

**НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

Кафедра: комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Освітній ступінь: «Бакалавр»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач випускової кафедри

_____ В.П. Квасніков

« _____ » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

Тимошенко Вікторії Сергіївни

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

1.Тема роботи: «Електрична частина центральної розподільчої трансформаторної підстанції» затверджена наказом ректора від

2.Термін виконання роботи: з 20.12.2022 р. по 28.02.2023 р.

3.Зміст пояснювальної записки: Вступ. Розділ 1. Розрахунок електричних навантажень. Розділ 2. Визначення розташування ГПП. Розділ 3. Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП. Розділ 4. Вибір схем зовнішнього електропостачання підприємства за техніко-економічними показниками. Розділ 5. Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з урахуванням компенсації реактивної потужності. Розділ 6. Вибір кабелів. Розділ 7. Розрахунок струмів короткого замикання. Розділ 8. Вибір та перевірка електричних апаратів, ізоляторів та струмопровідних частин.

4. Перелік обов'язкового графічного матеріалу: схеми порівняння варіантів зовнішнього електропостачання; електрична схема ділянки мережі електропостачання підприємства; план заземлювального пристрою.

5. Календарний план–графік

№ п/п	Етапи виконання дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Відмітка про виконання
1	Ознайомлення з проектною документацією	20.12.22-25.12.22	Виконано
2	Постановка задачі	26.12.22-31.12.22	Виконано
3	Розділ 1.Розрахунок електричних навантажень; Розділ 2. Визначення розташування ГПП.	02.01.23-12.01.23	Виконано
4	3. Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП. Розділ 4. Вибір схем зовнішнього електропостачання підприємства за техніко-економічними показниками.	13.01.23-23.01.23	Виконано
5	Розділ 5. Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з урахуванням компенсації реактивної потужності. Розділ 6. Вибір кабелів.	24.01.23-02.02.23	Виконано
6	Розділ 7. Розрахунок струмів короткого замикання. Розділ 8. Вибір та перевірка електричних апаратів.	03.02.23-07.02.23	Виконано
7	Оформлення вступу, реферату, висновків, переліку посилань	08.02.23-11.02.23	Виконано
8	Виконання ілюстративного матеріалу та написання доповіді	12.02.23-15.02.23	Виконано
9	Усунення недоліків та закінчення оформлення пояснювальної записки	16.02.23-19.02.23	Виконано

7. Дата видачі завдання: 20.12.2022 р.

Керівник дипломної роботи _____ Сірий Дмитро Терентійович

Завдання прийняла до виконання _____ Тимошенко Вікторія Сергіївна

РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему «Електрична частина центральної розподільчої трансформаторної підстанції» містить 59 сторінок текстового документа, 2 рисунки, 27 таблиць, 1 додаток, 9 використаних джерел.

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ТРАНСФОРМАТОР, РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, СТРУМ, НАПРУГА, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ, НАВАНТАЖЕННЯ, ВТРАТИ, ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ.

Об'єкт дослідження: електрична частина центральної розподільчої трансформаторної підстанції.

Предмет дослідження: електрична частина центральної розподільчої трансформаторної підстанції інструментального заводу.

Мета дипломної роботи: розробка надійної та економічної електричної частини трансформаторної підстанції інструментального заводу з використанням новітньої комутаційної апаратури.

Методи дослідження: теоретичні основи електротехніки, теорія проектування електричних станцій і підстанцій, фізика, спостереження.

Цілі проектування:

- розгляд та вибір найкращого варіанту розташування ГПП та потужності силових трансформаторів;
- вибір обладнання;
- розрахунок економії електроенергії;

Основними завданнями, що вирішуються в даному проекті, є оптимізації параметрів системи електропостачання інструментального заводу шляхом правильного вибору напруги зовнішнього електропостачання; визначення електричних навантажень і вимог безперебійного електропостачання; вибір раціонального числа та потужності трансформаторів, раціональної конструкції промислових мереж; вибір засобів компенсації реактивної потужності.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
Розділ 1. Розрахунок електричних навантажень.....	8
1.1 Розрахунок силового навантаження.....	8
1.2 Розрахунок навантаження електричного освітлення.....	8
1.3 Визначення розрахункового навантаження підприємства загалом.....	12
Розділ 2. Визначення розташування ГПП.....	15
Розділ 3. Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП.....	18
3.1 Вибір раціональної напруги зовнішньої системи електропостачання....	18
3.2 Вибір кількості потужності трансформаторів ГПП.....	18
Розділ 4. Вибір схем зовнішнього електропостачання підприємства за техніко-економічними показниками.....	21
4.1 Варіант № 1 схеми зовнішнього електропостачання.....	25
4.2 Варіант № 2 схеми зовнішнього електропостачання.....	28
Розділ 5. Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з урахуванням компенсації реактивної потужності.....	32
5.1 Вибір числа та потужності цехових трансформаторів.....	32
5.2 Вибір потужності конденсаторних батарей для зниження втрат потужності в трансформаторах.....	33
5.3 Вибір високовольтних батарей конденсаторів.....	35
Розділ 6. Вибір кабелів.....	37
Розділ 7. Розрахунок струмів короткого замикання.....	38
7.2 Перевірка кабелів на термічну стійкість до струмів КЗ.....	40
Розділ 8. Вибір та перевірка електричних апаратів, ізоляторів та струмопровідних частин.....	42
8.1 Вибір комутаційної апаратури.....	42
8.2 Вибір обмежувачів перенапруги.....	45
8.3 Вибір трансформаторів струму.....	46
8.4 Вибір трансформаторів напруги.....	50

8.5 Вибір ізоляторів.....	51
8.6 Вибір трансформаторів власних потреб.....	51
Висновки.....	53
Список використаної літератури.....	54
Додатки.....	55

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- КЗ – коротке замикання;
- КЛ – кабельна лінія;
- ЛЕП – лінії електропередачі;
- ТС – трансформатор струму;
- ТН – трансформатор напруги;
- ВН – висока напруга;
- ВП – власні потреби;
- РЗ – релейний захист;
- ПС - підстанція;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ГПП – головна понижувальна підстанція;
- КРУ – комплектна розподільча установка;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільчий пристрій;
- СН – середня напруга;
- Т – трансформатор;
- ТВП – трансформатор власних потреб;

ВСТУП

Найважливіше завдання енергетики – перейти до економіки вищої організації та ефективності з всебічно розвиненими продуктивними силами, виробничими процесами, відносинами та добре налагодженими господарськими механізмами.

Перехід до економіки вищої організації та ефективності, впровадження нових досягнень науки і техніки вимагає ефективного розвитку енергетичного господарства країни. В даний час промисловість споживає більше 70% електроенергії, що виробляється в країні. Тому стоїть актуальне завдання: значно покращити структуру паливно-енергетичного балансу, прискорено розвивати атомну енергетику, широко використовувати джерела енергії, що поновлюються, послідовно проводити у всіх галузях господарства активну та цілеспрямовану роботу з економії паливно-енергетичних ресурсів країни.

Необхідно підвищити економічність енерговиробництва, причому відмічається, що продуктивність праці в електроенергетиці зростає на 21-23%, а собівартість електричної та теплової енергії знизиться на 4-5%.

Вся ця оперативно-господарська робота повинна опиратися на трудові колективи. Для цього потрібно розширювати їх права і господарську самостійність, одночасно посилюючи відповідальність і зацікавленість у досягненні високих кінцевих результатів. Система електропостачання підприємства, що складається з мереж напругою до 1000В і вище, трансформаторних і перетворювальних підстанцій, служить для забезпечення вимог виробництва шляхом подачі електроенергії від джерела живлення до місця споживання в необхідній кількості та відповідної якості. Основні завдання, що вирішуються при проектуванні системи електропостачання пром підприємства є і полягають в оптимізації параметрів цієї системи шляхом правильного вибору напруг, визначення електричних навантажень і вимог до безперебійності електропостачання, раціонального вибору числа та потужності трансформаторів, конструкцій промислових мереж, засобів компенсації реактивної потужності і т.д.

РОЗДІЛ 1

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Розрахунок силового навантаження

Першим етапом проектування системи електропостачання інструментального заводу є визначення електричних навантажень. За значенням електричних навантажень вибирають та перевіряють електрообладнання системи електропостачання, визначають втрати потужності та електроенергії. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні витрати на систему електропостачання, експлуатаційні витрати, надійність роботи електроустаткування.

Розрахунок ведеться за встановленою потужністю та коефіцієнтом попиту. Для визначення розрахункових навантажень за цим методом необхідно знати встановлену потужність групи електроприймачів, коефіцієнти потужності та попиту цієї групи, що визначаються за довідковими матеріалами.

Розрахункове навантаження для однорідних за режимом роботи приймачів визначається наступним чином:

$$P_p = K_{\Pi} \cdot P_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

де K_{Π} - коефіцієнт попиту;

$P_{\text{ном}}$ - сумарна номінальна потужність електроприймачів цеху, кВт.

Розрахункове реактивне навантаження, квар

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності, який відповідний $\cos \varphi$ цієї групи електроприймачів.

1.2 Розрахунок навантаження електричного освітлення

Розрахункове навантаження електричного освітлення визначається за формулою, кВт

$$P_{p.o} = P_{н.о} \cdot K_{п.о}, \quad (1.3)$$

де $K_{п.о}$ - коефіцієнт попиту на освітлювальну установку.

$P_{н.о}$ - сумарна номінальна потужність освітлювального навантаження, кВт

$$P_{н.о} = P_{пит.о} \cdot F, \quad (1.4)$$

де $P_{пит.о}$ - питома щільність навантаження на 1 м² виробничої площі, кВт / м²;

F - площа відповідного цеху, м².

Повне розрахункове навантаження цеху, кВт·А

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + Q_p^2}, \quad (1.5)$$

Сумарна встановлена потужність силового устаткування цехами наводиться у вихідних даних. Коефіцієнти $\cos\varphi$, K_c , $K_{с.о}$ вибираються за довідковими таблицями залежно від технологічного процесу, режиму роботи цехів [4]. Також там наведені дані щільності освітлювального навантаження. Освітлення цехів та території заводу розраховуються за площею. Виробнича площа визначається за генпланом. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.1

Таблиця 1.1

Розрахунок електричних навантажень

Цех	Найменування цехів	Силове навантаження						Освітлювальне навантаження					Сумарна потужність		
		$P_{ном.}$ КВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_p , КВт	Q_p , квар	F, m^2	$P_{пит. о.}$ КВт/м ²	K_{co}	$P_{ном.о.}$ КВт	$P_{ро.}$ КВт	$P_p + P_{ро.}$ КВт	$Q_p + Q_{ро.}$, квар	S_p , кВА
Навантаження 0,4 кВ															
1	Термічне відділення 1	900	0,8	0,6	1,333	720,00	960,00	3938	0,015	0,95	59,06	56,11	776,11	960,00	1234,48
2	Заготівельний цех	700	0,8	0,7	1,02	560,00	571,31	8438	0,017	0,95	143,44	136,27	696,27	571,31	900,66
3	Свердильний цех	800	0,7	0,75	0,882	560,00	493,87	8438	0,015	0,85	126,56	107,58	667,58	493,87	830,40
4	Цех плашок	900	0,6	0,75	0,882	540,00	476,24	20111	0,017	0,85	341,88	290,60	830,60	476,24	957,44
5	Цех мітчиків	290	0,6	0,8	0,75	174,00	130,50	17438	0,017	0,85	296,44	251,97	425,97	130,50	445,51
6	Деревообробний	140	0,55	0,65	1,169	77,00	90,02	5625	0,015	0,75	84,38	63,28	140,28	90,02	166,68
7	Термічне відділення 2	700	0,8	0,6	1,33	560,00	746,67	6750	0,015	0,95	101,25	96,19	656,19	746,67	994,03
8	Випробувальна станція	120	0,8	0,8	0,75	96,00	72,00	7453	0,015	0,95	111,80	106,21	202,21	72,00	214,64
9	Ковальський	700	0,8	0,7	1,02	560,00	571,31	3797	0,015	0,95	56,95	54,11	614,11	571,31	838,76
10	Склад	180	0,65	0,9	0,48	117,00	56,67	2588	0,015	0,70	38,81	27,17	144,17	56,67	154,91

Продовження таблиці 1.1

11	Заводоуправління	300	0,7	0,9	0,48	210,00	101,71	3516	0,015	0,95	52,73	50,10	260,10	101,71	279,28	
12	Насосна	300	0,8	0,7	1,02	240,00	244,85	3108	0,015	0,95	46,62	44,29	284,29	244,85	375,19	
13	Компресорна	320	0,75	0,7	1,02	240,00	244,85	3108	0,015	0,95	46,62	44,29	284,29	244,85	375,19	
14	Освітлення території							238444	0,00016	1,00	38,15	38,15	38,15	0,00	38,15	
Разом по 0,4 кВ		6350				4654,00	4760,00						1366,3	6020,3	4760,00	7674,73
Навантаження 10 кВ																
13	Компресорна (СД)	2500	0,9			2250,00	0,00							2250,0	0	2250,00
Разом по 10 кВ		2500				2250,00	0,00							2250,0	0	2250,00
Всього		8850				6904,00	4760,00							8270,3	4760,00	9542,29

1.3 Визначення розрахункового навантаження підприємства загалом

Втрати в цехових трансформаторах, кВт, квар.

$$\Delta P_{\text{ц.т}} = 0,02 \cdot S_{\text{рц.т}}, \quad (1.6)$$

$$\Delta P_{\text{ц.т}} = 0,02 \cdot 7674,73 = 153,49 = 275,83$$

$$\Delta Q_{\text{ц.т}} = 0,1 \cdot S_{\text{рц.т}}, \quad (1.7)$$

$$\Delta Q_{\text{ц.т}} = 0,1 \cdot 7674,73 = 767,47$$

Необхідна потужність компенсуючих пристроїв по підприємству в цілому,
квар

$$Q_{\text{кп}} = Q_{\text{р}\Sigma 0,4\text{кВ}} + \Delta Q_{\text{ц.т}} - Q_{\text{е}}, \quad (1.8)$$

де $Q_{\text{е}}$ - значення реактивної потужності, що видається підприємству енергосистемою, квар

$$Q_{\text{кп}} = 4760 + 767,47 - 1654,06 = 3873,41$$

Нескомпенсована реактивна потужність заводу, яка віднесеться до шин 10 кВ ГПП з урахуванням коефіцієнта різночасності максимуму силового навантаження, буде рівна, квар

$$Q_{10} = Q_{\text{р}\Sigma 0,4\text{кВ}} \cdot K_{\text{рм}} - Q_{\text{кп}}, \quad (1.9)$$

де $K_{\text{рм}}$ - коефіцієнт різночасності максимуму

$$Q_{10} = 4760 \cdot 0,9 - 3873,41 = 410,59$$

Втрати активної потужності в батареях статистичних конденсаторів, кВт

$$\Delta P_{\text{кп}} = P_{\text{пв}} \cdot Q_{\text{кп}}, \quad (1.10)$$

де $P_{\text{пв}}$ - питомі втрати в БСК, кВт / кВар.

$$\Delta P_{\text{кп}} = 0,002 \cdot 3873,41 = 7,75$$

Активна сумарна потужність заводу, віднесена до шин 10кВ ГПП з урахуванням коефіцієнта різночасності максимального силового навантаження, кВт

$$P_{10} = P_{\text{р}\Sigma} \cdot K_{\text{рм}} + P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{кп}} + \Delta P_{\text{цт}}, \quad (1.11)$$

$$P_{10} = 6904 \cdot 0,9 + 1366,3 + 7,75 + 275,83 = 7741,14$$

Повна сумарна потужність на шинах 10кВ ГПП, кВ·А

$$S_{10} = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2}, \quad (1.12)$$

$$S_{10} = \sqrt{7741,14^2 + 410,59^2} = 7752,02$$

Втрати потужності в трансформаторах ГПП визначаємо приблизно, кВт, квар

$$\Delta P_{\text{т.гпт}} = 0,02 \cdot S_{10}, \quad (1.13)$$

$$\Delta P_{\text{т.гпт}} = 0,02 \cdot 7752,02 = 155,04$$

$$\Delta Q_{\text{т.гпт}} = 0,1 \cdot S_{10}, \quad (1.14)$$

$$\Delta Q_{\text{т.гпт}} = 0,1 \cdot 7752,02 = 775,2$$

кВ·А

Повна розрахункова потужність заводу на стороні вищої напруги ГПП,

$$S_{p.вн} = \sqrt{(P_{10} + \Delta P_{т.ГПП})^2 + (Q_{10} + \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (1.15)$$

$$S_{p.вн} = \sqrt{(7741,14 + 155,04)^2 + (410,59 + 775,2)^2} = 7984,72$$

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЕЗНАХОДЖЕННЯ ГПП

Головна понижувальна підстанція (ГПП) одна із основних ланок системи електропостачання будь-якого підприємства. Для визначення розташування ГПП при проектуванні системи електропостачання на генплані промислового підприємства наноситься картограма навантажень. Картограма навантажень підприємства являє собою розміщені за генпланом кола, причому площі, обмежені цими колами, у вибраному масштабі дорівнюють розрахунковим навантаженням цехів. Для кожного цеху наноситься своє коло, центр якого збігається з центром навантажень цеху.

Радіус кола визначають за формулою, м

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{p.o.i}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.1)$$

де P_{pi} , $P_{p.o.i}$ - розрахункове та освітлювальне навантаження і-го цеху, кВт;
 m – масштаб визначення площі кола, кВт / мм².

Картограма електричних навантажень дозволяє наочний розподіл навантажень по території заводу.

Освітлювальне навантаження наноситься у вигляді сектора кола. Кут сектора кола α визначається зі співвідношення активного сумарного навантаження цеху та освітлювального навантаження.

$$\alpha_i = \frac{P_{p.o.i}}{P_{p.i}} \cdot 360, \quad (2.2)$$

При визначенні центру електричних навантажень вважається, що навантаження розподілене рівномірно за площею цеху. Тоді центр навантажень цеху співпадатиме із центром тяжіння фігури, що зображує цех у генплані. У цьому

випадку центр навантажень підприємства можна визначити за формулами, м

$$x_0 = \frac{\sum_1^{13} P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^{13} P_{pi}}, \quad (2.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^{13} P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^{13} P_{pi}}, \quad (2.4)$$

де x_i, y_i - координати центру електричного навантаження i -го цеху.

Розрахунок центру навантажень наводиться у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Розрахунок центру електричних навантажень

Цех	P_p+P_{po} , кВт	P_{po} , кВт	r , мм	α , град	x , м	y , м	$(P_p+P_{po}) \cdot x$	$(P_p+P_{po}) \cdot y$
Навантаження 0,4 кВ								
1	776,11	56,11	15,72	26,03	423,8	376,9	328876,35	292496,22
2	696,27	136,27	14,89	70,46	796,9	307,1	554836,67	213840,58
3	667,58	107,58	14,58	58,01	461,3	307,1	307920,41	205029,93
4	830,60	290,60	16,26	125,95	450,0	199,5	373769,44	165704,45
5	425,97	251,97	11,65	212,95	312,0	142,5	132903,23	60700,99
6	140,28	63,28	6,68	162,40	161,3	142,5	22620,35	20410,92
7	656,19	96,19	14,46	52,77	348,8	96,8	228845,39	63486,14
8	202,21	106,21	8,02	189,09	399,4	66,8	80756,43	13497,32
9	614,11	54,11	13,98	31,72	249,4	66,8	153142,55	40991,54
10	144,17	27,17	6,78	67,84	121,9	261,8	17570,57	37736,17
11	260,10	50,10	9,10	69,34	273,8	286,5	71201,73	74517,98
12	284,29	44,29	9,52	56,08	35,6	203,6	10127,70	57887,80
13	284,29	44,29	9,52	56,08	35,6	128,6	10127,70	36566,33
14	38,15	38,15	3,49	360,00	294,4	206,3	11230,70	7868,64

Продовження таблиці 2.1

Навантаження 10 кВ								
13	2250,00		26,77		35,6	128,6	80156,25	289406,25
Разом	8270,30						2384085,47	1580141,27

Координати центру навантажень для інструментального заводу, що розглядається, м:

$$x_0 = \frac{2384085,47}{8270,3} = 288,27$$

$$y_0 = \frac{1580141,27}{8270,3} = 191,06$$

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП

3.1 Вибір раціональної напруги системи зовнішнього електропостачання

Величина нестандартної напруги, на якій слід здійснювати живлення підприємства, визначається за формулою Стілла, кВ

$$U_0^{\text{ОПТ}} = 4,34 \cdot \sqrt{(l + 16 \cdot P_{\text{РВН}})}, \quad (3.1)$$

де l – відстань від підстанції енергосистеми до заводу, що дорівнює 9,0 км;
 $P_{\text{РВН}}$ – потужність, що передається і дорівнює розрахунковому навантаженню підприємства, яка відноситься до шин високої напруги ГПП, МВт.

$$U_0^{\text{ОПТ}} = 4,34 \cdot \sqrt{9,0 + 16 \cdot (7,741 + 1,55)} = 50,49$$

$$110 \leq 50,49 \leq 35$$

Визначивши оптимальну напругу, слід розрахувати наведені витрати на електричні мережі та підстанції при стандартних напругах в області отриманої оптимальної напруги і вибрати стандартну напругу, при якій наведені витрати будуть мінімальними.

У наведені витрати слід включати тільки складові, характерні для варіанта напруги, але не включати однакові елементи для всіх напруг.

Для порівняння вибираємо варіанти $U = 37$ кВ та $U = 110$ кВ.

3.2 Вибір числа потужності трансформаторів ГПП

У системах електропостачання підприємств потужність силових трансформаторів повинна забезпечувати в нормальних умовах живлення всіх приймачів електроенергії. Надійність досягається за рахунок установки на підстанції двох трансформаторів, які працюють окремо. При цьому

дотримується умова, що будь-який з трансформаторів, що залишилися в роботі (при відключенні іншого), повністю забезпечить споживану потужність.

Вибір технічно доцільної потужності трансформаторів понижувальної підстанції визначається за формулою, $\text{кВ} \cdot \text{А}$

$$S_T \geq \frac{S_{\text{рВН}}}{K_3 \cdot n_T}, \quad (3.2)$$

де $S_{\text{рВН}}$ - Повна розрахункова потужність, $\text{кВ} \cdot \text{А}$;

K_3 - Коефіцієнт завантаження трансформатора;

n_T - Число силових трансформаторів.

$$S_T = \frac{7984,72}{0,7 \cdot 2} = 5703,37$$

По [1, табл. 3.5] вибираємо до встановлення на ГПП два трансформатори номінальною потужністю $6300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному та післяаварійному режимах

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ст.тр}}} \leq 0,7, \quad (3.3)$$

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{7984,72}{2 \cdot 6300} = 0,63 < 0,7$$

$$K_3^{\text{а.р.}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ст.тр}}} \leq 1,4, \quad (3.4)$$

$$K_3^{\text{а.р.}} = \frac{7984,72}{6300} = 1,27 < 1,4$$

Таблиця 3.1

Каталожні дані трансформатора

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Напруга обм.			Втрати, кВт		Ук,% ВН- НН	Вартість тис. грн
		ВН	СН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$		
ТМН-6300/35	6,3	35	-	10,5	8	46,5	7,5	10,6
ТМН-6300/110	6,3	121	-	10,5	10	44	16,5	18

РОЗДІЛ 4

ВИБІР СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА ЗА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

Розглянутий інструментальний завод відноситься до об'єктів середньої потужності, для яких, як правило, застосовують схеми електропостачання з одним приймальним пунктом електроенергії (ГПП).

Відповідно до завдання живлення може бути здійснено від підстанції енергосистеми з трьохобмотковими трансформаторами 115/37/10,5 кВ. Для техніко-економічного порівняння вибираємо два варіанти електропостачання: повітряною лінією 35 кВ від шин трансформатора енергосистеми (1-й варіант) і повітряною лінією 115 кВ від шин трансформатора енергосистеми (2-ий варіант). Схеми електропостачання згідно з варіантами представлені на рисунку 4.1.

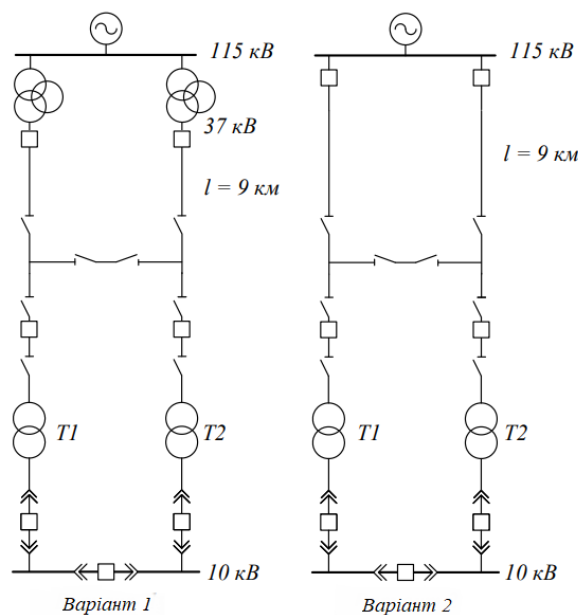


Рис. 4.1. Схеми порівняння варіантів зовнішнього електропостачання

Підсумком техніко-економічного порівняння двох варіантів електропостачання є порівняння наведених витрат двох варіантів.

Найбільш вигідний варіант схеми електропостачання промислового підприємства вибирають за умовою мінімальних наведених витрат, розрахованих

за формулою, тис. грн.

$$B = E_k \cdot K + B_v$$

де E_k – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, який встановлюється Міністерством економіки України на певний період і дорівнює 11%.

K – одноразові капітальні вкладення в порівнювані варіанти, тис. грн.

B_v – щорічні витрати на виробництво, в порівнюваних випадках, тис. грн./год.

Капітальні вкладення визначаються за всіма елементами електропостачання, що входять у частини порівнюваних варіантів, які змінюються. Сумарні капітальні витрати для аналізованих варіантів визначаються як сума капітальних вкладень на спорудження ліній електропередачі і на спорудження ГПП, тис. грн.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЕП}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (4.2)$$

де $K_{\text{ЛЕП}}$ - капітальні вкладення на спорудження ліній електропередачі, тис. грн.;

$K_{\text{ГПП}}$ - капітальні вкладення в спорудження ГПП, тис. грн.

Капітальні витрати в лінії електропередач напруги складаються з капіталовкладень у лінію та системні вимикачі Q_1 , тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = K_{\text{ПЛ}} + K_{Q_1}, \quad (4.3)$$

$$K_{\text{ПЛ}} = K_{\text{опл}} \cdot l, \quad (4.4)$$

де $K_{\text{опл}}$ - вартість 1 км повітряної лінії, тис. грн. / Км [2];

l - довжина повітряної лінії, км.

Капіталовкладення в ГПП, складаються з капіталовкладень у трансформатори та вимикачі Q_2 , тис. грн.

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{T}} + K_{Q_2}, \quad (4.5)$$

$$K_{\text{T}} = K_{0\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}, \quad (4.6)$$

де $K_{0\text{тр}}$ - вартість одного трансформатора [2], тис. грн.;
 $n_{\text{тр}}$ - число трансформаторів ГПП.

$$K_{Q1} = K_{Q2} = K_Q \cdot n_Q, \quad (4.7)$$

де K_Q - вартість одного вимикача, тис. грн.;
 n_Q - кількість вимикачів.

Сумарні щорічні витрати визначаються як сума амортизаційних відрахувань по електричних мережах і підстанціях, щорічних витрат на обслуговування електричних мереж і підстанцій і сумарної вартості річних втрат електроенергії в мережах і підстанціях, тис. грн. / рік

$$B_{\Sigma} = B_{a\Sigma} + B_{o\Sigma} + B_{e\Sigma}, \quad (4.8)$$

Величину амортизаційних відрахувань визначають у відсотках капітальних витрат за елементами схеми зовнішнього електропостачання, тис. грн.

$$B_{a\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{a_i}{100} \cdot K_i, \quad (4.9)$$

де a_i - норматив амортизаційних відрахувань для i -го елемента схеми електропостачання, %;

K_i - капітальні витрати по i -му елементу схеми електропостачання, тис. грн.

m - кількість елементів схеми.

Витрати обслуговування визначають у відсотках від капітальних витрат, тис.

грн.

$$B_{a\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{o_i}{100} \cdot K_i, \quad (4.10)$$

де o_i - норматив витрат обслуговування i -го елемента схеми зовнішнього електропостачання, %.

Вартість річних втрат електроенергії розраховується за формулою, тис. грн.

$$B_{E\Sigma} = \beta \cdot \Delta E \cdot 10^{-2}, \quad (4.11)$$

де β - ставка за одноставковим тарифом, коп./кВт·год;

ΔE - річні втрати електроенергії в елементах схеми електропостачання, кВт·год/рік.

$$\Delta E = \Delta E_L + \Delta E_T, \quad (4.12)$$

де ΔE_L , ΔE_T - річні втрати електроенергії відповідно в лініях та трансформаторах, кВт·год/рік.

Річні втрати електроенергії у повітряних лініях, кВт·год/рік

$$\Delta E_L = \Delta P \cdot \tau, \quad (4.13)$$

де ΔP - втрати активної потужності повітряної лінії, кВт;

τ - час максимальних втрат, год

$$\Delta P = \frac{(S_{pBH})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}$$

де r_0 - погонний опір лінії, Ом/км ([2]);

n - число ланцюгів.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, (4.14)$$

Річні втрати електроенергії у трансформаторах, кВт·год/рік

$$\Delta E_T = n_{TP} \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 + \frac{1}{n_{TP}} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{PBH}}{S_{НОМ. TP}}\right)^2 \cdot \tau, (4.15)$$

4.1 Варіант №1 схеми зовнішнього електропостачання

Визначаємо робочий струм у лінії, А

$$I_p = \frac{S_{PBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, (4.16)$$

$$I_p = \frac{7984,72}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 65,86$$

Післяаварійний струм у лінії, А

$$I_{п/ав} = \frac{S_{PBH}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, (4.17)$$

$$I_{п/ав} = \frac{7984,72}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131,72$$

За величиною розрахункового струму та економічної щільності струму знайдемо розрахунковий переріз проводів лінії 35 кВ, мм²

$$F = \frac{I_p}{j_{ек}}, (4.18)$$

де $j_{ек}$ - нормоване значення економічної щільності струму, яке обирається по [4] залежно від річного числа годин використання максимуму навантаження. При $T_{max} = 4300$ год [4], $j_{ек} = 1,1$ А/мм² для неізолюваних алюмінієвих провідників.

$$F = \frac{65,86}{1,1} = 59,87$$

Приймаємо стандартний переріз $F_{ст} = 70$ мм².

При виборі варіантів розрахунок капітальних витрат проводиться збільшено і оформляється у вигляді таблиці за кожним варіантом. У розрахунках прийняті - коефіцієнт подорожчання капітальних вкладень - 196,6, територіальний коефіцієнт - 1,4. Розрахунок капіталовкладень у систему електропостачання за першим варіантом представлений у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Розрахунок капіталовкладень за першим варіантом

Складові витрат	Вартість одиниці, тис. грн.	Кількість обладнання, шт., довжина лінії, км	Загальна вартість, тис. грн.	Загальна вартість з урахуванням територіального коефіцієнта, тис. грн	Загальна вартість з урахуванням зміни цін, тис. грн.
Лінія АС-70 на сталевих дволанцюгових опорах	12,0	9	108,70	152,20	29931,90
Вимикач ВГБ-35-12,5/630 У1	8,7	2	17,50	24,50	4809,99
Разом по ЛЕП					34741,89
Трансформатор ТМН-6300/35	10,6	2	21,20	30,00	5826,97
Вимикач ВГБ-35-12,5/630 У1	8,7	2	17,50	24,50	4809,99
Разом по ГПП					10636,96
Всього капіталовкладень					45378,85

Розрахунок щорічних витрат за першим варіантом

Показник	Капітальні витрати, тис. грн.	Норма амортизації	Норма обслуговування	Розрахункова величина, тис. грн
Лінія	29932,00	0,067		2005,44
Вимикач Q_1	4810,00	0,067		322,27
Трансформатор	5827,00	0,067		390,41
Вимикач Q_2	4810,00	0,067		322,27
Усього витрати на амортизацію				3040,38
Лінія	29932,00		0,004	119,73
Вимикач Q_1	4810,00		0,03	144,30
Трансформатор	5827,00		0,03	174,81
Вимикач Q_2	4810,00		0,03	144,30
Разом витрати на обслуговування				583,14
Разом витрат				3623,52

Втрати активної потужності повітряної лінії, кВт

$$\Delta P = \frac{7,985^2}{35^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 9}{2} \cdot 10^3 = 100,25$$

Час максимальних втрат, год

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4300}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2688,58$$

Річні втрати електроенергії у повітряних лініях, кВт·год/рік

$$\Delta E_L = 100,25 \cdot 2688,58 = 269521,24$$

Річні втрати електроенергії у трансформаторах, кВт·год/рік

$$\Delta E_T = 2 \cdot 8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46,5 \cdot \left(\frac{7,985}{6,3}\right)^2 \cdot 2688,58 = 240578,72$$

Сумарні втрати електроенергії у першому варіанті, кВт·год/рік

$$\Delta E = 269521,24 + 240578,72 = 505099,96$$

Тариф для першої цінової категорії для 35 кв становить 2,589 грн./кВт·год без ПДВ, тоді з урахуванням ПДВ ставка складе, грн./кВт·год

$$\beta = 2,589 \cdot 1,18 = 3,055$$

Вартість річних втрат електроенергії, тис. грн.

$$B_{e\Sigma} = 3,055 \cdot 505099,96 \cdot 10^{-3} = 1543,09$$

Сумарні щорічні витрати за першим варіантом, тис. грн./рік.

$$B_{\Sigma 1} = 7257,14 + 1543,09 = 8800,23$$

Наведені витрати за першим варіантом, тис. грн.

$$B = 0,11 \cdot 90884,25 + 8800,23 = 18797,5$$

4.2 Варіант №2 схеми зовнішнього електропостачання

Визначаємо розрахунковий струм повітряної лінії високої напруги у нормальному режимі, А

$$I_p = \frac{7984,72}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 20,04$$

За величиною розрахункового струму та економічної щільності струму знайдемо розрахунковий переріз повітряної лінії 110 кВ, мм²

$$F = \frac{20,04}{1,1} = 18,22$$

Приймаємо мінімально допустимий стандартний переріз для 110 кВ $F_{ст} = 70$
мм².

Таблиця 4.3

Розрахунок капіталовкладень за другим варіантом

Складові витрат	Вартість одиниці, тис. грн.	Кількість обладнан ня, шт., довжина лінії, км	Загальна вартість, тис. грн.	Загальна вартість з урахуванням територіального коефіцієнта, тис. грн	Загальна вартість з урахування м зміни цін, тис. грн.
Лінія АС-70 на сталевих дволанцюгових опорах	14,58	9	131,22	183,70	36116,18
Вимикач ВГБ-35- 12,5/630 У1	16,48	2	32,95	46,14	9070,27
Разом по ЛЕП					45186,45
Трансформатор ТМН- 6300/35	17,97	2	35,95	50,33	9894,84
Вимикач ВГБ-35- 12,5/630 У1	16,48	2	32,95	46,14	9070,27
Разом по ГПП					18965,12
Всього капіталовкладень					64151,57

Таблиця 4.4

Розрахунок щорічних витрат за другим варіантом

Показник	Капітальні витрати, тис. грн.	Норма амортизації	Норма обслуговування	Розрахункова величина, тис. грн
Лінія	36116,18	0,067		2419,79
Вимикач Q_1	9070,27	0,067		607,71
Трансформатор	9894,84	0,067		662,96
Вимикач Q_2	9070,27	0,067		607,71
Усього витрати на амортизацію				4298,16
Лінія	36116,18		0,004	144,46
Вимикач Q_1	9070,27		0,03	272,11
Трансформатор	9894,84		0,03	296,85
Вимикач Q_2	9070,27		0,03	272,11
Разом витрати на обслуговування				985,53
Разом витрат				5283,68

$$\Delta P = \frac{7,985^2}{115^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 9}{2} \cdot 10^3 = 9,29$$

$$\Delta E_{\Delta} = 9,29 \cdot 2688,58 = 24976,91$$

Річні втрати електроенергії у трансформаторах, кВт·год/рік

$$\Delta E_T = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{7,985}{6,3}\right)^2 \cdot 2688,58 = 270219,86$$

Сумарні втрати електроенергії у першому варіанті, кВт·год/рік

$$\Delta E = 24976,91 + 270219,86 = 295196,77$$

Плата за спожиту електроенергію першої цінової категорії для 110 кВ становить 2,426 грн./кВт·год без ПДВ, тоді з урахуванням ПДВ ставка складе, грн./кВт·год

$$\beta = 2,426 \cdot 1,18 = 2,863$$

Вартість річних втрат електроенергії, тис. грн.

$$B_{e\Sigma} = 2,863 \cdot 295196,77 \cdot 10^{-3} = 845,05$$

Сумарні щорічні витрати за першим варіантом, тис. грн./рік.

$$B_{\Sigma 1} = 10582,1 + 845,05 = 11427,15$$

Наведені витрати за першим варіантом, тис. грн.

$$B = 0,11 \cdot 128482,03 + 11427,15 = 25560,17$$

Порівняння варіантів зовнішнього електропостачання підприємства

Показник	Варіанти	
	1	2
Капітальні вкладення, тис. грн.	45378,85	64151,57
Щорічні витрати, тис. грн., у т.ч.	4393,99	5705,62
- амортизаційні відрахування;	3040,38	4298,16
- витрати обслуговування;	583,14	985,53
- втрати електроенергії	770,47	421,94
Наведені витрати, тис. грн.	9385,66	12762,29

Висновок: за наведеними витратами видно, що наведені витрати за другим варіантом вище на 26,46% по відношенню до першого, з цієї причини приймаємо напругу зовнішнього електропостачання 35 кВ.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ З УРАХУВАННЯМ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

5.1 Вибір числа та потужності цехових трансформаторів

Двотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати в наступних випадках: при перевазі споживачів 1 категорії; для зосередженого цехового навантаження; для цехів з високою питомою щільністю навантажень.

Орієнтовний вибір числа та потужності цехових трансформаторів проводиться за питомою густиною навантаження, $\text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}, \quad (5.1)$$

де S – розрахункове навантаження цеху, кВА;

F – площа цеху, м^2 .

При $\sigma_{\text{н}} < 0,2$ застосовують трансформатори потужністю до 1000 кВА.

При $0,2 < \sigma_{\text{н}} < 0,3$ застосовують трансформатори потужністю 1600 кВА.

При $\sigma_{\text{н}} > 0,3$ застосовують трансформатори потужністю 1600-2500 кВА.

Виходячи з картограми навантажень (див. графічну частину, лист 1) та розділу 2 цехові трансформатори встановлюємо в цехах 1, 2, 3, 4, 7 та 9. У цехах встановлюємо низьковольтні РП, тому що силове навантаження в них невелике в порівнянні з іншими цехами.

Результати розрахунку питомої густини представлені у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1

Щільність навантаження за цехами

Цех	1	2	3	4	7	9
$\sigma, \text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$	0,31	0,11	0,10	0,05	0,15	0,22

Мінімальна кількість цехових трансформаторів для живлення технологічно пов'язаних навантажень визначається за формулою

$$N_{min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{н.т}} + \Delta N, \quad (5.2)$$

де K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора (при переважанні навантаження першої категорії для двотрансформаторних ТП $K_3=0,65-0,7$; при переважанні навантажень 2-ї категорії $K_3=0,7-0,8$; при переважанні навантажень 3-ї категорії $K_3=0,9$);

ΔN - добавка до найближчого цілого числа.

Оптимальна кількість трансформаторів:

$$N_{опт} = N_{min} + m, \quad (5.3)$$

де m – додаткові трансформатори.

Результати вибору цехових трансформаторів показані у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2

Вибір цехових трансформаторів

Номер ТП	Пункт живлення	Споживачі е/е	P_p , КВт	$S_{НОМ.Т}$, КВ·А	K_3	$N_{MINрозр}$	N_{MIN}	N_{OPT}
	Цех №	Цех №						
1	1	1	776,11	630	0,7	1,76	2	2
2	2	2,11	956,36	630	0,8	1,90	2	2
3	3	3	667,58	630	0,8	1,32	2	2
4	4	4	830,60	630	0,8	1,65	2	2
5	7	5,7,8	1284,37	1000	0,7	1,83	2	2
6	9	6,9,10,12,13	1467,13	1000	0,8	1,83	2	2

5.2 Вибір потужності конденсаторних батарей для зниження втрат потужності у трансформаторах

При виборі числа і потужності цехових трансформаторів одночасно має вирішуватися питання про економічно доцільну величину реактивної потужності, що передається через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ.

Найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передавати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ, визначають за формулою, квар

$$Q_{МАХ.Т} = \sqrt{(N_{ОПТ} \cdot K_3 \cdot S_{НОМ.Т})^2 - (P_p + P_{ор\ цеху})^2}, \quad (5.4)$$

Сумарна потужність конденсаторних батарей на напругу до 1 кВ складе, квар

$$Q_{НК1} = Q_{р\ цеху} - Q_{МАХ.Т}, \quad (5.5)$$

Додаткова потужність $Q_{НК2}$ НБК для цієї групи трансформаторів визначається за формулою, квар

$$Q_{НК2} = Q_{р\ цеху} - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{ОПТ} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (5.6)$$

де γ - розрахунковий коефіцієнт, що залежить від коефіцієнта питомих втрат K_{PI} , що приймається за [1].

Сумарна потужність НБК цеху складає, квар

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}, \quad (5.7)$$

Результати вибору низьковольтних батарей конденсаторів представлені в таблиці 5.3.

Вибір потужності конденсаторних батарей

Номер ТП	Q_p , квар	$Q_{MAX.T}$, квар	$Q_{НК1}$, квар	$Q_{НК2}$, квар	$Q_{НК Розр}$, квар	$Q_{НК факт}$, квар	Кількість та тип НБК
1	960,00	419,02	540,98	-399,98	540,98	600	2×УКМ 58-04-300- 33,3 УЗ
2	673,02	318,49	354,54	-500,51	354,54	360	2×УКМ 58-04-180-30 УЗ
3	493,87	755,25	-261,38	-325,13	0,00	0	-
4	476,24	571,11	-94,88	-342,76	0,00	0	-
5	949,17	557,14	392,03	-742,86	392,03	400	2×УКМ 58-04-200- 33,3 УЗ
6	1207,70	638,38	569,32	-92,30	569,32	600	2×УКМ 58-04-300- 33,3 УЗ
Всього	4760,00				1856,86	1960	

5.3 Вибір високовольтних батарей конденсаторів

Сумарна розрахункова потужність високовольтних батарей конденсаторів (ВБК) для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності, квар

$$\Sigma Q_{ВК} = \Sigma Q_p + \Delta \Sigma Q_{цт} + \Delta \Sigma Q_{ТГПП} - Q_{нкф} - Q_e, \quad (5.8)$$

Сумарні реактивні втрати в трансформаторах залежно від потужності трансформатора та його коефіцієнта завантаження вибираємо по [1], квар

$$Q_{цт} = 2 \cdot 28 + 2 \cdot 41 + 6 \cdot 33 + 2 \cdot 49 = 434$$

Сумарна розрахункова потужність ВБК для всього заводу, квар

$$Q_{\text{вк}} = 4760 + 434 + 775.2 - 1960 - 1654,06 = 2355,14$$

Встановлюємо дві конденсаторні установки типу УКЛ 56-10,5-1350 УЗ.

Фактична потужність, квар

$$Q_{\text{вкфакт}} = 2 \cdot 1350 = 2700$$

РОЗДІЛ 6

ВИБІР КАБЕЛІВ

Перед розрахунком струмів КЗ, необхідно вибрати кабелі, які з'єднують ГПП з цеховими трансформаторами та трансформатори, з'єднані за магістральною схемою. Визначаємо розрахункові струми у нормальному I_p та аварійному $I_{p\max}$ режимах, А

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.1)$$

де S_p - розрахункове навантаження (див. таблицю 5.2), кВ·А.

Вибираємо кабель марки ВВГнг-LS з мідними жилами, ізоляцією жил та зовнішньою ізоляцією з полівінілхлориду, що не розповсюджує горіння та з низьким димогазовиділенням.

Відповідний цьому струму переріз визначається за формулою, мм²

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{ек}}}, \quad (6.2)$$

Результати розрахунків зведемо до таблиці 6.1.

Таблиця 6.1

Вибір кабелів для схеми внутрішнього електропостачання

ТП	S_p ,кВА	Кількість кабелів	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А	$F_{\text{розр}}^2$ мм	$F_{\text{ст}}^2$ мм	$I_{\text{доп ст}}$, А
Кабелі 10 кВ							
ГПП – ТП-1	630	2	18,19	12,99	16	95	ГПП – ТП-1
ГПП – ТП-4	1890	2	54,56	38,97	35	150	ГПП – ТП-4
ТП-4 – ТП-2	630	2	18,19	12,99	16	95	ТП-4 – ТП-2
ТП-4 – ТП-3	630	2	18,19	12,99	16	95	ТП-4 – ТП-3
ГПП – ТП-5	1000	2	28,87	20,62	25	120	ГПП – ТП-5
ГПП – ТП-6	1000	2	28,87	20,62	25	120	ГПП – ТП-6
ГПП – РП-1	2250	2	64,95	46,39	50	180	ГПП – РП-1

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

В електричних установках можуть бути різні види коротких замикань (КЗ), що супроводжуються різним збільшенням струму. Тому обладнання, що використовується в системах електропостачання, має бути стійким до струмів короткого замикання і вибиратися з урахуванням величини цих струмів.

При розрахунку струмів КЗ визначаються такі величини:

I'' - номінальне значення періодичної складової струму КЗ;

I_y - ударний струм КЗ, необхідний для перевірки електричних апаратів, шин та ізоляторів на електродинамічну стійкість;

$I_{0,2}$ - значення I_t для $t = 0,2$ с, необхідне для перевірки вимикачів по відключаючому струму;

I_{∞} - діюче значення струму КЗ, що встановився, приймається для перевірки термічної стійкості електричних апаратів, шин, прохідних ізоляторів і кабелів.

На рисунку 7.1 показана вихідна схема і схема заміщення електричної мережі для розрахунку струмів короткого замикання.

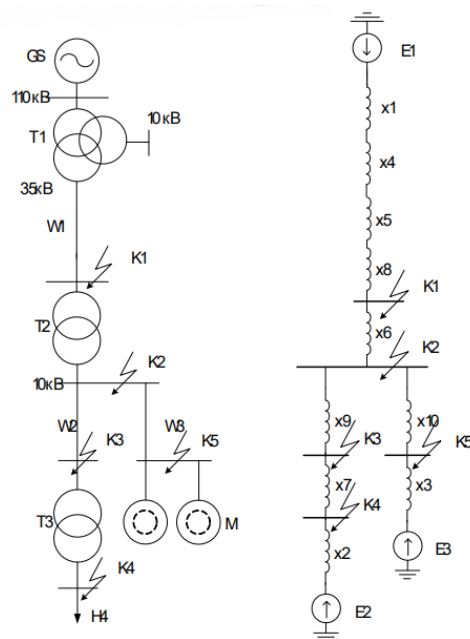


Рис. 7.1. Електрична схема ділянки мережі електропостачання підприємства

Розрахунок проводимо у відносних одиницях, використовуючи наближені приведення до одного ступеня напруги, за базисних умов, МВ·А

$$S_6 = 100$$

Базисна напруга, кВ

$$U_{61} = 37; U_{62} = 10,5; U_{63} = 0,4.$$

Базисні струми, кА

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (7.1)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,338$$

Розрахунок режимних та системних параметрів, а також розрахунок струмів КЗ виконаний у програмі MathCad та представлений у додатку А.

Результати розрахунків зведено до таблиці 7.1

Значення струмів короткого замикання

Місце КЗ	U_B , кВ	I_B , кВ	$I_{КЗ}$, кА	$i_{п}$, кА
К - 1	35	1,65	1,431	4,632
К - 2	10,5	5,499	2,876	8,114
К - 3	10,5	5,499	2,859	8,063
К - 4	0,4	144,338	15,916	44,856
К - 5	10,5	5,499	1,961	7,849

7.2 Перевірка кабелів на термічну стійкість до струмів КЗ

Термічно стійкий до струмів КЗ переріз визначають за формулою, мм²

$$F_T = I_{\infty} \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{K_T}, \quad (7.10)$$

де K_T - температурний коефіцієнт, що враховує обмеження допустимої температури нагрівання жил кабелю, прийнятий за [3], $A \cdot c^{1/2} / mm^2$;

t_n - наведений час КЗ, с.

$$t_{п} = t_{па} + t_{пп}, \quad (7.11)$$

де $t_{па}$ - аперіодична складова струму КЗ, с;

$t_{пп}$ - періодична складова струму КЗ, що визначається за графіком 4.5 [3],

при $\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}} = 1$ і $t = 0,5$ сек, $t_{пп} = 0,5$ с.

$$t_{па} \approx 0,05\beta''^2 = 0,05,$$

$$t_{п} = 0,5 + 0,05 = 0,55.$$

Наведемо приклад для лінії ГПП – ТП-4, де розрахований найважчий режим

короткого замикання

$$F_T = 2859 \cdot \frac{\sqrt{0,55}}{98} = 21,6.$$

Вибраний перетин кабельної лінії ГПП – ТП-2 (див. розділ 6) пройшов перевірку на термічну стійкість до струмів КЗ. Так, як перевірку провели для найважчого режиму струму КЗ, то для інших ділянок лінії обрані перерізи так само проходять перевірку на термічну стійкість до струмів КЗ.

РОЗДІЛ 8

ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ, ІЗОЛЯТОРІВ ТА СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

8.1 Вибір комутаційної апаратури

Вимикач – це комутаційний апарат, призначений для включення та відключення електричних кіл у будь-яких режимах: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота.

На стороні 35 кВ вибираємо елегазовий вимикач ВГБ-35-12,5/630 У1 з вбудованими трансформаторами струму, призначені для виконання комутаційних операцій у нормальному та аварійному режимах у мережах трифазного змінного струму із заземленою нейтраллю при номінальній напрузі 50 Гц з помірним чи холодним кліматом.

Робочий струм, що протікає через вимикач, визначений у розділі 4 за формулою 4.16).

Таблиця 8.1

Перевірка умов вибору вимикача 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_{ном},$ кВ	35	35
$I_{кз} \leq I_{вимк.},$ А	1431	12500
$i_{уд.} \leq I_{мах.дод.},$ А	4032	63000
$I_p \leq I_{ном},$ А	65,86	630

У закритому РУ 10 кВ плануємо установку комплексних розподільних пристроїв (КРУ), що являють собою комплекс з вимикачів, апаратури управління, контролю, захисту і т.д.

Робочий струм у нормальному режимі для кожної секції шин визначимо за формулою (4.16), А

$$I_p = \frac{7984,72}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 230,51.$$

Намічаємо до встановлення комірку типу КРУ-2-10 з вакуумними вимикачами типу ВВТЕ-М-10/400.

Таблиця 8.2

Перевірка умов вибору вимикача 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_{ном},$ кВ	10	10
$I_{кз} \leq I_{вимк.},$ А	2876	12500
$i_{уд.} \leq I_{мах.дод.},$ А	8114	32000
$I_p \leq I_{ном},$ А	230,51	630

На кабельних лініях, що відходять, вибираємо комірку типу КРУ-2-10 з вакуумними вимикачами типу ВВТЕ-М-10/400. Робочий струм, що протікає лінією ГПП – ТП-4, і навіть по лінії ГПП – РП-1 див. у таблиці 6.1

Таблиця 8.3

Перевірка умов вибору вимикача 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_{ном},$ кВ	10	10
$I_{кз} \leq I_{вимк.},$ А	2859/1961	12500
$i_{уд.} \leq I_{мах.дод.},$ А	8063/7849	32000
$I_p \leq I_{ном},$ А	54,56/64,95	400

Автоматичний повітряний вимикач призначений для автоматичного розмикання електричних ланцюгів при ненормальних режимах і рідкісних оперативних перемиканнях при нормальних режимах роботи.

Вибираємо автоматичний вимикач ВА53-43.

Таблиця 8.4

Перевірка умов вибору автоматичного вимикача

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_{ном},$ кВ	0,4	0,4
$i_{уд.} \leq I_{мах.дод.},$ А	44,856	135

Таблиця 8.5

Каталожні дані автоматичних вимикачів

Тип	$I_{ном},$ А	$I_{розчеп.},$ А	Відключаюча здатність, кА
ВА53-43	1600	1250	31

Запобіжником називається апарат, призначений для автоматичного одноразового відключення електричного ланцюга при КЗ або перевантаженні. Відключення ланцюга запобіжником здійснюється шляхом розплавлення плавкою вставки, яка нагрівається струмом, що протікає по ній. Після відключення ланцюга плавка вставка має бути замінена вручну.

По [2] вибираємо запобіжники ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ.

Таблиця 8.6

Каталожні дані запобіжників

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{ном\ роб.},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{ном\ відкл.},$ кА
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ	10	7,2	31,5	12,5

Роз'єднувач - це комутаційний апарат, призначений для створення видимого

розриву в електричному ланцюзі без навантаження (попередньо вимкненим вимикачем).

Вибір і перевірка роз'єднувача проводяться аналогічно вимикачів, але без урахування струму, що відключається.

Вибираємо роз'єднувачі за 35 кВ РНДЗ.1-35/1000У1 [5]; за 10 кВ РВ-10/400 УЗ [2].

Таблиця 8.7

Перевірка умов вибору роз'єднувача РНДЗ.1-35/1000У1

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_{ном.}, \text{ кВ}$	35	35
$I_{роб. max} \leq I_{ном.}, \text{ А}$	65,86	1000
$i_{у.} \leq i_{пр. скв.}, \text{ А}$	4,032	63

Таблиця 8.8

Перевірка умов вибору роз'єднувача РВ-10/400УЗ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_{ном.}, \text{ кВ}$	10	10
$I_{роб. max} \leq I_{ном.}, \text{ А}$	56,54	400
$i_{у.} \leq i_{пр. скв.}, \text{ А}$	80,63	52

8.2 Вибір обмежувачів перенапруги

На лініях електропередачі з'являються хвилі перенапруги, в результаті прямих ударів блискавок у дроти або перекриттів повітряних проміжків при ударі блискавки в опору. Ці хвилі перенапруг доходять до підстанції і викликають короточасне перенапруга на обладнанні. Вони можуть спричинити пошкодження ізоляції. Для запобігання цьому та захисту обладнання використовуються нелінійні обмежувачі перенапруження.

Для захисту від атмосферних перенапруг і короточасних внутрішніх напруг ізоляції ПЛ і трансформаторів на сторонах ВН, ПН встановлюють обмежувачі перенапруг типу: ОПН-35, ОПН-10.

Вибираємо для захисту на високій стороні ОПН-П-35 УХЛ1, на стороні 10 кВ

Каталожні дані ГНН

Тип	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Найбільше $U_{\text{ДОП}}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА
ОПН-П-35 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН-П-10 УЗ	10	12,0	10

8.3 Вибір трансформаторів струму

Для контролю режиму роботи електроприймачів, а також для виробництва грошового розрахунку з енергопостачальною організацією застосовуються контрольно-вимірювальні прилади на підстанціях, що приєднуються до ланцюгів високої напруги через вимірювальні трансформатори струму і напруги.

Трансформатори струму вибираються по номінальній напрузі, номінальному первинному струму і перевіряються по електродинамічній і термічній стійкості до струмів короткого замикання. Особливістю вибору трансформаторів струму є вибір за класом точності і перевірка на допустиме навантаження вторинного ланцюга.

1. Вибираємо трансформатор струму для підключення диференціального захисту з боку високої напруги (ВН) ТА1. Схема з'єднання трансформаторів струму за вищої напруги – трикутник.

Номинальний струм трансформатора на боці ВН, А

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (8.1)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92$$

Визначимо розрахунковий первинний струм трансформаторів струму на стороні ВН, А

$$I_{1\text{розр.}}^{\text{ТА1}} = K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{ВН}}, \quad (8.2)$$

де $K_{\text{сх}}$ - коефіцієнт схеми.

$$I_1^{\text{ТА1}} = \sqrt{3} \cdot 103,92 = 180$$

Стандартне значення первинного струму трансформаторів струму на стороні ВН дорівнює 200 А, коефіцієнт трансформації $K_I = 200/5$.

2. Вибираємо трансформатор струму для підключення диференціального захисту з боку низької напруги (ПН) ТА2. Схема з'єднання трансформаторів струму на стороні вищої напруги - неповна зірка.

Номінальний токсилового трансформатора на стороні НН, А

$$I_{\text{ном}}^{\text{НН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$$

Визначимо розрахунковий первинний струм трансформаторів струму на стороні НН, А

$$I_1^{\text{ТА2}} = 1 \cdot 346,4 = 346,4$$

Стандартне значення первинного струму трансформаторів струму на стороні ПН дорівнює 400 А, коефіцієнт трансформації $K_I = 400/5$.

3. Вибираємо трансформатор струму для підключення резервних захистів із боку ВН ТА3. Схема з'єднання трансформаторів струму на боці вищої напруги - зірка.

Визначимо розрахунковий первинний струм трансформаторів струму на стороні ВН, А

$$I_1^{\text{ТА3}} = 1 \cdot 103,92 = 103,92$$

Стандартне значення первинного струму трансформаторів на стороні ВН дорівнює 150 А коефіцієнт трансформації $K_I = 150/5$.

Загальний опір приладів, Ом

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2}, \quad (8.3)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{0,85}{5^2} = 0,034$$

Таблиця 8.10

Навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Н-393	1,5	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	СЕТ 3	2	0,05	-	0,05
Лічильник реактивної енергії	ЦЕ 6801	1,5	0,3	-	0,3
Разом			0,85	-	0,35

Опір проводів, Ом

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (8.4)$$

де $r_{\text{к}}$ - опір контактів.

$$r_{\text{пров}} = 0,6 - 0,034 - 0,05 = 0,516$$

Приймаємо довжину контрольного кабелю з алюмінієвими жилами ($\rho =$

0,0283), що дорівнює $l = 50$ м [6].

Перетин дроту, мм²

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q_{\text{ст}}}, \quad (8.5)$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,354$$

Вибираємо контрольний кабель КВВГ перетином 4 мм².

Реальний опір дроту, Ом

$$r'_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q_{\text{ст}}}, \quad (8.6)$$

$$r'_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,354$$

Вторинне навантаження трансформатора струму, Ом

$$Z_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}}, \quad (8.7)$$

$$Z_2 = 0,034 + 0,05 + 0,354 = 0,438$$

По [4] вибираємо трансформатори струму.

Таблиця 8.11

Каталожні дані трансформаторів струму

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{ном.роб}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	
			первинний	вторинний
ТФЗМ-35Б-1(ТА1)	35	35	200	5
ТПЛК10 УЗ (ТА2)	10	10	400	5
ТФЗМ-35Б-1(ТА3)	35	35	150	5

8.4 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються:

- за напругою установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;
- за класом точності;
- по вторинному навантаженню $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

де $S_{ном}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності, В·А;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів та реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Таблиця 8.12

Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	Споживана потужність котушки	Число котушок	Загальна споживана потужність S, В·А
Вольтметр	Э-377	2,0	1	2,0
Ваттметр	Д-365	1,5	2	3,0
Варметр	Д-365	1,5	2	3,0
Лічильник активної енергії	Евроальфа	3,6	1	3,6
Лічильник реактивної енергії	Евроальфа	3,6	1	3,6
Разом:				11,6

Вибираємо трансформатор 3×ЗНОЛП-10 [6], який має номінальну потужність у класі точності 0,5, необхідному для приєднання лічильників, 75 В·А. Таким чином, $S_{2\Sigma} = 11,6 < 200$ В·А, трансформатор працюватиме у вибраному класі точності.

Каталожні дані трансформаторів напруги

Тип	$U_{НОМ}$, кВ	$U_{НОМ}$ обмоток, В	
		первинна	вторинна
3×ЗНОЛП-10	10	10000	100

8.5 Вибір ізоляторів

Вибираємо ізолятори ІП-10/630-750 УХЛ1 [2].

$$1. U_{УСТ} = 10 \text{ кВ} \leq U_{НОМ} = 10 \text{ кВ};$$

2. Допустиме навантаження на головку ізолятора, Н

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн} \quad (8.8)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 750 = 450,$$

де $F_{руйн}$ - руйнівне навантаження на вигин, Н.

Розрахункова сила, що діє на ізолятор, Н

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (8.9)$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{13960^2}{1} \cdot 5 \cdot 10^{-7} = 84,39$$

Каталожні дані ізоляторів

Тип	Напруга, кВ		
	$U_{НОМ}$, кВ	Найбільша $U_{доп}$, кВ	Випробувальне грозового імпульсу
ІП-10/630-750 УХЛ1	10	630	750

8.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність ТСН вибирається відповідно до навантажень у різних режимах роботи підстанції, але не більше 630 кВ·А [4].

Потужність, споживана власними потребами, кВ·А

$$S_{\text{розр}} = 0,1\% \cdot S_{\text{рВН}}, \quad (8.10)$$

$$S_{\text{розр}} = 0,001 \cdot 7984,72 = 7,98$$

Вибираємо два трансформатори ТСЗ-63/10.

ВИСНОВКИ

Встановлена потужність – 8850 кВт; Розрахункова потужність – 8270,3 кВт; Повна потужність – 7984,72 кВ·А; Напряга зовнішнього електропостачання – 35 кВ; Напряга внутрішнього електропостачання – 10 кВ; Коефіцієнт потужності – 0,735; Кількість, тип та потужність трансформаторів на ГПП - 2×ТМ-6300/35; Конструктивне виконання ГПП - схема з вимикачами та роз'єднувачами; Максимальна заявлена потужність – 8270,3 кВт; Кількість цехових підстанцій та їх потужність - 8×630; 4×1000; Прийнята схема внутрішнього електропостачання – змішана.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб. пособие для вузов/ Федоров, А. А., Старкова, Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
2. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатом-издат, 1989. – 608 с.
3. Электроснабжение [Текст]: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко, Л. С., Рубан, Т. П., Сизганова, Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.
4. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров, А. А., Каменева, В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
5. Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – К.: Техніка, 1985. – 279 с.
6. Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство, 2005. – 854 с.
7. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.– 648 с.
8. Коваль І.О. Електричні апарати напругою понад 1 кВ сучасних виробників. Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування. Навчальний посібник. – К.: Київський енергетичний коледж, 2008.
9. Правила улаштування електроустановок / Мінпаливенерго України – 3-тє перероб. і доп. Київ, 2011.–736 с.

Додаток А

Розрахунок струму КЗ

Базисні умови

$$S_6 := 100$$

$$U_{61} := 35 \text{ кВ} \quad U_{62} := 10.5 \text{ кВ} \quad U_{63} := 0.4 \text{ кВ}$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} \quad I_{61} = 1.65 \text{ кА}$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} \quad I_{62} = 5.499 \text{ кА}$$

$$I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} \quad I_{63} = 144.338 \text{ кА}$$

Режимні параметри

$$GS \quad E1 := 1$$

$$H1 \quad E2 := 0.85$$

$$M \quad E3 := 1.1$$

Виразуємо системні параметри

$$GS \quad S_{gs} := 120$$

$$x1 := \frac{S_6}{S_{gs}} = 0.833 \quad r1 := \frac{x1}{50} = 0.017$$

$$H \quad Sh := 0.63 \quad MBA \quad x := 0.35$$

$$x2 := \frac{S_6 \cdot x}{Sh} = 55.556 \quad r2 := \frac{x2}{2.5} = 22.222$$

$$M \quad kI := 5.66 \quad K_{II} := 2.03 \quad \cos\phi := 0.75 \quad \eta := 0.958 \quad n := 2 \quad P_{ном} := 0.63$$

$$x_{II} := \frac{1}{kI} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{K_{II} \cdot \cos\phi}{kI^2} \right)} \quad x_{II} = 0.172$$

$$x3 := x_{II} \cdot \frac{S_6 \cdot \eta \cdot \cos\phi}{n \cdot P_{ном}} = 9.833 \quad r3 := \frac{S_6 \cdot \eta \cdot \cos\phi \cdot K_{II}^2 \cdot \cos\phi}{n \cdot P_{ном} \cdot kI^3} = 0.972$$

$$T1 \quad S_{ном1} := 40 \text{ МВА} \quad P_{к1} := 200 \text{ кВт} \quad U_{квн} := 17.5 \% \quad U_{кcn} := 6.5 \% \quad U_{квс} := 10.5 \%$$

$$U_{кв} := 0.5 \cdot (U_{квс} + U_{квн} - U_{кcn}) \quad U_{кв} = 10.75 \%$$

$$U_{кc} := 0.5 \cdot (U_{квс} + U_{кcn} - U_{квн}) \quad U_{кc} = -0.25 \%$$

$$U_{кн} := 0.5 \cdot (U_{квн} + U_{кcn} - U_{квс}) \quad U_{кн} = 6.75 \%$$

$$x4 := \frac{U_{кн} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном1}} = 0.169 \quad r4 := \frac{P_{к1} \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{ном1}^2} = 0.013$$

$$x5 := 0 \quad r5 := 0$$

$$\begin{aligned}
T2 \quad U_{K2} &:= 7.5 \quad \% \quad S_{HOM2} := 6.3 \quad MBA & P_{K2} &:= 46.5 \quad \text{кВт} \\
x_6 &:= \frac{U_{K2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HOM2}} = 1.19 & r_6 &:= \frac{P_{K2} \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{HOM2}^2} = 0.117 \\
T3 \quad U_{K3} &:= 5.5 \quad \% \quad S_{HOM3} := 0.63 \quad MBA & P_{K3} &:= 7.5 \quad \text{кВт} \\
x_7 &:= \frac{U_{K3} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HOM3}} = 8.73 & r_7 &:= \frac{P_{K3} \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{HOM3}^2} = 1.89 \\
W1 \quad r_{01} &:= 0.428 \quad \frac{OM}{KM} \quad x_{01} := 0.432 \quad \frac{OM}{KM} & l_1 &:= 9 \quad \text{км} \\
x_8 &:= x_{01} \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_61^2} = 0.317 & r_8 &:= r_{01} \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_61^2} = 0.314 \\
W2 \quad r_{02} &:= 0.37 \quad \frac{OM}{KM} \quad x_{02} := 0.09 \quad \frac{OM}{KM} & l_2 &:= 0.15 \quad \text{км} \\
x_9 &:= x_{02} \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_62^2} = 0.012 & r_9 &:= r_{02} \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_62^2} = 0.05 \\
W3 \quad r_{03} &:= 0.52 \quad \frac{OM}{KM} \quad x_{03} := 0.095 \quad \frac{OM}{KM} & l_3 &:= 0.39 \quad \text{км} \\
x_{10} &:= x_{03} \cdot l_3 \cdot \frac{S_6}{U_62^2} = 0.034 & r_{10} &:= r_{03} \cdot l_3 \cdot \frac{S_6}{U_62^2} = 0.184
\end{aligned}$$

Розрахунок

Точка К-1

$$\begin{aligned}
x_{11} &:= x_1 + x_4 + x_5 + x_8 & r_{11} &:= r_1 + r_4 + r_5 + r_8 \\
x_{12} &:= x_2 + x_7 + x_9 & r_{12} &:= r_2 + r_7 + r_9 \\
x_{13} &:= x_3 + x_{10} & r_{13} &:= r_3 + r_{10} \\
x_{14} &:= \frac{x_{13} \cdot x_{12}}{x_{13} + x_{12}} & r_{14} &:= \frac{r_{13} \cdot r_{12}}{r_{13} + r_{12}} \\
E_4 &:= \frac{E_2 \cdot x_{13} + E_3 \cdot x_{12}}{x_{12} + x_{13}} & r_{15} &:= r_{14} + r_6 \\
x_{15} &:= x_{14} + x_6 & R_{\Sigma K1} &:= \frac{r_{11} \cdot r_{15}}{r_{11} + r_{15}} \\
X_{\Sigma K1} &:= \frac{x_{11} \cdot x_{15}}{x_{11} + x_{15}} & R_{\Sigma K1} &= 0.268 \\
X_{\Sigma K1} &= 1.162 \\
E_{\Sigma K1} &:= \frac{E_1 \cdot x_{15} + E_4 \cdot x_{11}}{x_{11} + x_{15}} \\
E_{\Sigma K1} &= 1.008
\end{aligned}$$

Точка К-2

$$x_{16} := x_{11} + x_6$$

$$r_{16} := r_{11} + r_6$$

$$X_{\Sigma K2} := \frac{x_{14} \cdot x_{16}}{x_{14} + x_{16}}$$

$$R_{\Sigma K2} := \frac{r_{14} \cdot r_{16}}{r_{14} + r_{16}}$$

$$X_{\Sigma K2} = 1.941$$

$$R_{\Sigma K2} = 0.325$$

$$E_{\Sigma K2} := \frac{E_4 \cdot x_{16} + E_1 \cdot x_{14}}{x_{14} + x_{16}}$$

$$E_{\Sigma K2} = 1.015$$

Точка К-3

$$x_{17} := \frac{x_{13} \cdot x_{16}}{x_{13} + x_{16}}$$

$$r_{17} := \frac{r_{13} \cdot r_{16}}{r_{13} + r_{16}}$$

$$E_5 := \frac{E_1 \cdot x_{13} + E_3 \cdot x_{16}}{x_{13} + x_{16}}$$

$$x_{18} := x_{17} + x_9$$

$$r_{18} := r_{17} + r_9$$

$$x_{19} := x_2 + x_7$$

$$r_{19} := r_2 + r_7$$

$$X_{\Sigma K3} := \frac{x_{19} \cdot x_{18}}{x_{19} + x_{18}}$$

$$R_{\Sigma K3} := \frac{r_{19} \cdot r_{18}}{r_{19} + r_{18}}$$

$$X_{\Sigma K3} = 1.952$$

$$R_{\Sigma K3} = 0.374$$

$$E_{\Sigma K3} := \frac{E_5 \cdot x_{19} + E_2 \cdot x_{18}}{x_{19} + x_{18}}$$

$$E_{\Sigma K3} = 1.015$$

Точка К-4

$$x_{20} := x_{18} + x_7$$

$$r_{20} := r_{18} + r_7$$

$$X_{\Sigma K4} := \frac{x_{20} \cdot x_2}{x_{20} + x_2}$$

$$R_{\Sigma K4} := \frac{r_{20} \cdot r_2}{r_{20} + r_2}$$

$$X_{\Sigma K4} = 9.002$$

$$R_{\Sigma K4} = 2.059$$

$$E_{\Sigma K4} := \frac{E_5 \cdot x_2 + E_2 \cdot x_{20}}{x_2 + x_{20}}$$

$$E_{\Sigma K4} = 0.993$$

Точка К-5

$$x_{21} := \frac{x_{16} \cdot x_{12}}{x_{16} + x_{12}} \qquad r_{21} := \frac{r_{16} \cdot r_{12}}{r_{16} + r_{12}}$$

$$E_6 := \frac{E_1 \cdot x_{12} + E_2 \cdot x_{16}}{x_{12} + x_{16}}$$

$$x_{22} := x_{10} + x_{21} \qquad r_{22} := r_{10} + r_{21}$$

$$X_{\Sigma K5} := \frac{x_{22} \cdot x_3}{x_{22} + x_3} \qquad R_{\Sigma K5} := \frac{r_{22} \cdot r_3}{r_{22} + r_3}$$

$$X_{\Sigma K5} = 1.961 \qquad R_{\Sigma K5} = 0.384$$

$$E_{\Sigma K5} := \frac{E_3 \cdot x_{22} + E_6 \cdot x_3}{x_{22} + x_3}$$

$$E_{\Sigma K5} = 1.015$$

Розрахуємо струми КЗ

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z}_{\Sigma 1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K1}, X_{\Sigma K1}) = 1.162$$

$$I_{K31} := \frac{E_{\Sigma K1} \cdot I_{\delta 1}}{Z_{\Sigma 1}} = 1.431 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z}_{\Sigma 2} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K2}, X_{\Sigma K2}) = 1.941$$

$$I_{K32} := \frac{E_{\Sigma K2} \cdot I_{\delta 2}}{Z_{\Sigma 2}} = 2.876 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z}_{\Sigma 3} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K3}, X_{\Sigma K3}) = 1.952$$

$$I_{K33} := \frac{E_{\Sigma K3} \cdot I_{\delta 2}}{Z_{\Sigma 3}} = 2.859 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 4} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K4}, X_{\Sigma K4}) = 9.002$$

$$I_{K34} := \frac{E_{\Sigma K4} \cdot I_{\delta 3}}{Z_{\Sigma 4}} = 15.916 \text{ кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 5} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K5}, X_{\Sigma K5}) = 1.961$$

$$I_{K35} := \frac{E_{\Sigma K4} \cdot I_{\delta 2}}{Z_{\Sigma 5}} = 2.784 \text{ кА}$$

Визначення ударного струму КЗ

Визначимо постійну часу згасання аперіодичної складової постійного струму

$$T_{a1} := \frac{X_{\Sigma K1}}{(\pi \cdot R_{\Sigma K1})} = 1.38 \qquad T_{a4} := \frac{X_{\Sigma K4}}{(\pi \cdot R_{\Sigma K4})} = 1.392$$

$$T_{a2} := \frac{X_{\Sigma K2}}{(\pi \cdot R_{\Sigma K2})} = 1.9 \qquad T_{a5} := \frac{X_{\Sigma K5}}{(\pi \cdot R_{\Sigma K5})} = 1.623$$

$$T_{a3} := \frac{X_{\Sigma K3}}{(\pi \cdot R_{\Sigma K3})} = 1.662$$

Ударний коефіцієнт

$$K_{уд1} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}} = 1.993 \qquad K_{уд5} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a5}}} = 1.994$$

$$K_{уд2} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} = 1.995 \qquad K_{уд3} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a3}}} = 1.994$$

$$K_{уд4} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a4}}} = 1.993$$

Визначимо ударні струми КЗ

$$i_{уд1} := I_{K31} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} = 4.032 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} := I_{K32} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд2} = 8.114 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} := I_{K33} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд3} = 8.063 \text{ кА}$$

$$i_{уд4} := I_{K34} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд4} = 44.856 \text{ кА}$$

$$i_{уд5} := I_{K35} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд5} = 7.849 \text{ кА}$$

