{0.509}}{2 \cdot 0.0003} = 25.9 \text{ м}$$

$$h_2 = \frac{-0.698 - \sqrt{0.509}}{2 \cdot 0.0003} = -2352.6 \text{ м, не має фізичного сенсу.}$$

Для розрахунку зони захисту блискавковідводів як системи подвійного стрижневого блискавковідводу з ймовірністю прориву  $P_{пр}=0,005$  повинна виконуватися умова  $l < 3h$  [5].

$$h > \frac{l}{3} = 20.15 \text{ м}$$

Так як отримане значення  $h < h_1$  то для захисту точки на ВРП в найбільш несприятливому місці за розрахункову висоту блискавковідводу приймаємо  $h=26$  м.

Визначимо межі зони захисту такого одиночного громовідводу.

$$h_0 = 0.85h = 0.85 \cdot 26 = 22.1 \text{ м}$$



Радіус перерізу зони захисту  $r_x$  на висоті  $h_x$  знайдемо з формули

$$r_x = (1.1 - 0.002h) \left( h - \frac{h_x}{0.85} \right) = (1.1 - 0.002 \cdot 26) \left( 26 - \frac{10}{0.85} \right) = 14.92 \text{ м}$$

Радіус зони захисту одиночного блискавковідводу на рівні землі:

$$r_0 = (1.1 - 0.002h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 26) \cdot 26 = 27.25 \text{ м}$$

Мінімальна висота двох найближчих блискавковідводів знаходяться по діагоналі ВРП:

$$\begin{aligned} h_{min1} &= h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(l - h) = \\ &= 22.1 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 26)(61.61 - 26) = 15.76 \text{ м} \end{aligned}$$

Так як  $h_{min1} > h_x$  то обрана висота блискавковідводу задовольняє умовам захисту на висоті  $h_x$ .

Відстань між віссю симетрії, проведеної між громовідводи по діагоналі і найбільш віддаленою точкою захисту посередині між ними на рівні  $h_x - d_{x1}$ :

$$d_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_{min1} - h_x)}{h_{min1}} = \frac{27.25 \cdot (15.76 - 10)}{15.76} = 9.96 \text{ м}$$

Аналогічно розраховуємо зони захисту блискавковідводів уздовж ширини а ВРП:

$$\begin{aligned} h_{min2} &= h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(a - h) = \\ &= 22.1 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 26)(50 - 26) = 17.83 \text{ м} \\ d_{x2} &= \frac{r_0 \cdot (h_{min2} - h_x)}{h_{min2}} = \frac{27.25 \cdot (17.83 - 10)}{17.83} = 11.97 \text{ м} \end{aligned}$$

Зона захисту блискавковідводів розташованих уздовж довжини в ВРП:

$$\begin{aligned} h_{min3} &= h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(b - h) = \\ &= 22.1 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 26)(36 - 26) = 20.32 \text{ м} \\ d_{x3} &= \frac{r_0 \cdot (h_{min3} - h_x)}{h_{min3}} = \frac{27.25 \cdot (20.32 - 10)}{20.32} = 13.83 \text{ м} \end{aligned}$$

## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

### 2.1 Обрунтування вибору програмного комплексу

Моделювання можна розглядати як заміщення досліджуваного об'єкта (оригіналу) його умовним чином, описом або іншим об'єктом, що має назву моделлю і забезпечує адекватне з оригіналом поведінку в рамках деяких припущень і прийнятних похибок. Моделювання зазвичай виконується з метою пізнання властивостей оригіналу, шляхом дослідження його моделі, а не самого об'єкта. Зрозуміло, моделювання виправдано в тому випадку, коли воно простіше створення самого оригіналу або коли останній з якихось причин краще взагалі не створювати .

Питанням моделювання присвячена велика кількість літератури. Найбільш велика роль моделювання в ядерній фізиці та енергетиці. Досить сказати, що заміна ядерних випробувань моделюванням не тільки економить величезні кошти, але й сприятливо позначається на екології планети Земля. А таке явище, як «ядерна зима», взагалі може досліджуватися тільки на моделях, оскільки станься воно насправді, це означало би знищення життя на Землі. Заборона на випробування ядерної зброї став можливий також завдяки найвишуканішим засобам моделювання ядерних і термоядерних процесів. Важко переоцінити роль моделювання в космонавтиці та авіації, в прогнозі погоди, у розвідці природних ресурсів і т.д.

Однак не тільки такі показові приклади демонструють роль математичного (і комп'ютерного) моделювання. Насправді моделювання навіть найпростіших і широко розповсюджених пристроїв, наприклад роботи зливного бачка в туалеті або електричної праски, веде до величезної економії засобів і поліпшенню якості масових виробів.

					<i>MP.3.8.141.053 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Бурба О.</i>			Проектування електричної мережі та моделювання її окремих	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега П.О.</i>					58	
<i>Реценз.</i>						<i>ЕТмз-91с</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Нікіфоров М.А.</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.</i>						

Чим складніше проєктований об'єкт, тим, як правило, важливіше роль моделювання в його вивченні і створенні. Саме широке застосування моделювання знаходить в механіці і фізиці, електротехніці, радіотехніці і електроніці, в техніці обробки сигналів і комунікацій. У свою чергу, успіхи в цьому напрямку сприяють створенню апаратних і програмних засобів математичного моделювання.

Реальна користь від моделювання може бути отримана при виконанні двох головних умов:

модель повинна бути адекватною оригіналу в тому сенсі, що повинна з достатньою точністю відображати цікавість дослідника характеристики оригіналу;

модель повинна усувати проблеми, пов'язані з фізичним вимірюванням якихось сигналів або характеристик оригіналу.

Залежно від способу реалізації всі моделі можна розділити на два великих класи:

Фізичні моделі. Вони припускають, як правило, реальне втілення тих фізичних властивостей оригіналу, які цікавлять дослідника. Спрощені фізичні моделі, нерідко зменшених габаритів, називаються макетами. Тому фізичне моделювання часто іменують макетуванням.

Математичні моделі. Вони являють собою формалізовані описання об'єкта або системи за допомогою деякої абстрактної мови, наприклад у вигляді сукупності математичних співвідношень або схеми алгоритму. Розрізняють такі види математичного моделювання: вербальні (словесні), графічні, табличні, аналітичні та алгоритмічні. Нерідко математичні моделі виявляються придатними для опису безлічі систем і явищ у найрізноманітніших галузях науки, техніки та економіки.

Іноді математична модель описується рівняннями, які явно впливають з розгляду фізичної суті модельованого явища або системи. Прикладом може служити експоненціальний вираз для вольт-амперної

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

характеристики /напівпровідникового діода (теорія передбачає саме такий її вид). Проте частіше опис модельованих об'єктів і систем носить чисто формальний характер і базується на тому, що багато явища часом самої різної природи описуються рівняннями (алгебраїчними, диференціальними та іншими) одного і того ж виду. У цьому випадку говорять про формальні моделі. Наприклад, формальною моделлю того ж діода служить модель у вигляді відрізків двох прямих: один задає опір діода у відкритому, а інший - в закритому стані.

Якщо математична модель служить для імітації поведінки якого або реального об'єкта в часі, то вона називається імітаційною моделлю. В англійській літературі це відповідає терміну Simulation Modeling (в сенсі симуляції поведінки), саме імітаційне моделювання є основним для пакету розширення Simulink системи MATLAB, що прямо видно з назви цього пакета.

З метою спрощення проведення розрахунків пропонується створити комп'ютерну модель у середовищі MATLAB (SimPowerSystems), яке призначено для моделювання поведінки електричних силових систем, що є комбінаціями електричних ланцюгів і електромеханічних пристроїв. Бібліотека SimPowerSystems функціонує у складі пакету Simulink у середовищі MATLAB і містить моделі типових пристроїв силової електроенергетики, таких як трансформатори, перетворювачі, лінії електропередачі, електромашини та елементи силової електроніки.

Розглянемо приклад побудови моделі спрощеної енергосистеми Джерело-Понижуючий трансформатор-Навантаження на базі версії MATLAB R2020a. Для цього необхідно виконати дії в послідовності, що наведена далі.

Після запуску MATLAB в основному вікні за допомогою опції Simulink (рис. 2.1) слід викликати браузер бібліотеки Simulink Library Browser (рис. 2.2).

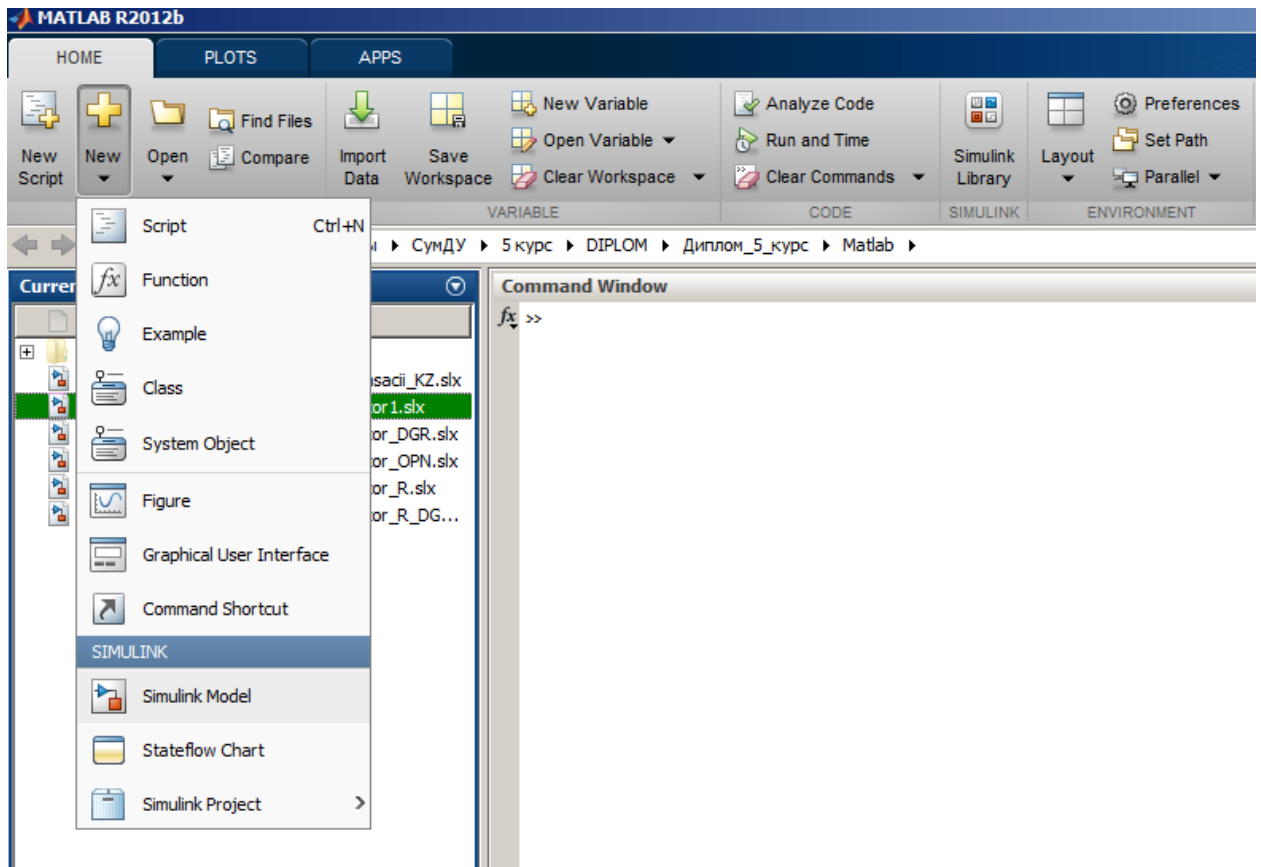


Рисунок 2.1 – Основне вікно MATLAB

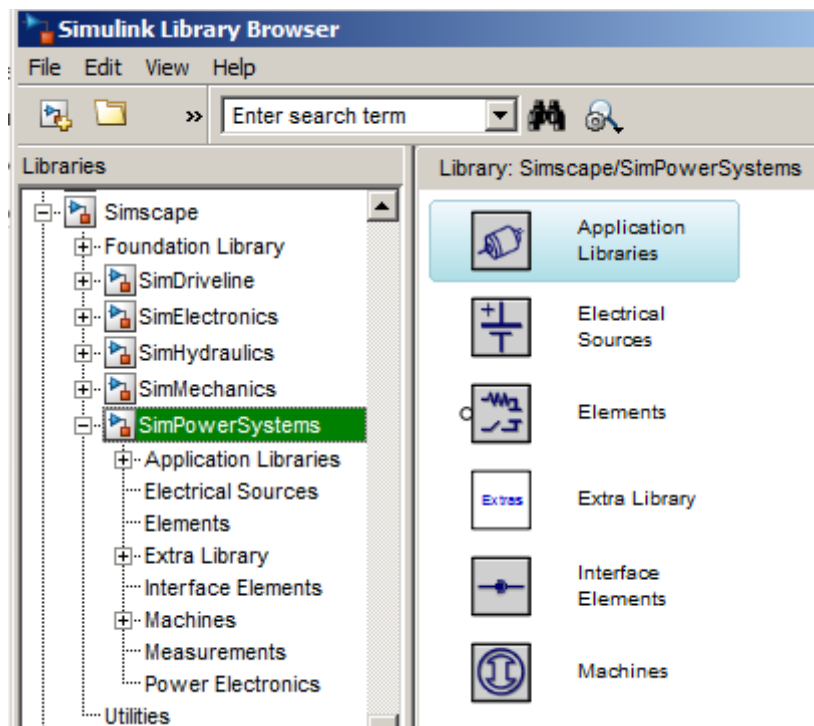


Рисунок 2.2 – Основне вікно Simulink Library Browser

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В основному вікні Simulink Library Browser треба відкрити новий документ за допомогою опції New Model і розділ бібліотеки SimPowerSystems.

Для побудови моделі з розділу Electrical Sources у робочу частину раніше відкритого документа вносимо з блоку трифазне джерело змінної (синусоїдальної) напруги (рис. 2.2а). Подвійним натисканням на графічне зображення блоку Three-Phase Source відкривається вікно з його параметрами (рис. 2.3).

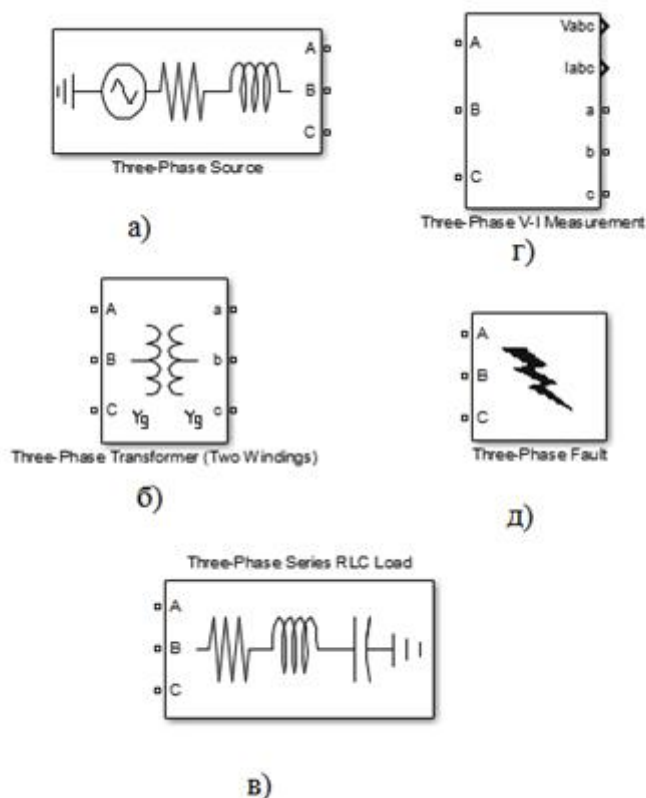


Рисунок 2.4 – Піктограми блоків які використовувалися для створення моделі в MATLAB: а) Three-Phase Source (трифазне джерело змінної синусоїдальної напруги); б); Three-Phase Transformer two windings (трифазний двухобмотковий трансформатор) в) Three-Phase Series RLC Load (трифазна послідовна RLC-навантаження); г) Three-Phase V-I Measurement (трифазний вимірювач; д) Three-Phase Fault (трифазний короткозамикач).

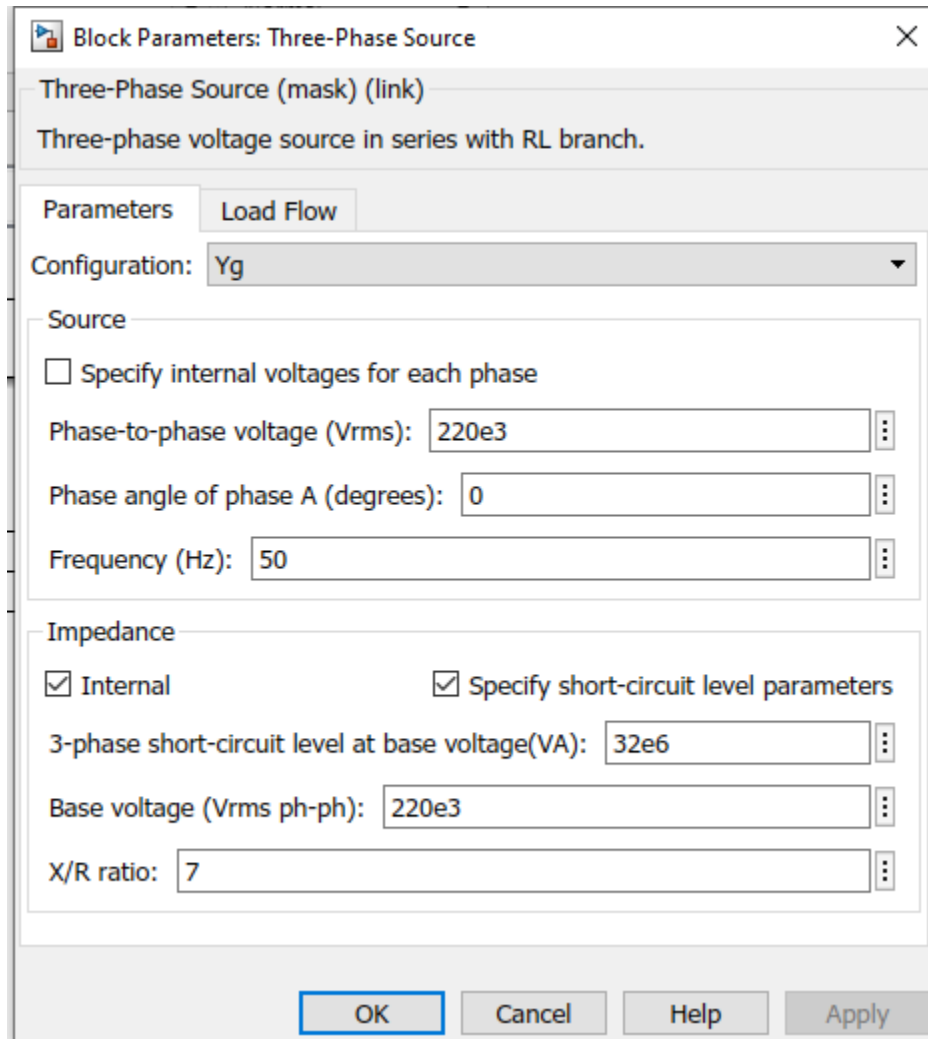


Рисунок 2.5 – Вікно параметрів блока Three-Phase Source (трифазне джерело живлення)

До параметрів належать такі величини:

Phase-to-phase rms voltage (V) – дійсне значення лінійної напруги у вольтах;

Phase angle of phase A (degrees) – початкова фаза напруги фази A у градусах;

Frequency (Hz) – частота джерела у Гн;

Internal connection – з'єднання фаз джерела, значення параметра вибираємо зі списку:

Y – зірка;

Yn – зірка з нульовим проводом;

$Y_g$  – зірка з заземленою нейтраллю.

Specify impedance using short-circuit level – задання власного повного опору джерела, використовуючи параметри короткого замикання;

3-Phase short-circuit level at base voltage (VA) – потужність короткого замикання при базових значеннях напруги у ВА ;

Base voltage ( $V_{rms\ ph-ph}$ ) – дійсне значення лінійної базової напруги;

X/R ratio – відношення індуктивного і активного опору.

Для моделювання силового трансформатора використовується блок Three-Phase Transformer Two Windings (рис. 2.4б). В блоці варіювалися такі данні (рис. 2.6):

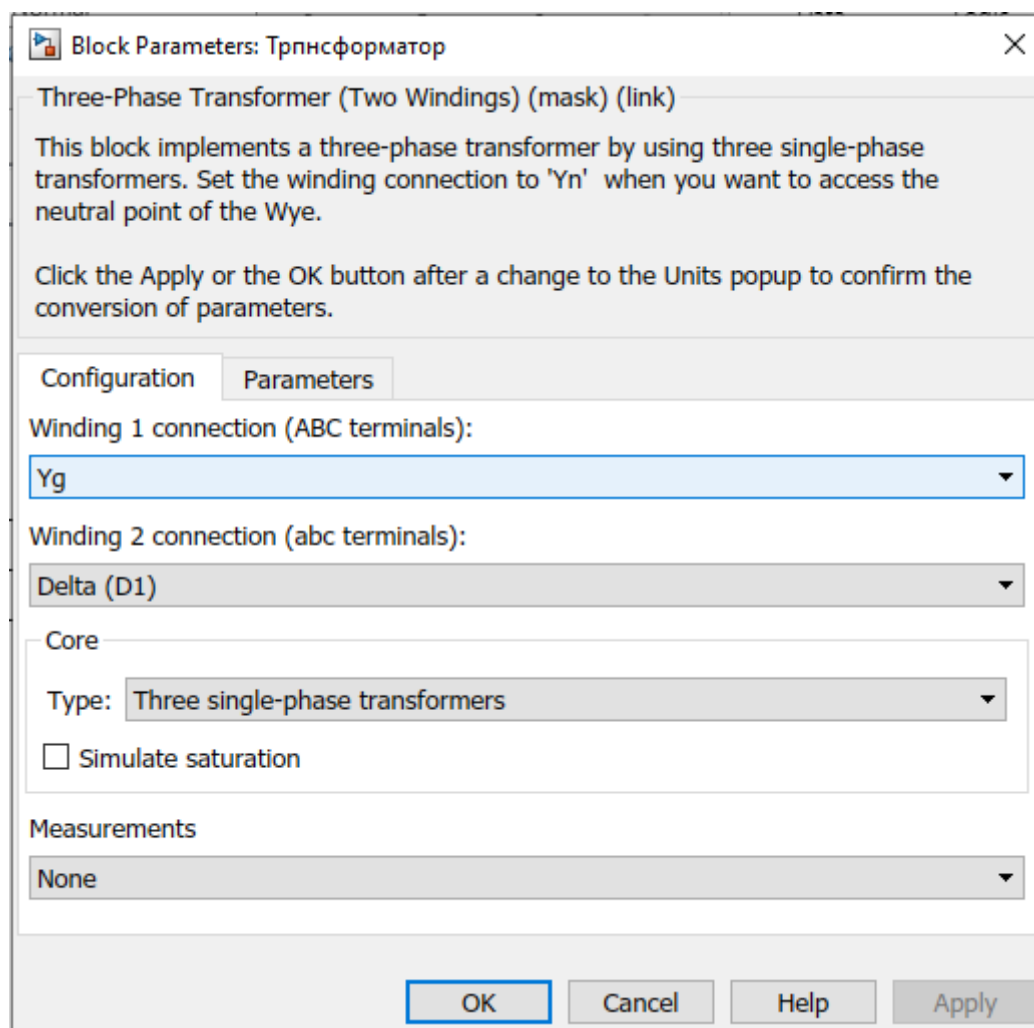


Рисунок 2.7 – Вікно параметрів блока Three-Phase Transformer Two Windings



Configuration winding connection – схема з'єднання первинної та вторинної обмотки:

Y – зірка;

Y<sub>n</sub> – зірка з нейтраллю;

Y<sub>g</sub> – зірка із заземленою нейтраллю;

Delta (D1) – трикутник першої групи;

Delta (D11) – трикутник одинадцятої групи;

Nominal power and frequency – номінальна повна потужність та частота трансформатора у ВА та Гц відповідно;

Winding parameters – параметри первинної та вторинної обмотки;

Magnetization resistance R<sub>m</sub>, L<sub>m</sub> – опір активний та індуктивний ланцюга намагнічування;

Для моделювання навантаження споживачів використовується блок Three-Phase Series RLC Load (рис. 2.4в). У ньому задаються такі параметри (рис. 2.8):

Configuration – з'єднання:

Y (grounded) – зірка з заземленою нейтраллю;

Y (floating) – зірка без нульового проводу;

Y (neutral) – зірка з нульовим проводом;

Delta – трикутник;

Nominal phase-phase voltage V<sub>n</sub> (V<sub>rms</sub>) – Номінальна лінійна напруга у Вольтах;

Nominal frequency (Hz) – номінальна частота у Гц;

Active power P (W) – активна потужність на три фази у Вт;

Inductive reactive power Q<sub>L</sub> (positive var) – реактивна потужність індуктивності на три фази у ВАр;

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Capacitive reactive power  $Q_C$  (negative var) – реактивна потужність ємності на три фази у ВАр.

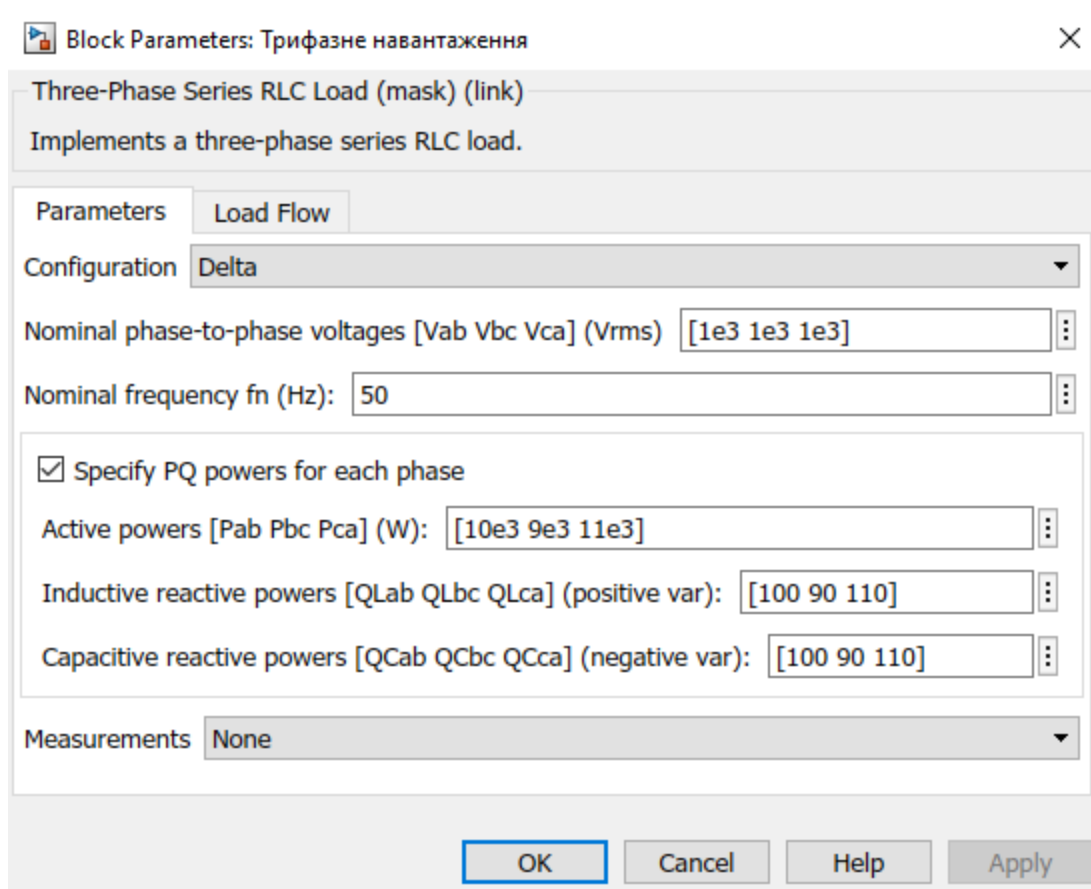


Рисунок 2.8 – Вікно параметрів блока Three-Phase Series RLC Load

Дослідження короткого замикання в лінії використовувалися блоки Three-Phase Fault - трифазний короткозамикач (рис. 2.4д). Параметри вікон налаштування мають такі пункти (рис. 2.9):

Phase A, B, C – керування ключем фаз A, B, C;

Fault resistance  $R_{on}$  – активний опір вимикачів в замкнутому положенні;

Ground resistance  $R_g$  – активний опір заземлювача;

Snubbers resistance  $R_s$  – активний опір іскро-поглинаючого ланцюга;

Snubbers capacitance  $C_s$  – ємнісний опір іскро-поглинаючого ланцюга;

Transition status – положення ключів;

Transition times – час спрацювання ключа у секундах.

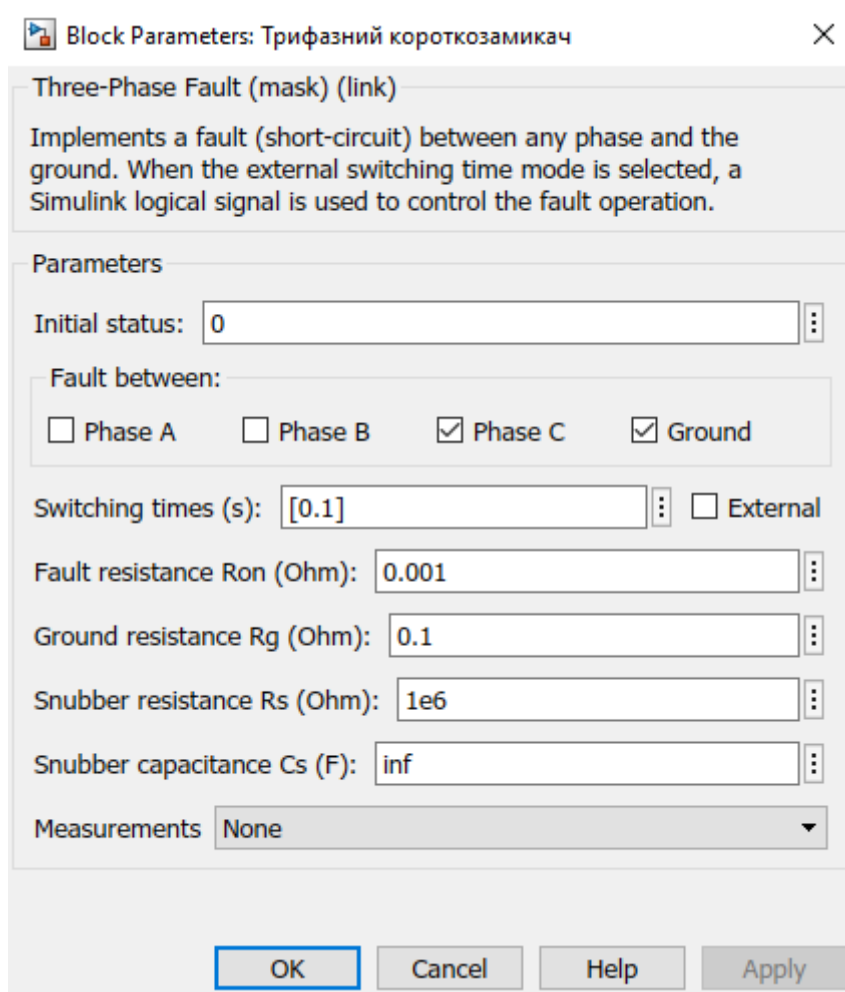


Рисунок 2.9 – Вікно параметрів блока Three-Phase Fault - трифазний короткозамикач

І нарешті для здійснення вимірювання з бібліотеки Measurements в поле моделі внеслось елемент Three-Phase V-I Measurement - трифазний вимірювач (рис. 2.4г). Блок виконує вимірювання струму і напруги в трифазних мережах. За допомогою вхідних елементів блок приєднується до ділянки, на якій потрібно виміряти напругу чи струм. Вихідний елемент застосовується для приєднання блоку візуального відображення даних Display (дисплей) чи Scope (осцилограф), які приєднуються до двох виходів. Також у поле моделі необхідно ввести елемент Powergui, призначення якого було вже описано.

Для з'єднання окремих блоків у модель необхідно лівою кнопкою маніпулятора «миші» навести курсор на вихід елемента, який потрібно з'єднати. При виконанні зазначеної дії курсор прийме форму хреста. Далі, не відпускаючи лівої кнопки, слід навести курсор на вхід необхідного елемента та відпустити його.

У разі вірного виконання дії блоки з'єднуються лінією чорного кольору, що закінчується стрілкою. Після виконання з'єднання описаних блоків отримуємо готову модель. Слід зазначити, що безпосереднє з'єднання є імітацією ідеального провідника, який не впливає на лінію.

Для запуску на відпрацювання моделі в командному рядку вікна треба натиснути кнопку у вигляді трикутника (рис. 2.10).

Перебіг процесу оброблення моделі відображатиметься в нижній частині цього вікна (рис. 2.11).

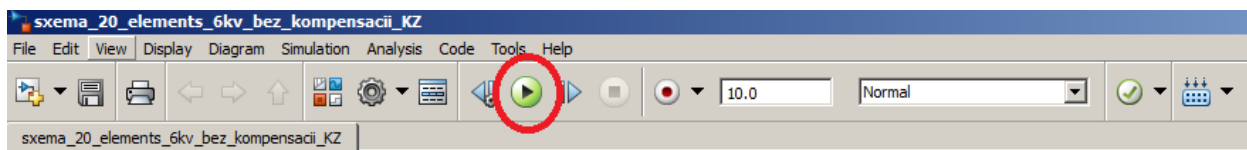


Рисунок 2.10 – Командний рядок з кнопкою початку моделювання

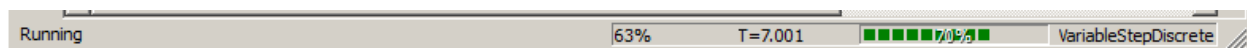


Рисунок 2.11 – Індикація процесу моделювання

Після закінчення моделювання подається одноразовий звуковий сигнал. Слід зазначити, що у вікні блоку Display відображуються миттєві значення напруги. Для відображення параметрів, що встановилися, необхідно подвійним натисканням на графічне зображення блоку Powergui викликати вікно параметрів цього блоку. У вікні, що відкрилося, обрати опцію Steady-State Voltages and Currents (рис. 2.11). Після виконання зазначеної дії відкриється вікно, у якому відображаються параметри напруги, що встановилися на кожному елементі.

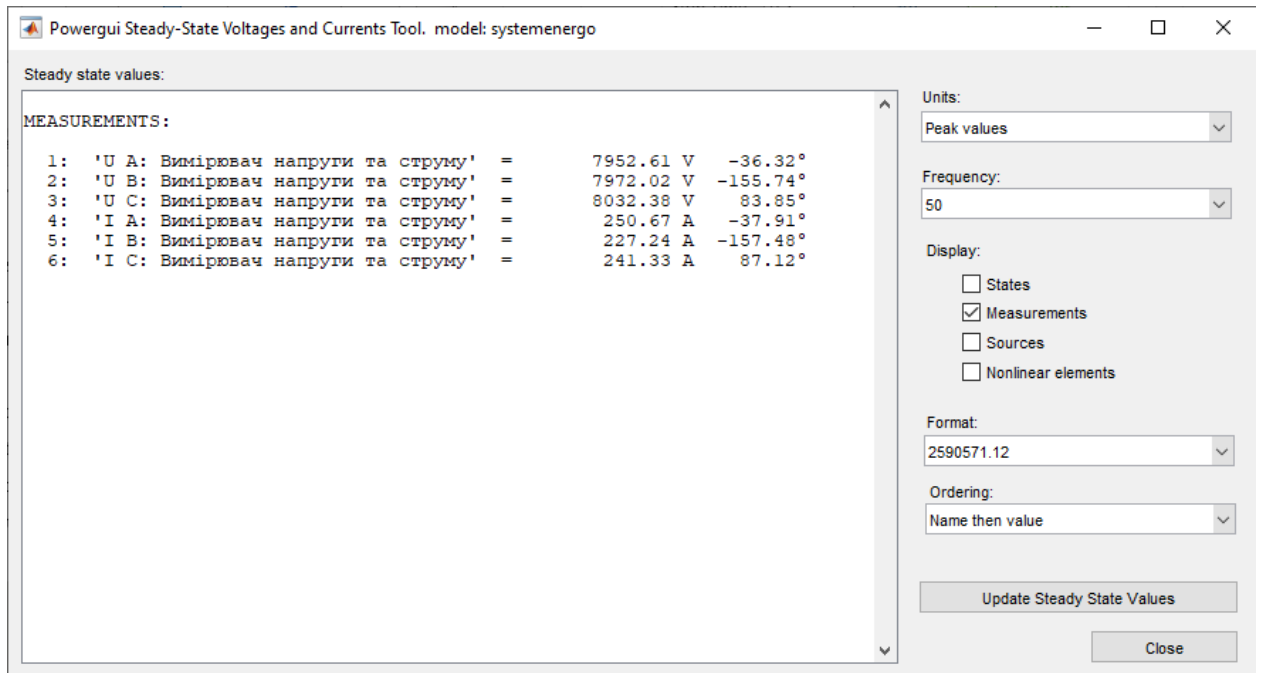


Рисунок 2. 12 – Вікно параметрів блоку Powergui

Слід додатково зазначити, що широкий спектр елементів і блоків бібліотеки SimPowerSystem з середовища MATLAB дає змогу створювати моделі майже будь-яких систем в електроенергетиці для моделювання процесів, які в них відбуваються.

## 2.2 Дослідження напруги та струму на стороні НН трансформатора при різних видах КЗ

### 2.2.1 Однофазне КЗ на землю

В даному досліді я обрав однофазне КЗ фази С на землю. В даному випадку результати струму та напруги в різних фазах наведено на рис.хх.

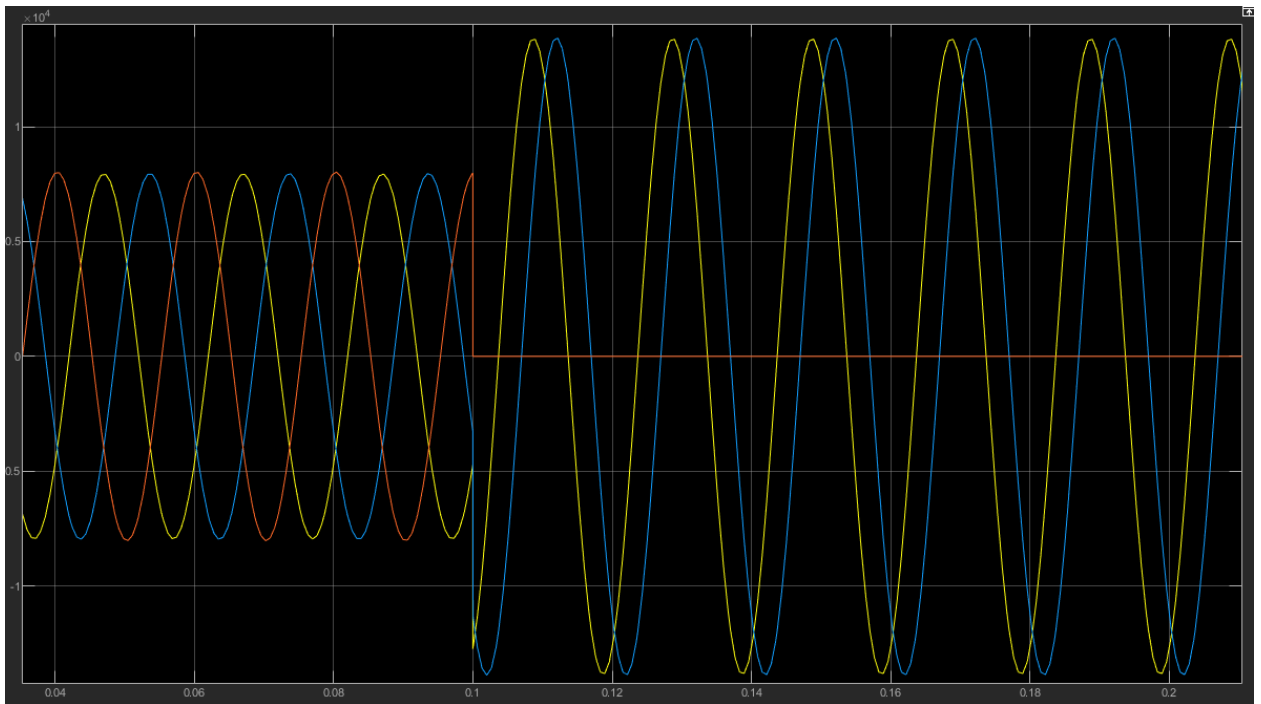
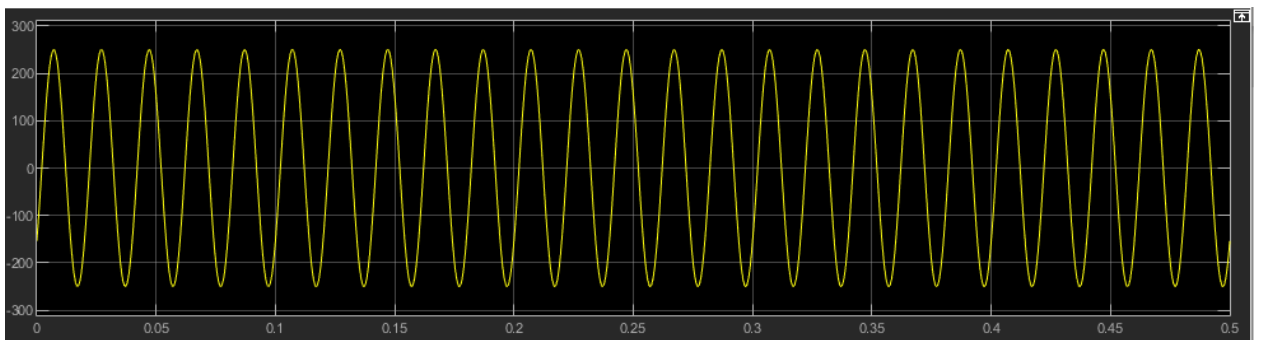
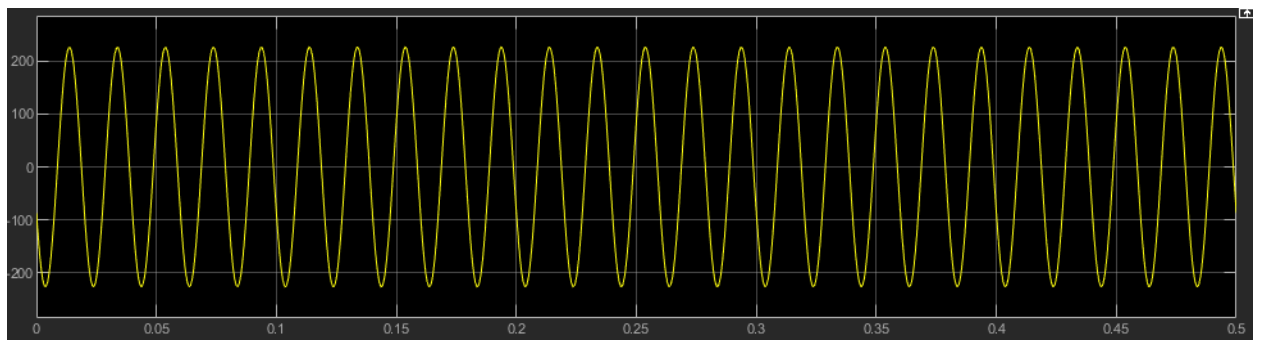


Рисунок 2.13 – Графік напруги при однофазному КЗ фази С на землю

а)



б)



с)

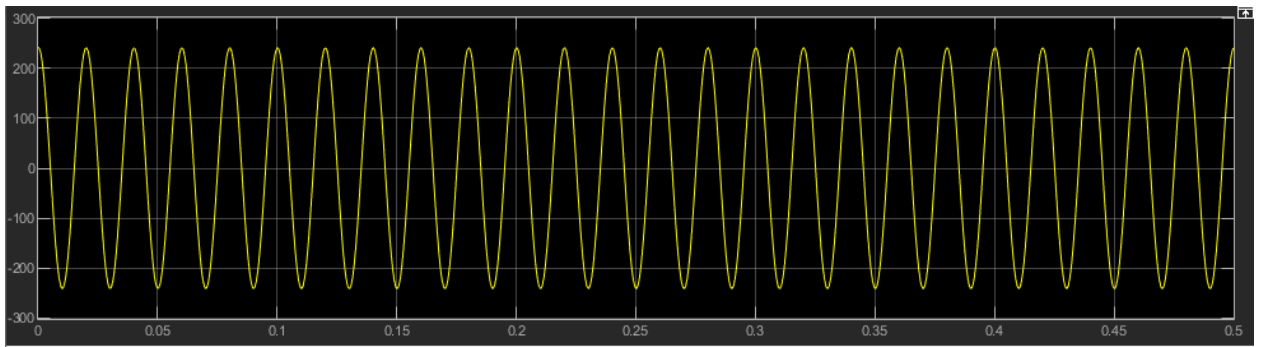


Рисунок 2.14 – Графік струму при однофазному КЗ фази С на землю:  
а) фаза А; б) фаза Б; с) фаза С.

При даному короткому замиканні в момент часу 0,1с видно, що напруга на пошкодженій фазі відсутня, а напруга на інших фазах збільшилась на величину в  $\sqrt{3}$  раз. При цьому значення струму не змінилося, як на робочих фазах, так і на пошкодженій.

### 2.2.2 Двофазне КЗ між фазами А та С

Результати наведені на рис. 2.15.

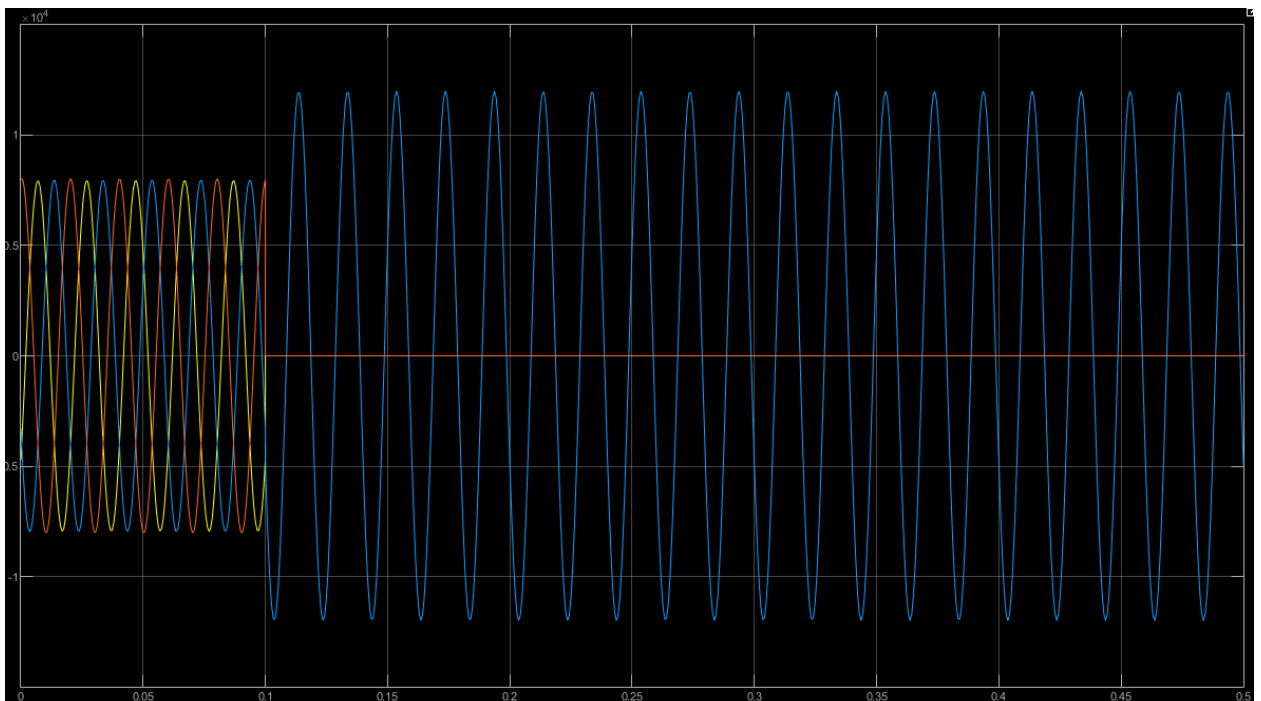
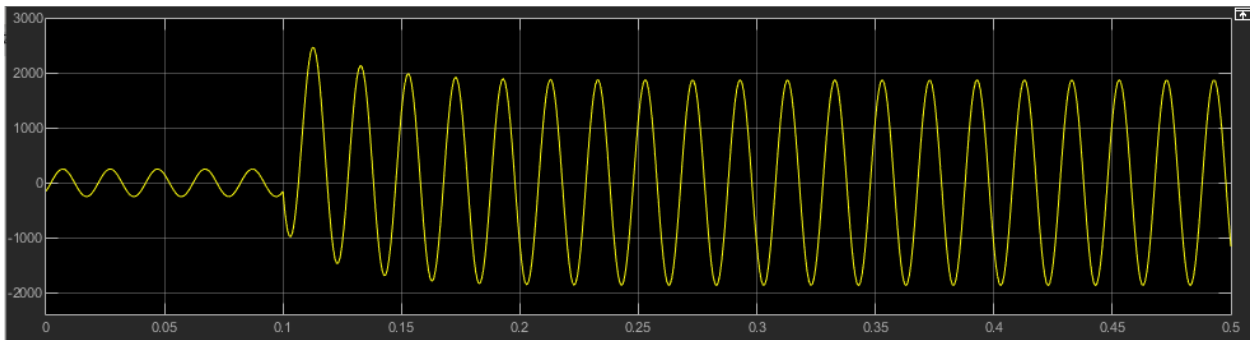
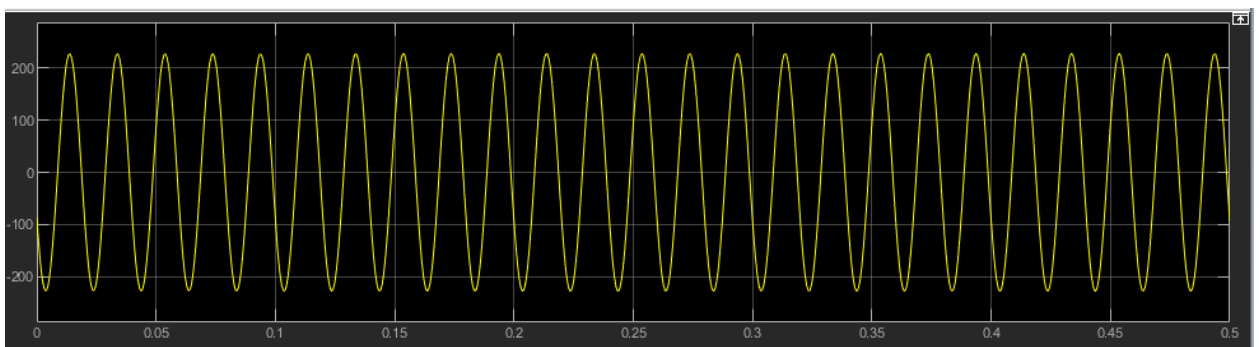


Рисунок 2.15– Графік напруги при двофазному КЗ фази А та С.

a)



b)



c)

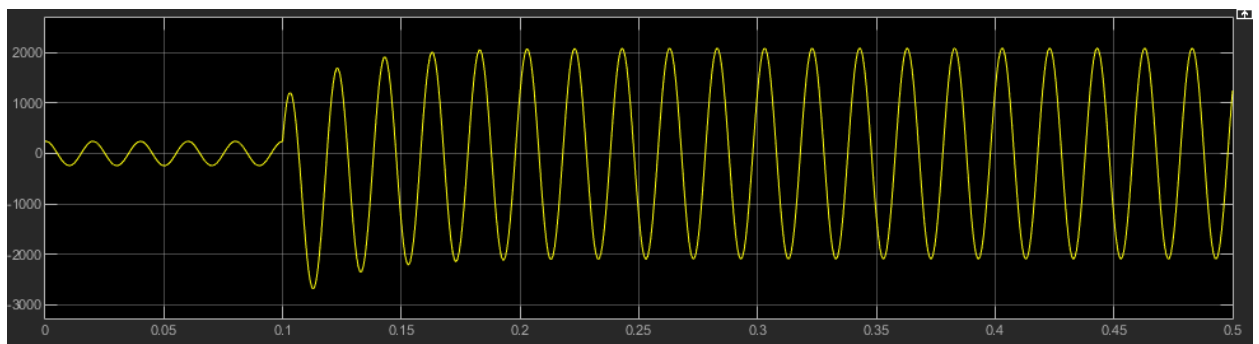


Рисунок 2.16 – Графік струму при двофазному КЗ фази А та С:

а) фаза А; б) фаза Б; с) фаза С.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

МР.3.8.141.053 ПЗ

Лист

72



### 2.2.3 Трифазне КЗ

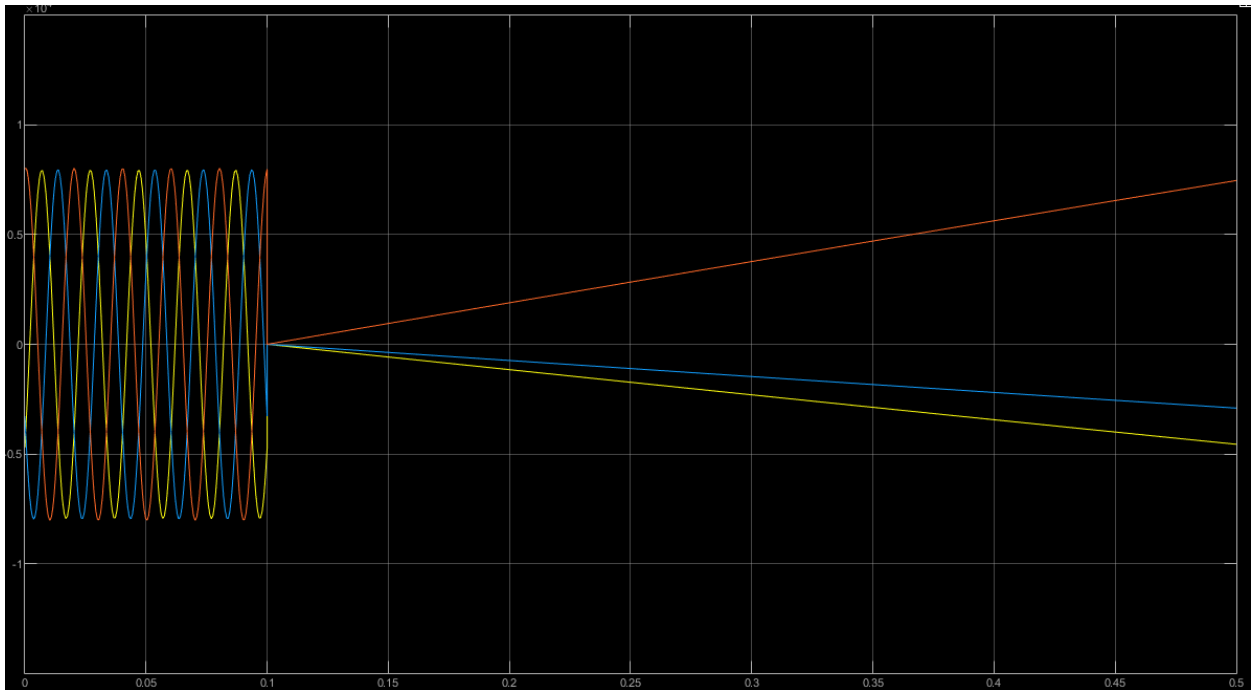
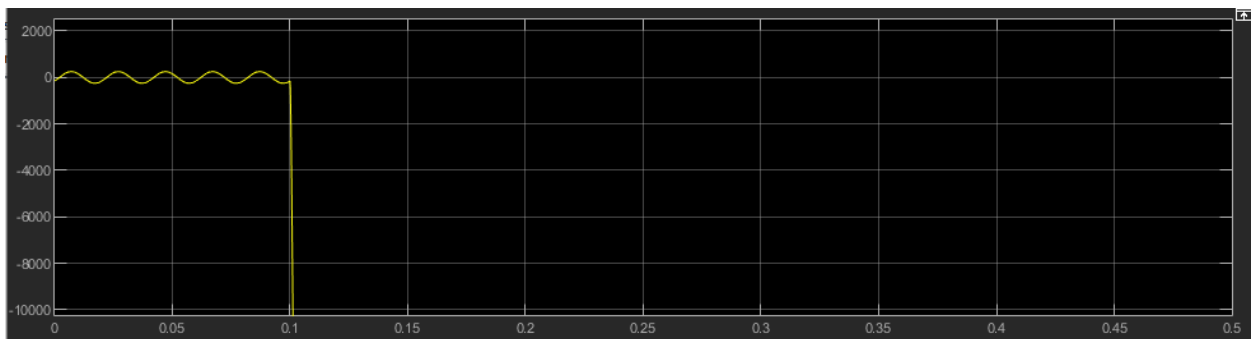
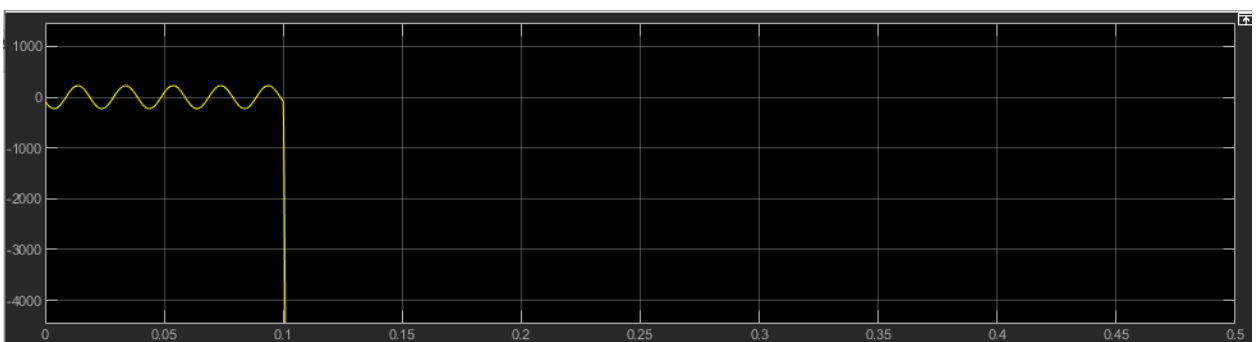


Рисунок 2.17 – Графік напруги при двофазному КЗ фази А та С.

a)



b)



c)

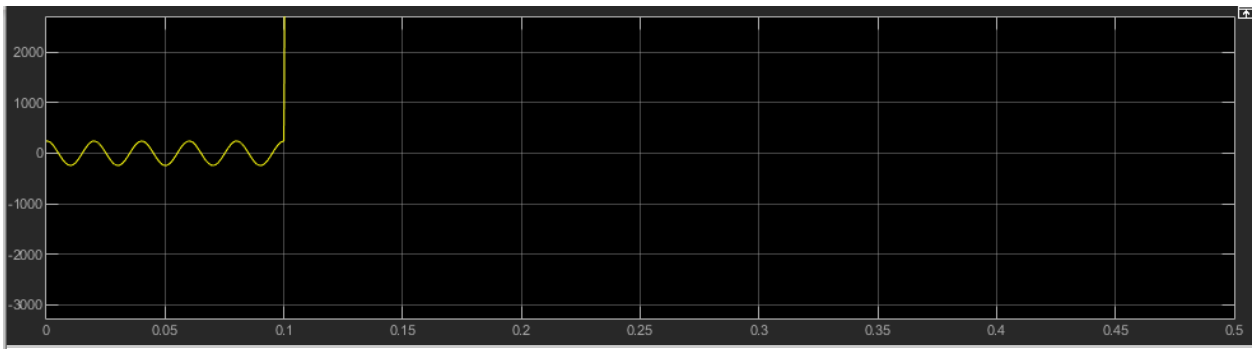


Рисунок 2.18 – Графік струму при двофазному КЗ фази А та С:

а) фаза А; б) фаза Б; с) фаза С.

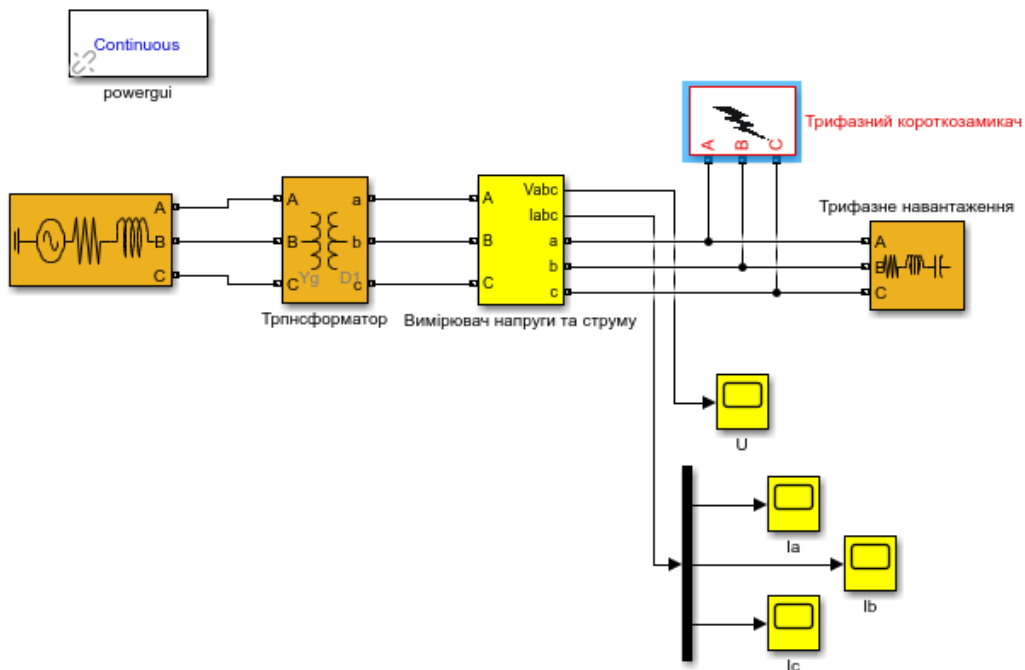


Рисунок 2.19 – модель трансформатора ТРДН4000/220

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 3. ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 3.1 Загальні положення

До роботи в якості електрика по ремонту електроустановок допускаються особи, які пройшли інструктаж а охорони праці, стажування на робочому місці, здали екзамен на групу допуску по електробезпеці. Під час проведення робіт електрик повинен користуватися спецодягом та індивідуальними засобами захисту. Перед використанням він повинен перевірити їх стан. Спецодяг треба носити в застібнутому виді, він не повинен мати кінців, що звисають. Забороняється складати інструмент, прилади і деталі на електродвигуни, які працюють, насоси та інше технологічне обладнання. Потрібно приймати їжу і палити тільки в спеціально відведених для цієї мети місцях. Електрик повинен знати способи надання першої медичної допомоги. А електричні машини повинні бути розміщені так, щоб їх експлуатація, огляд і ремонт були безпечними, всі корпуси електричних машин, пускові і регулюючі пристрої обов'язково повинні бути заземлені, а відкриті частини електричних машин, які обертаються повинні надійно огорожуватися.[16]

#### 3.2 Вимоги безпеки перед початком робіт

Приступати до роботи з електрообладнанням можна тільки після виконання необхідних організаційно-технічних заходів, що передбачені правилами техніки безпеки і правилами технічної експлуатації електричним струмом електроустановок, тобто одержання наряду, а також допуску до роботи. Перед використанням захисних засобів персонал повинен:

					<i>MP.3.8.141.053 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Бурба О.С.</i>			Проектування електричної мережі та моделювання її окремих	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега П.О.</i>					75	
<i>Реценз.</i>						<i>ЕТмз-91с</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Нікіфоров М.А.</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський.І</i>						

Перевірити справність захисного засобу, відсутність зовнішніх

- пошкоджень, чистоту.
- При використанні захисних засобів (штанг, кліщів, покажчиків) перевірити по клейму в установках якої напруги допустимо використання даного засобу, чи не минув строк його дії.

### 3.3 Вимоги безпеки під час виконання робіт

При внутрішньому огляді, вимірюванні зазорів, centruванні, заміні змазки, регулюванні щіток, перевірки опору ізоляції електричну машину треба відключити від мережі.

Розборку електродвигунів рекомендується проводити в рукавицях, щоб уберегти руки від ссадин, ушибів. Перед пуском машину перевіряють її кріплення та інші частини, які обертаються і наявність заземлення. При роботі агрегату не можна торкатися частин, які обертаються.

Підлога робочого місця для зборки і розборки трансформаторів не повинна бути залита маслом, так як працюючий може впасти і одержати травму об гострі частини електричних машин і апаратів.

Забороняється розбирати і ремонтувати електропроводку, електричні рубильники, кабель та інше електраобладнання, що знаходиться під напругою. [17]

Обхід ліній напругою вище 1000В проводиться особами з групою з електробезпеки не нижче II. При виявленні обірваного проводу, що лежить на землі або провисає, особа, яка проводить обхід, повинна прийняти заходи для запобігання можливого наближення людей, що проходять. Забороняється наближатися до проводу ближче чим на 10м. На трансформаторних підстанціях повинні бути чіткі написи, які вказують порядковий номер трансформатора, його потужність і напругу. Повинні бути прикріплені плакати «Стіп — небезпечно для життя», «Під напругою». А на самій

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

підстанції повинні бути забезпечені протипожежними засобами у відповідності з нормами.

### 3.4 Вимоги безпеки по закінченню робіт

Необхідно переконатися в справності обладнання, приладів. Привести у порядок своє місце, інструмент і пристосування. Та доповісти керівникові робіт і начальнику зміни про закінчення робіт, про несправності в обладнанні, приладах.[16]

### 3.5 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

При появі небезпеки, яка загрожує аварією або нещасним випадком, електромонтер зобов'язаний припинити роботу, повідомити про це майстра і прийняти негайно заходи по ліквідації аварійної ситуації. А при нещасному випадку необхідно зупинити роботу, викликати негайно швидку допомогу, повідомити майстра, або начальника дільниці, надати першу допомогу потерпілому, зберегти на робочому місці обстановку і стан устаткування такими, якими вони були на момент події, нещасного випадку. Аналогічно зробити при аварії.

### 3.6 Відповідальність

За порушення правил охорони праці і вимог дійсної інструкції електромонтер несе відповідальність у порядку, встановленому законодавством і правилами внутрішнього трудового розпорядку.[17]

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

#### 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Трансформатор є одним з найважливіших елементів, що забезпечують надійну поставку електроенергії з будь-яких генеруючих електростанцій. Економічна ефективність роботи електростанції визначається втратами в трансформаторах, а також їх надійної та безаварійної роботою. Незважаючи на простоту конструкції, сучасні технології дозволяють підвищити експлуатаційні параметри трансформаторного обладнання. Необхідність модернізації та переоснащення обладнання на теплових електростанціях і електроцентралах в Україні обумовлена зносом обладнання, встановленого 30, 40 і навіть більше років тому.

Для розрахунку терміну окупності використаємо такі дані:

Провод АС240/32 – 100 км (1км коштує 3000 грн, тобто загальна вартість - 300 тис. грн);

Провод АС35\6,2 - 50 км(1км коштує 1500 грн, тобто загальна вартість – 75 тис. грн);

Трансформатор ТРДН-40000/220 - вартість 600 тис. грн;

Трансформатор ТРДЦН - 63000/220 (2 од.) – вартість 300 тис. грн. за штуку, тобто загальна вартість 600 тис. грн;

Трансформатор ТРДН - 25000/220 – вартість 250 тис. грн;

Трансформатор ТМ-630/10 (2 од.) – вартість 100 тис. грн за штуку, тобто загальна вартість 200 тис. грн;

Елегазовий вимикач типу ЯЕ-220Л-11(21)У4. – вартість 75 тис. грн;

Секційний вакуумний вимикач типу ВВЕ-10-31.5/2000У3. – вартість 60 тис. грн;

Вакуумний вимикач ВВЕ-10-31.5/1600У3. – вартість 60 тис. грн;

					<i>MP.3.8.141.053 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Бурба О.</i>				Проектування електричної мережі та моделювання її окремих	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Маценко</i>						78	
<i>Реценз.</i>						<i>ЕТмз-91с</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Нікіфоров М.А.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський І.</i>							

Роз'єднувачі типу РНДЗ-2-220/630 Т1. – вартість 55 тис. грн;

Струму ТФЗМ 220-У1. – вартість 120 тис. грн;

Трансформатор струму ТЛШ-10-1 – вартість 110 тис. грн;

Трансформатор струму НКФ-220-58У1 – вартість 95 тис. грн.

Виходячи з загальна вартість обладнання для електропостачання району становить 2 600 тис. грн. Вартість установки обладнання 600 тис. грн. Тобто повна вартість установленого обладнання становитиме 3 200 тис. грн.

За рік один середній споживач електроенергії використовує 1500 кВт, вартість 1кВт - 1,5 грн, тобто за рік з одного споживача ми отримуємо 2250 грн, проект включає в себе 1,5 тис. споживачів, тобто загальний дохід за рік (без урахування обслуговування) від усіх споживачів становить 3375 тис. грн. Вартість обслуговування електромережі становить 0.1 грн. з 1 кВт електроенергії, тобто загальна вартість обслуговування становить 225 тис. грн/рік. Виходячи з цього чистий прибуток за рік становитиме 3150 тис. грн.

Визначимо термін окупності проекту, тобто мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект стає і залишається позитивним.

Якщо не враховувати чинник(фактор) часу, тобто маючи рівні суми доходу, що отримуються в певний період і розглядаються як рівноцінні, то показник терміну окупності можна визначаємо за формулою(4.1):

$$n_y = \frac{CI}{P}, \quad (4.1.)$$

де  $n_y$ – спрощений показник терміну окупності;

CI– сума інвестицій;

$P_k$  – щорічний чистий дохід.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Інакше кажучи, період окупності в цьому випадку – тривалість часу, протягом якого недисконтовані прогнозовані надходження грошових коштів перевищать недисконтовану суму інвестицій, тобто це число років, необхідних для відшкодування стартових інвестиційних витрат.

$$n_u = \frac{3200 \text{ тис. грн.}}{3150 \text{ тис. грн.}} = 1,02 \text{ рік}$$

Період окупності нашого проекту буде становити 1,02 року, тобто інвестиції в проект електромережі є доцільними і вигідними і можуть принести великий прибуток.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



## Висновки

В процесі виконання роботи був проведений розрахунок замкнутої електричної мережі, конфігурація якої була визначена завданням роботи. З урахуванням заданих потужностей кінцевих споживачів електричної мережі були вибрані відповідні типи трансформаторів на підстанціях, запас потужності яких здатний забезпечити безперебійне електропостачання споживачів як в нормальному, так і в аварійному режимах. Для існуючої конфігурації замкнутої мережі були розраховані параметри схеми заміщення ліній і трансформаторів, складена розрахункова схема заміщення мережі та визначено розрахункові навантаження вузлів мережі. Регулювання напруги обраної схеми (за допомогою пристроїв РПН трансформаторів) показало, що ми можемо підтримувати в межах норми допустиму (+ 5%) напругу у кінцевого споживача. У процесі розрахунку електричної частини підстанції ТП-1 була проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів і здійснено вибір на підставі розрахунку струмів короткого замикання високовольтних апаратів РУ, вимірювальних трансформаторів струму і напруги. Для захисту від міжфазних коротких замикань запропонований захист за допомогою реле типу ДЗТ-11, для якого був виконаний вибір уставок і розрахунок параметрів обмоток реле.

Також було проведено графічне моделювання MATLAB – Simulink – SimPowerSystems. Питанням моделювання присвячена велика кількість літератури. Найбільш велика роль моделювання в ядерній фізиці та енергетиці. Досить сказати, що заміна ядерних випробувань моделюванням не тільки економить величезні кошти, але й сприятливо позначається на екології планети Земля. А таке явище, як «ядерна зима», взагалі може досліджуватися тільки на моделях, оскільки станься воно насправді, це означало би знищення життя на Землі. Заборона на випробування ядерної зброї став можливий також завдяки найвишуканішим засобам моделювання ядерних і термоядерних процесів. Важко переоцінити роль моделювання в

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

космонавтиці та авіації, в прогнозі погоди, у розвідці природних ресурсів і т.д.

Також були проведені економічні розрахунки, які показали що приблизний час окупності проекту становить 1 рік.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть 1. Электроэнергетические системы и сети. — Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. — 52 с.
2. Правила улаштування електроустановок/ Мінененерговугілля України. – 5-те видання, перероблене й доповнене. – Київ: Форт, 2014 – 793 с.
3. Методические указания к курсовому проекту по курсу “Электрические станции и подстанции”. Составитель – Лебединский И.Л. Сумы, СумГУ, 2005 г.
4. Ананичева С. С., А. Л. Мызин. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург 2005.
5. Силовые трансформаторы. Технические сведения. Сумы СумГУ 2005. Составил Лебединский И.Л.
6. Конспект лекций по курсу «Электрические системы и сети». Преподаватель – Лебединский И.Л. Сумы, СумГУ.
7. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ ПО КУРСУ "РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА и АВТОМАТИКА" Составители В.С. Ноздренков, В.И. Романовский – Сумы, СумГУ, 2008
8. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічних робіт з курсу «Грозозахист і перенапряга у електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
9. Жуков С.Ф. Расчет защит трансформаторов и автотрансформаторов. Учебное пособие. – Мариуполь: 2001.

10. Дьяков А.Ф, Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000.

11. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.

12. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. –Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с

13. ДСТУ 2790-94. Системи електропостачання номінальною напругою до 1000 В; джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

14. ДСТУ 2791-94. Системи електропостачання номінальною напругою до 1000 В; джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

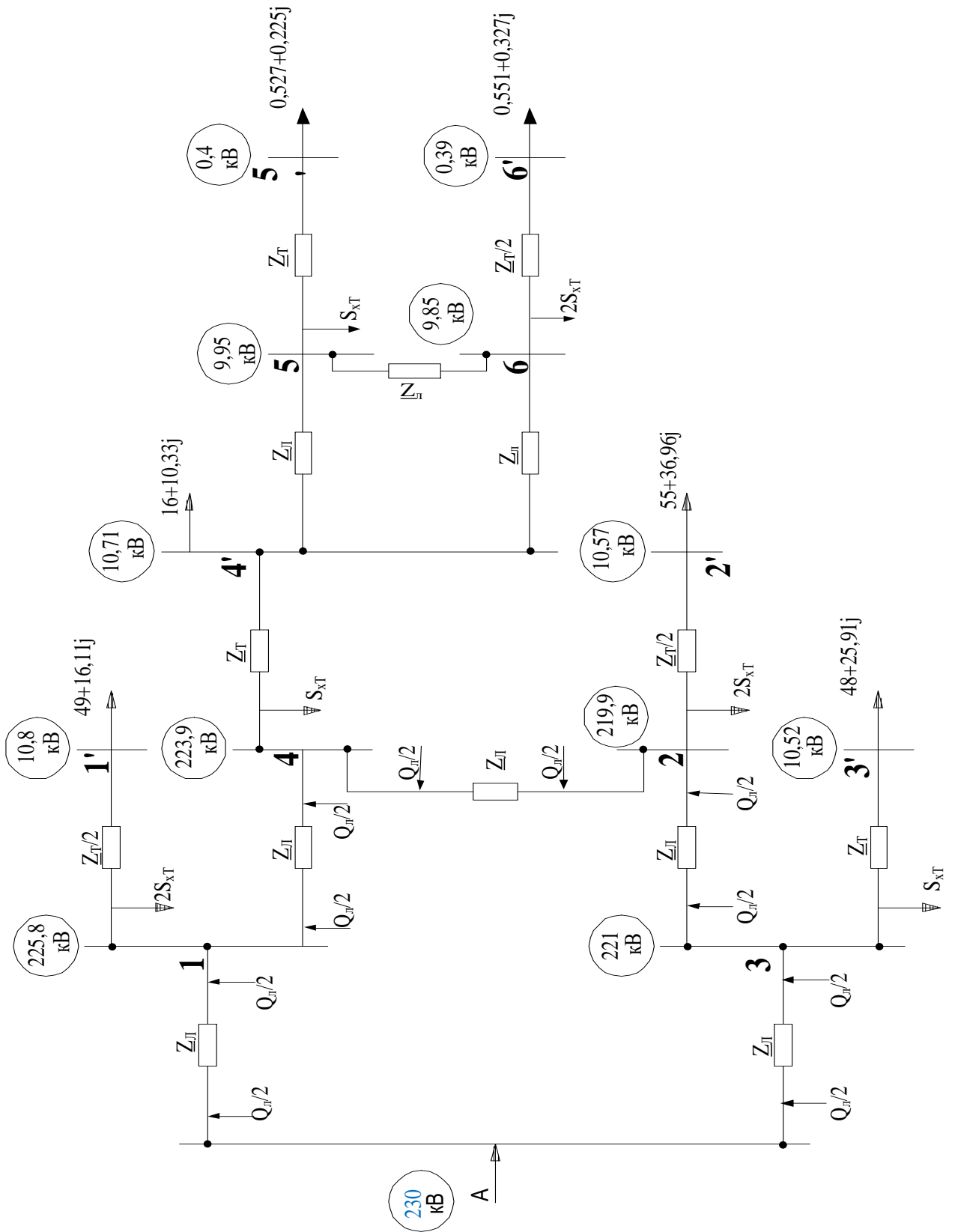
15. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року 258. – Київ, 2006. – 181

16. ДБН В.1.1-7-2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги.

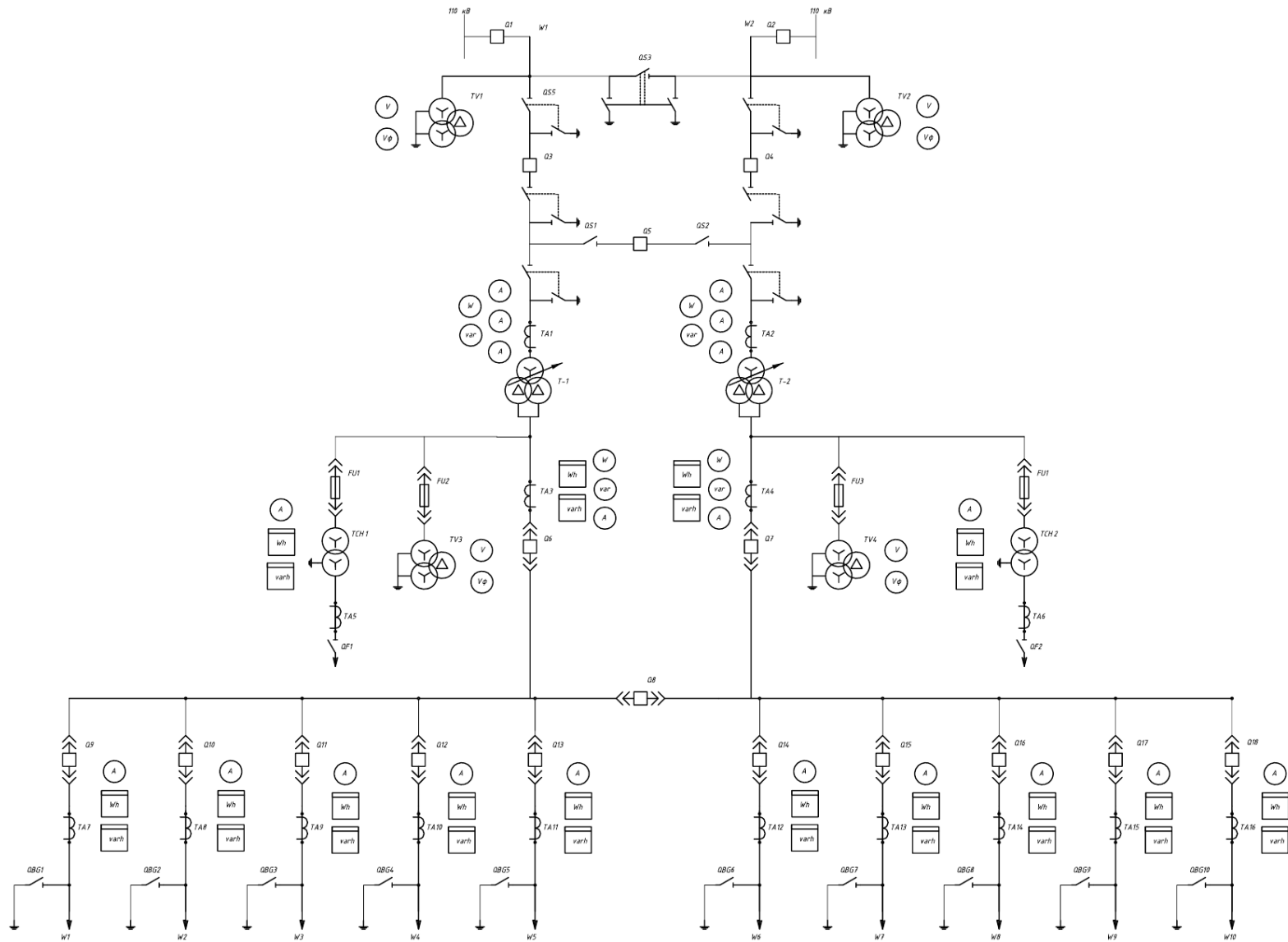
17. ДБН А.3.2-2-2009 Охорона праці і промислова безпека в будівництві.

					МР.3.8.141.053 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

# ДОДАТОК А

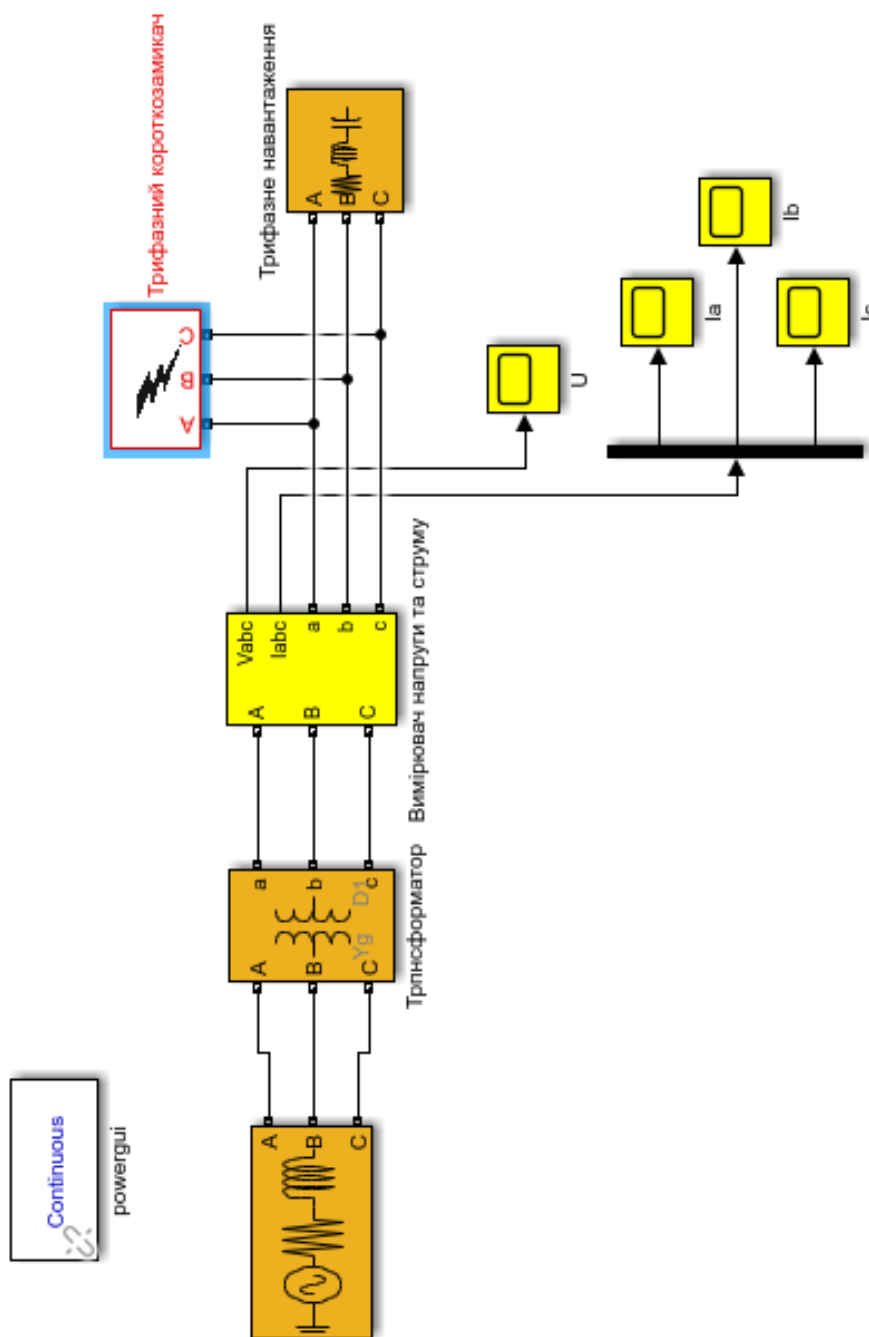


<b>MP.3.8.141.053 ПЗ</b>				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.		Бурба О.		
Перевір.		Василега П.		
Реценз.				
Н. Контр.		Нікіфоров М.А.		
Затверд.		Лебединський І.		
<b>Проектування електричної мережі та моделювання її окремих</b>			Літ.	Арк.
			85	Акрушів
<b>ETмз-91с</b>				



<b>МР.3.8.14.1053 ПЗ</b>		
Зм. Арк. № докум.	П.і.впис	Дата
Розроб: Бурла О.		
Перевр: Васильєв П.		
Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання		
Лист	Арк	Масштаб
		1:1
Затверд: Лебедюкський		Листів
		СумДУ ЕТ.м-91

# ДОДАТОК В



					<i>MP.3.8.141.053 ПЗ</i>					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування електричної мережі та моделювання її окремих					
Розроб.	Бурба О.							Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Василега П.								87	
Реценз.								<i>ETm3-91c</i>		
Н. Контр.	Нікіфоров Н.А.									
Затверд.	Лебединський І.									