

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ**

на тему:

**Розробка системи електропостачання споживачів
підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ
Development of a power supply system for consumers of
Zavallia substation 150/35/10 kV**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-22мб,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Дмитро МАЛИХІН
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи
старший викладач
_____Тетяна ВЕЛИЧКО
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Малихіна Дмитра Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання споживачів підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ

Development of a power supply system for consumers of Zavallia substation 150/35/10 kV

2. Керівник роботи Величко Тетяна Володимирівна, старший викладач

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 02.06.2025 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи розрахунок електричних навантажень; побудова графіків та картограми електричних навантажень; вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; розрахунок режимів реактивної потужності; вибір трансформаторів; розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж; вибір оптимальної схеми електропостачання району від підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ та технічні рішення її модернізації

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>доцент Н.Ю. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>03.03-16.03</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>17.03-29.03</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>30.03-08.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>09.04-18.07</i>	
5	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>19.04-25.04</i>	
6	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>26.04-01.05</i>	
7	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>01.05-08.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>09.05-13.05</i>	
9	<i>Структурний підхід до вибору схеми електропостачання підстанції «завалля» 150/35/10 кВ та технічні рішення її модернізації</i>	<i>14.05-23.05</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>24.05-28.05</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>29.05-02.06</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Тетяна ВЕЛИЧКО

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Дмитро МАЛИХІН

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 88 с.; 13 рис.; 19 табл.; 9 джерел

Малихін Д.С. Розробка системи електропостачання споживачів підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Робота представляє комплексний підхід до розробки системи електропостачання споживачів підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ та Заваллівського кар'єру, що відповідає сучасним вимогам проектування електричних мереж. Поставлена мета та методологія дослідження демонструють глибоке розуміння завдань енергетичного планування.

Розгляд системи електропостачання як єдиного комплексу "підстанція Завалля - споживачі району - Заваллівський кар'єр" дозволяє оптимізувати технічні рішення та забезпечити синергетичний ефект від взаємодії всіх елементів системи.

Модернізація підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ — стратегічно важливий інфраструктурний проєкт. З огляду на підключення потужного промислового споживача — Заваллівського кар'єру, підстанція повинна забезпечити надійне, безперебійне, технологічно стійке електропостачання.

Ключові слова: електричні навантаження, трансформаторна підстанція, повітряна лінія, компенсуючі пристрої, коротке замикання, високовольтна мережа, схеми заміщення, модернізація підстанції.

ABSTRACT

Qualification work: 88 p.; 13 Fig.; 19 tables; 9 sources

Malykhin D. Development of a power supply system for consumers of Zavallia substation 150/35/10 kV. – Manuscript.

Qualification work thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The work presents a comprehensive approach to the development of a power supply system for consumers of the Zavallya 150/35/10 kV substation and the Zavally quarry, which meets modern requirements for the design of electrical networks. The goal and methodology of the study demonstrate a deep understanding of the tasks of energy planning.

Considering the power supply system as a single complex "Zavallya substation - consumers of the district - Zavally quarry" allows you to optimize technical solutions and ensure a synergistic effect from the interaction of all elements of the system.

Modernization of the Zavallya 150/35/10 kV substation is a strategically important infrastructure project. Given the connection of a powerful industrial consumer - the Zavally quarry, the substation must provide reliable, uninterrupted, technologically sustainable power supply.

Key words: electrical loads, transformer substation, overhead line, compensating devices, short circuit, high-voltage network, equivalent circuits, substation modernization.

З М І С Т

	Перелік скорочень	7
1.	Вступ. Короткі відомості про споживачів підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ	8
2.	Електричне навантаження Заваллівського кар'єру та підстанції "Завалля"	10
2.1.	Розрахунок силового електричного навантаження Заваллівського кар'єру до 1000 В	10
2.2.	Розрахунок освітлювального навантаження Заваллівського кар'єру	10
2.3.	Розрахунок електричних навантажень вище 1000 В Заваллівського кар'єру та по підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ	11
2.4.	Графіки електричних навантажень Заваллівського кар'єру	18
3.	Побудова картограми електричних навантажень для Заваллівського кар'єру та вибір місця розташування головної знижувальної підстанції	22
4.	Вибір напруги Заваллівського кар'єру та схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання	24
5.	Компенсація реактивної потужності на Заваллівському кар'єрі	29
5.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та підбір пристроїв компенсації	29
5.2.	Вибір кількості, потужності та розташування КП	30
6.	Вибір потужності та кількості трансформаторів Заваллівського кар'єру	33
7.	Розрахунок струмів коротких замикань Заваллівського кар'єру та вибір обладнання	36
7.1.	Розрахунок струмів КЗ	36
7.2.	Вибір високовольтного обладнання	40
8.	Структурний підхід до вибору схеми електропостачання підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ та технічні рішення її модернізації	43
8.1.	Вибір номінальної напруги мережі та варіантів електропостачання споживачів підстанції «Завалля»	44
8.2.	Споживання та покриття потреб в активній і реактивній потужностях в мережі, що проектується	47

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА			
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Д. Малихін			Розробка системи електропостачання споживачів підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ Development of a power supply system for consumers of Zavallia substation 150/35/10 kV	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Т. Величко					5	88
Н.контр.		Т. Величко				ЦНТУ, гр.ЕЕ-22мб		
Затв.		П. Плешков						

8.3.	Вибір потужності трансформаторів на підстанціях	48
8.4.	Вибір перерізу проводу ПЛ 35 кВ	49
8.5.	Розрахунок режимів схем мережі та їх аналіз	51
8.6.	Техніко-економічне порівняння схем електропостачання	56
8.7.	Технічні рішення при модернізації підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ	57
9.	Висновки	64
10.	Перелік посилань	66
	Додатки	67
	Додаток А	68
	Додаток Б	72
	Додаток В	76
	Додаток Г	77
	Додаток Д	81
	Додаток Е	82
	Додаток Ж	87

						Арх.
						6
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік скорочень

- БК – батарея конденсаторів
КЗ - коротке замикання
КЛ – кабельна лінія
КП – компенсуючі пристрої
ПЛ - повітряна лінія
ПС - підстанція
(Ц)РП – (центральний) розподільчий пункт
ТП - трансформаторна підстанція
КТП – комплектна трансформаторна підстанція
ТС – трансформатор струму
ТН – трансформатор напруги
ТВП – трансформатор власних потреб
ВРП – відкритий розподільчий пристрій
РПН – регулювання під напругою

						Арх.
						7
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1. ВСТУП. КОРОТКІ ВІДОМОСТІ ПРО СПОЖИВАЧІВ ПІДСТАНЦІЇ «ЗАВАЛЛЯ» 150/35/10 КВ

Сучасні тенденції науково-технічного прогресу вимагають кардинальних змін у підході до електропостачання агропромислового комплексу. Основні напрямки вдосконалення, які варто виділити:

1. Впровадження економічних та надійних систем електропостачання з використанням сучасних технологій.
2. Розробка інтелектуальних систем освітлення та автоматизованого управління.
3. Інтеграція мікропроцесорної техніки для підвищення ефективності.
4. Перехід на елегазове та вакуумне електрообладнання.
5. Впровадження нових комплектних перетворювальних пристроїв.

Накопичений інженерно-технічними працівниками досвід є надзвичайно цінним, проте стрімкий розвиток енергетики постійно створює нові виклики. Серед актуальних питань, які потребують вирішення при проектуванні сучасних мережевих об'єктів агропромислового комплексу, можна назвати:

- інтеграція відновлюваних джерел енергії в систему електропостачання;
- забезпечення енергоефективності та енергозбереження;
- впровадження смарт-технологій для моніторингу та управління енергоспоживанням;
- підвищення надійності електропостачання в умовах нестабільної роботи енергосистеми;
- зниження негативного впливу на довкілля.

У роботі ставиться завдання розробити систему електропостачання споживачів підстанції «Завалля» Гайворонського району Кіровоградської області, що містить п'ять підстанцій 35/10 кВ та одну підстанцію 150/35/10 кВ.

Підстанція "Завалля" з напругою 150/35/10 кВ є трансформаторною підстанцією, яка забезпечує перетворення електроенергії з високої напруги (150 кВ) на середню (35 кВ) та низьку (10 кВ) для розподілу енергії споживачам

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		8

району. Район має розвинуту структуру промислових та сільськогосподарських підприємств.

Підстанція "Завалля" (150/35/10 кВ) має важливе значення для забезпечення електроенергією різнотипних споживачів:

- Заваллівський кар'єр є одним з найбільших споживачів електроенергії через потужне гірничодобувне обладнання, може жититися від лінії 35 кВ;
- елеватор та заготзерно вимагають стабільного електропостачання, особливо в періоди збору врожаю;
- молокозавод потребує безперебійного електропостачання для технологічних процесів та охолодження продукції;
- насосна станція зрошування є сезонним споживачем з високим піковим навантаженням.

Особливості електропостачання Заваллівського кар'єру: як великий промисловий споживач кар'єр живиться від лінії 35 кВ підстанції "Завалля", може мати власну понижувальну підстанцію 35/10 кВ на території підприємства, категорія надійності електропостачання - друга категорія, яка передбачає живлення від двох незалежних джерел.

Структура електроспоживання кар'єру: основне навантаження створюють потужні електродвигуни екскаваторів, конвеєрів, дробарок; системи водовідведення (насоси для відкачування ґрунтових вод); системи вентиляції та освітлення; адміністративно-побутові об'єкти.

						Арх.
						9
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2. ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ ЗАВАЛЛІВСЬКОГО КАР'ЄРУ ТА ПІДСТАНЦІ "ЗАВАЛЛЯ"

2.1. Розрахунок силового електричного навантаження Заваллівського кар'єру до 1000 В

Розрахунок електричних навантажень для гірничодобувного підприємства такого як Заваллівський кар'єр - складний процес, що вимагає врахування багатьох факторів. Відповідно до [2,5] визначаємо силові електричні навантаження споживачів Заваллівського кар'єру до 1000 В.

Цех обробки каміння.

$$n_{\text{ел}}=63; P_{\text{н.мах}}=63 \text{ кВт}; P_{\text{н.мін}}=2 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сум}}=1414 \text{ кВт}; K_{\text{и}}=0,6; \cos\varphi=0,75; \text{tg}\varphi=0,87$$

$$P_{\text{см}}=0,6*1414=778,9 \text{ кВт} \quad Q_{\text{см}}=778,9*0,87=682,38 \text{ квар}$$

$$n_{\text{сф}}=2*1414/63=45, \text{ відповідно } K_{\text{м}}=1,12$$

$$P_{\text{р}}=778,9*1,12=870,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}}=Q_{\text{см}}=682,38 \text{ квар}$$

В таблиці 2.1 наведені розрахунки силового навантаження Заваллівського кар'єру з застосуванням математичного пакету Microsoft Excel.

Сукупне активне навантаження Заваллівського кар'єру становить 3126,3 кВт, реактивне – 2466,6 квар.

2.2. Розрахунок освітлювального навантаження Заваллівського кар'єру

Розрахунок освітлювальних навантажень у виробничих приміщеннях виконується за питомою потужністю освітлення. Цей метод дозволяє швидко оцінити загальну потужність, необхідну для освітлення приміщення, з урахуванням його площі [2, 4].

						Арх.
						10
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для прикладу приведені розрахунки освітлення цеху обробки каміння, а в таблиці 2.2 в цілому по кар'єру.

$$F=4188 \text{ м}^2, P_0=8 \text{ Вт/м}^2, K_c=0,8$$

$$P_{\text{вст}}=8 \cdot 4188 \cdot 10^{-3}=33,5 \text{ кВт}$$

$$P_{p.o}=1,12 \cdot 33,5 \cdot 0,8=30,02 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o}=30,02 \cdot 1,73=51,93 \text{ квар}$$

2.3. Розрахунок електричних навантажень вище 1000 В Заваллівського кар'єру та по підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ

Визначення електричних навантажень у силових мережах вище 1000 В є важливою частиною проектування систем електропостачання підприємств, підстанцій і магістральних мереж. Нижче наведений приклад розрахунку вище 1000 В для КТПЗ-КТП-5 кар'єру.

$$P_p=2113,03 \text{ кВт}; Q_p=1559,52 \text{ квар}$$

$$P_{p.o}=83,87 \text{ кВт}; Q_{p.o}=145,09 \text{ квар}$$

$$P_{\Sigma}=2113,03+83,87=2196,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma}=1559,52+145,09=1704,61 \text{ квар}$$

Щоб визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів при повній компенсації реактивної потужності (РП), потрібно розуміти, що в цьому випадку передача реактивної потужності відсутня, а трансформатори працюють здебільшого лише з активною потужністю. Для КТПЗ-КТП5 вибираємо для встановлення 5хТМЗ630/10, їх коефіцієнт завантаження:

$$K_z=2780,66 / (5 \cdot 630)=0,7$$

Далі приведені технічні дані ТМЗ630/10 та втрати потужності.

$$U_k=5,5\%, \Delta P_k=7,6 \text{ кВт}, \Delta P_x=1,31 \text{ кВт}, I_x=1,7\%$$

$$\Delta P = 5(1,31 + 7,6 \cdot 0,7^2) = 25,03 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 5 \left(\frac{1,7}{100} 630 + \frac{5,5}{100} 630 \cdot 0,7^2 \right) = 137,82 \text{ квар}$$

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

Загальне навантаження для КТП3-КТП5 вище 1000 В

$$P_p = 2196,9 + 25,03 = 2221,93 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 1704,61 + 137,82 = 1842,43 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{2221,93^2 + 1842,43^2} = 2886,44 \text{ кВА}$$

Всього по Заваллівському кар'єру з врахуванням високовольтного навантаження (АД 4x250 кВт) та попередньої компенсації ($\text{tg}\varphi_c = 0,15$) розрахункове навантаження складає $P_p = 4,14$ МВт, $Q_p = 0,62$ Мвар.

В таблиці 2.3 наведені силові навантаження вище 1000 В мережі Заваллівського кар'єру та підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ.

									Арх.
									12
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 2.1. Розрахунок силових електричних навантажень Заваллівського кар'єру в мережі до 1000 В

№	Назва вузлів навантаження	Кіл-сть	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cosφ	tgφ	Середнє навантаження, кВт, квар		Км	Розрахункова потужність, кВт, квар, кВА			
			Одного	Сумарна					Рср	Qср		Pp	Qp	Sp	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Адміністрація	20	0,1	-	2	0,7	0,8	0,75	26,60	19,95	20	1,13	30,05	19,95	36,07
2	Майстерня														
	Зварювальні апарати	2	15,0	-	15	0,3	0,35	2,676	9,00	24,09					
	Зварювальні машини	3	10,0	-	80	0,35	0,6	1,333	59,50	79,33					
	Машини дугового зварювання	2	10,0	-	10	0,35	0,5	1,732	7,00	12,12					
	Преси	3	10,0	-	20	0,5	0,7	1,02	25,00	25,51					
	Вентилятор	4	20,0	-	20	0,7	0,8	0,75	56,00	42,00					
	Разом	14	10,0	-	80	0,41	0,65	1,17	156,50	183,05	9	1,49	233,90	201,36	308,63
3	Робоча зона														
	Дробарки конусні середньої фракції	2	160	-	160	0,7	0,75	0,882	224,00	197,55					
	Дробарки конусні дрібної фракції	2	100	-	100	0,7	0,85	0,62	140,00	86,76					
	Конвейер	2	1,0	-	20	0,6	0,63	1,233	24,00	29,58					
	Транспортери стрічкові:														
	до 170 кВт	2	100	-	100	0,60	0,79	0,776	120,00	93,13					
	понад 170 кВт	2	192	-	192	0,60	0,79	0,776	230,40	178,81					
	Екскаватори одноковшові	4	50,0	-	50	0,65	0,5	1,732	130,00	225,17					
	Вентилятори до дробарок	6	50,0	-	150	0,60	0,79	0,776	360,00	279,39					
	Скрепери	4	10,0	-	30	0,60	0,79	0,776	48,00	37,25					
	Компресори	2	160	-	160	0,70	0,8	0,75	224,00	168,00					
	Піскові насоси	3	10,0	-	50	0,80	0,8	0,75	96,00	72,00					
	Вентилятори сантехнічні	4	10,0	-	30	0,65	0,75	0,882	52,00	45,86					
	Вентилятори виробничі	3	30,0	-	200	0,70	0,78	0,802	182,00	146,02					
	Разом	36	1,0	-	200	0,60	0,761	0,852	1830,4	1559,52	28	1,15	2113,0	1559,52	2626,2
4	Цех обробки каміння														
	Електросвердла колонкові	12	15	-	22	0,4	0,7	1,02	66,20	66,52					
	Станки УОБ	8	11	-	40	0,45	0,65	1,169	106,20	124,16					
	Станки обертового бурення	8	11	-	26	0,45	0,7	1,02	66,60	67,95					
	Дробарки мілкового подріблення	4	100	-	100	0,65	0,8	0,75	260,00	195,00					

продовження таблиці 2.1.

1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Живителі лоткові	11	5	- 12	101		0,5	0,72	0,964	50,50	48,67					
	Грохоти	3	10	- 10	30		0,5	0,75	0,882	15,00	13,23					
	Вентилятори част. провітрення	6	15	- 63	256		0,7	0,8	0,75	179,20	134,4					
	Насоси	8	2	- 16	44		0,7	0,8	0,75	30,8	23,10					
	Кран -балки	3	2	- 18	36		0,15	0,5	1,732	5,4	9,35					
	Разом	63	2,0	- 63	1414		0,60	0,752	0,876	778,90	682,381	45	1,12	870,8	682,38	1106,3
5	Матеріальний склад	4	0,5	- 10	25		0,5	0,5	1,732	12,50	21,65	4	1,68	21,0	23,82	31,75
	Всього кар'єру	137	0,1	- 200	4631		0,606	0,751	0,879	2804,9	2466,55	46	1,11	3126,3	2466,6	3982,1

Таблиця 2.2. Розрахунок освітлення Заваллівського кар'єру

№	Найменування	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	Pв, кВт	K ₁	Kс	tgφ	Pр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
1	Адміністрація	3240	10	32,40	1,12	0,8	0,48	29,03	13,93	32,20
2	Майстерня	3600	10	36,00	1,12	0,85	0,48	34,27	16,45	38,02
3	Робоча зона	11700	8	93,60	1,12	0,8	1,73	83,87	145,09	167,58
4	Цех обробки	4188	8	33,50	1,12	0,8	1,73	30,02	51,93	59,99
5	Матеріальний склад	1521	8	12,17	1,12	0,8	0,48	10,90	5,23	12,09
6	Територія підприємства	337500	0,1	33,75	1,2	1	1,73	40,50	70,07	80,93
	Всього по кар'єру							228,59	302,70	379,32

Таблиця 2.3. Розрахунок електричних навантажень ПС «Завалля» 150/35/10 кВ

Назва групи споживачів	Кіль- ть ЕС	Родного, кВт		Р _{сум} , кВт	m	К _и	cosφ	tgφ	Середне навантаження		Л _{еф}	К _м	Розрахункове навантаження		
		min	max						Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			Р _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС "Завалля" 150/35/10 кВ шини 10 кВ															
Елеватор															
Всього на шинах 10 кВ елеватора													2531,32	1909,91	3171,01
Лінія Л-1													1448,6	869,2	1689,3
Лінія Л-2													1680,4	1008,2	1959,7
Всього на шинах 10 кВ ПС "Завалля"													5660,31	3787,30	6810,49
ПС "Завалля"															
Заваллівський кар'єр															
ТП№1-2															
Адміністрація															
сілова	20	0,1	2	38		0,7	0,8	0,75	26,6	19,95	20	1,13	30,05	19,95	36,07
освітлювальна													29,03	13,93	
Всього													59,08	33,88	68,11
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Майстерня															
сілова	14	10	80	350		0,41	0,65	1,17	156,5	183,05	9	1,495	233,90	201,36	308,63
освітлювальна													34,27	16,45	
Всього													268,17	217,81	345,48
Матеріальний склад															
сілова	4	0,5	10	25		0,5	0,5	1,73	12,5	21,65	4	1,68	21,00	23,82	31,75
освітлювальна													10,90	5,23	
Всього													31,90	29,05	43,15
Цех обробки каміння															
сілова	63	2	63	1414		0,6	0,75	0,88	778,9	682,38	45	1,118	870,84	682,38	1106,35
освітлювальна													70,52	122,00	
Всього													941,36	804,38	1238,22
Всього по ТП№1-2															
сілова	101	0,1	80	1827		0,53	0,73	0,93	974,5	0	46	1,14	1112,13	907,03	1435,11
освітлювальна									0	907,03			144,72	157,62	

продовження таблиці 2.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього на шинях 0,4 кВ ТП1-2												1256,86	1064,65	1647,17
Втрати в трансформаторах												14,01	78,10	
Кількість трансформаторів: 3														
Номінальна потужність, кВА: 630														
Коефіцієнт завантаження $K_3=$ 0,67														
Всього на шинях 10 кВ ТП1-2												1270,87	1142,75	1709,09
ТП№3-5														
Робоча зона														
	36	1	200	2804	0,6	0,76	0,85	1830,4	1559,52	28	1,154	2113,03	1559,52	2626,22
силова освітлювальна												83,87	145,09	
Всього												2196,90	1704,61	
Всього по ТП3-5														
	36	1	200	2804	0,6	0,76	0,85	1830,4	1559,52	28	1,154	2113,03	1559,52	2626,22
силова освітлювальна												83,87	145,09	
Всього на шинях 0,4 кВ ТП3-5												2196,90	1704,61	2780,66
Втрати в трансформаторах												25,03	137,82	
Кількість трансформаторів: 5														
Номінальна потужність, кВА: 630														
Коефіцієнт завантаження $K_3=$ 0,70														
Всього на шинях 10 кВ ТП3-5												2221,93	1842,43	2886,44
Всього кар'єру														
	137	0,1	200	4631	0,61	0,75	0,88	2804,90	2466,55	46	1,11	3126,28	2466,55	3982,15
силова освітлювальна												228,59	302,70	
Всього												3354,87	2769,26	4350,17
Втрати в трансформаторах												39,05	215,92	
Всього по Заваллівському кар'єру												3393,92	2985,18	4519,95
Високовольтне навантаження АД	4,0	250	250	1000,0	0,75	0,75	0,88	750,0	661,4			750,0	661,4	1000
Всього на шинях 10 кВ ПС "Завалля"												4143,92	3646,62	5519,95
БК 10 кВ													-3026,00	
Всього на шинях 10 кВ ПС "Завалля"										tgφ=	0,150	4143,92	620,62	4190,13

продовження таблиці 2.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<u>ПС "Сальково"</u>														
ЗАТ Рембуд														
Всього на шинах 10кВ ЗАТ Рембуд												1349,15	1451,47	1981,66
Лінія Л-3												1448,6	869,2	1689,3
Лінія Л-4												1623,0	973,8	1892,7
Всього на шинах 10 кВ ПС "Сальково"												4420,74	3294,43	5513,28
<u>ПС "Могильне"</u>														
Комбикормовий завод														
Всього на шинах 10кВ комбикормового заводу												2974,89	2369,50	3803,23
Лінія Л-5												311,8	233,8	389,7
Лінія Л-6												281,4	211,1	351,8
Лінія Л-7												326,4	244,8	408,0
Всього на шинах 10 кВ ПС "Могильне"												3613,07	2848,14	4600,67
<u>ПС "Бандурово"</u>														
Райзаготзерно														
Всього на шинах 10кВ ПС "Бандурово"												948,94	813,74	1250,06
Лінія Л-8												665,00	403,81	778,00
Лінія Л-9												562,90	422,18	703,63
Всього на шинах 10 кВ ПС "Бандурово"												2176,84	1639,72	2725,31
<u>ПС "Таужна"</u>														
Всього на шинах 10кВ ПС "Таужна"												1808,30	1649,63	2447,70
Всього на шинах 35 кВ ПС «Завалля» 150/35/10 кВ												16162,87	10052,53	19033,96
Всього на шинах 150 кВ ПС «Завалля» 150/35/10 кВ												21823,17	13839,83	25841,67

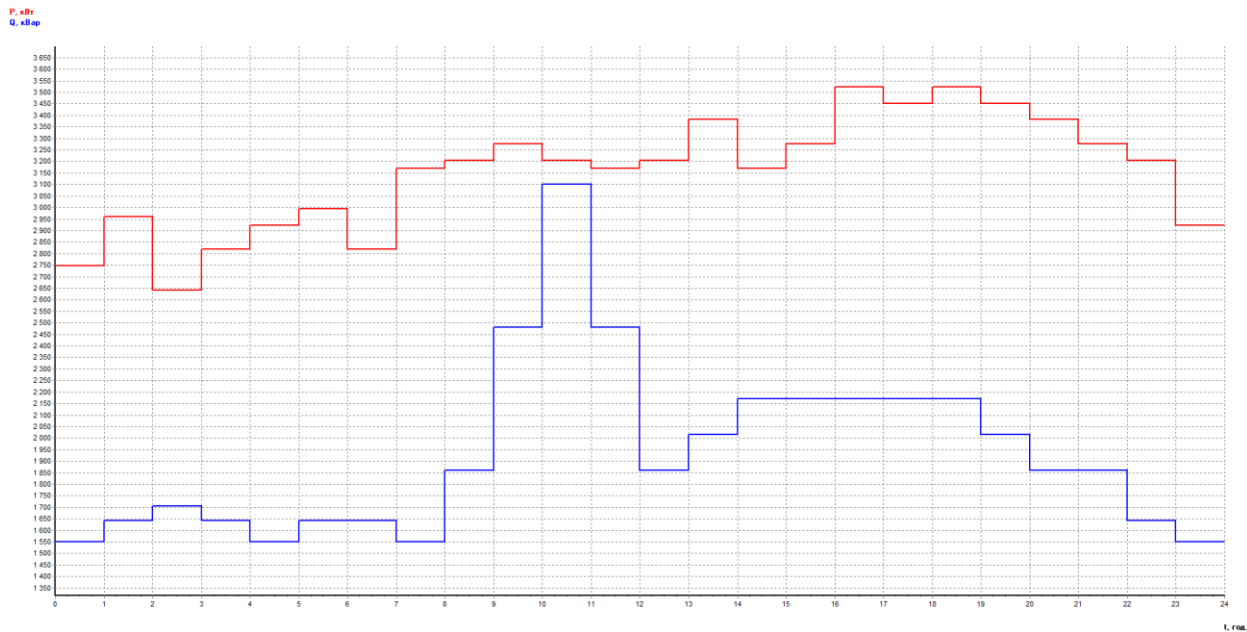
2.4. Графіки електричних навантажень Заваллівського кар'єру

Побудова добового та річного графіків навантаження на підприємстві – це ключовий етап енергетичного аналізу та планування. Графіки будуються за допомогою програми "Grafik.exe", що розроблена на кафедрі.

Розрахункові значення графіка електричних навантажень (рис.2.1-2.5) використовуються для проектування, аналізу та оптимізації енергоспоживання Заваллівського кар'єру (додаток А). Вони дозволяють визначити потужності електрообладнання, навантаження на трансформатори, кабелі та інші елементи системи електропостачання.

Розрахункові величини графіка електричних навантажень

S_p	=	5519,96	МВА
$W_{з.р.}$	=	13090791	кВт год.
$V_{з.р.}$	=	8041047	кВар год.
$W_{з.в.}$	=	1858350	кВт год.
$V_{з.в.}$	=	1018940	кВар год.
$W_{л.р.}$	=	7947870	кВт год.
$V_{л.р.}$	=	4882500	кВар год.
$W_{л.в.}$	=	1166496	кВт год.
$V_{л.в.}$	=	639840	кВар год.
W_p	=	24063507	кВт год.
V_p	=	14582327	кВар год.
T_{max}	=	5097,342	год.
τ	=	3518,183	год.



ис.2.1. Літні робочі дні добового графіку навантаження

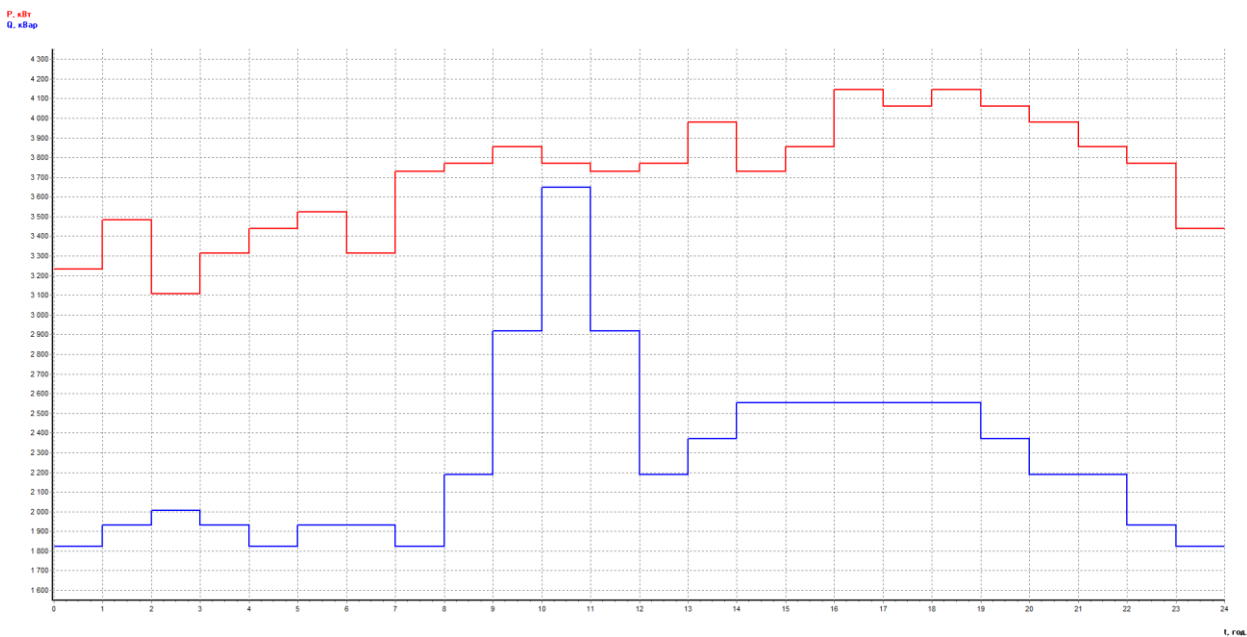


Рис.2.2. Зимові робочі дні добового графіку навантаження

P, кВт
Q, кВт*год

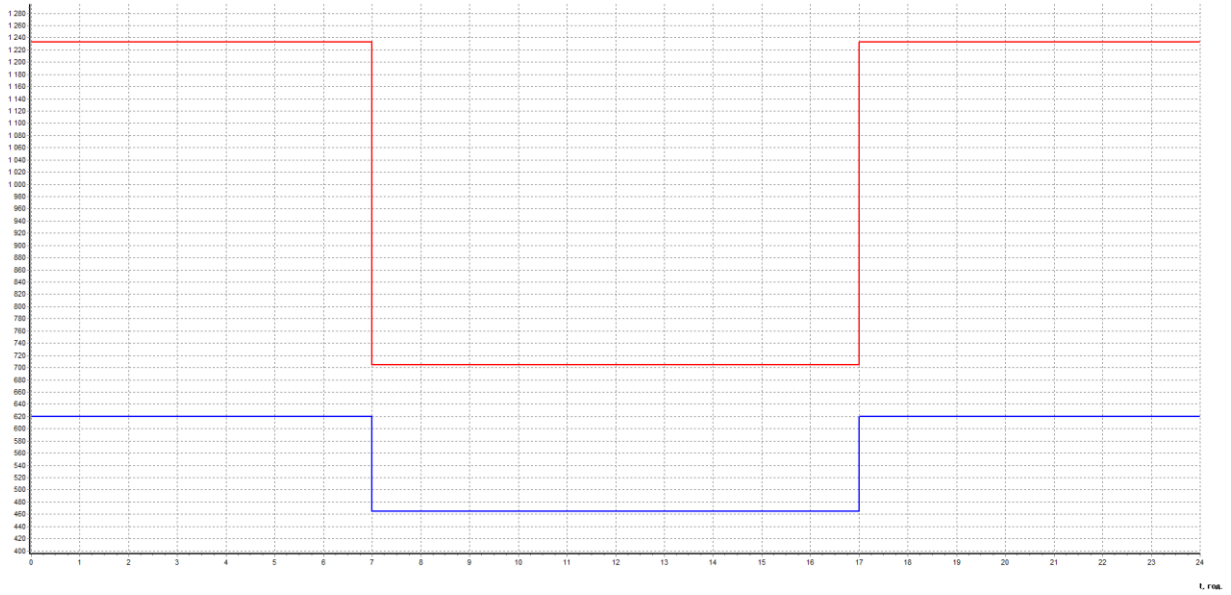


Рис.2.3. Літні вихідні дні добового графіку навантаження

P, кВт
Q, кВт*год

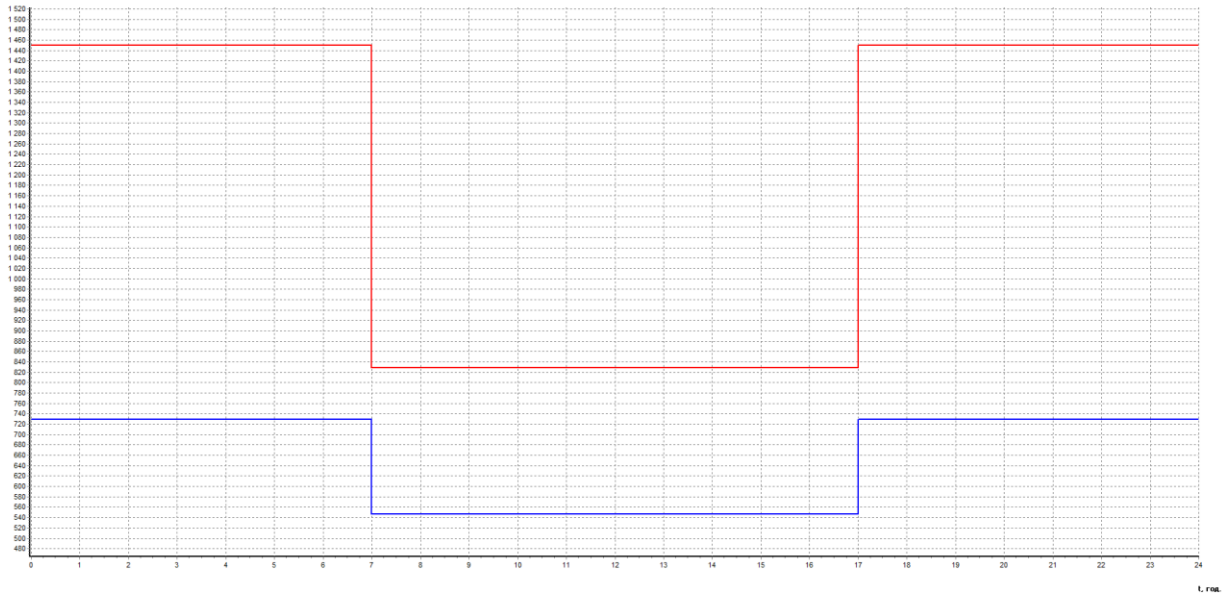


Рис.2.4. Зимові вихідні дні добового графіку навантаження

P, кВт
Q, кВт

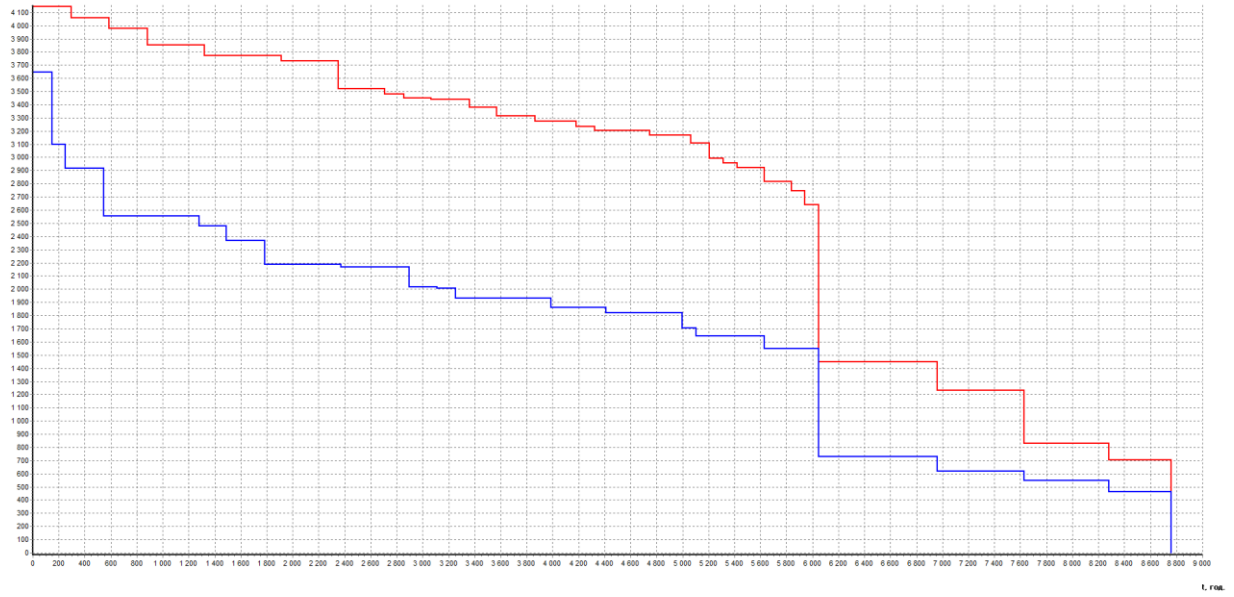


Рис.2.5. Річний графік

Таблиця 3.1. Розрахунок картограми та умовного центру електричних навантажень

№ по плану	Найменування підрозділу	$P^{0,4}_{\text{сгл}}$, кВт	$P_{\text{осв}}$, кВт	P_p , кВт	m	R, мм	a	x, м	y, м	$P \cdot x$, кВт·м	$P \cdot y$, кВт·м
1	Адміністрація	30,05	29,03	59,08	0,5	6,13	176,90	750,00	180,00	44308,35	10634,00
2	Майстерня	233,90	34,27	268,17	0,5	13,07	46,01	630,00	120,00	168946,36	32180,26
3	Робоча зона	2113,03	83,87	2196,90	0,5	37,40	13,74	150,00	210,00	329534,86	461348,81
4	Цех обробки	870,84	30,02	900,86	0,5	23,95	12,00	270,00	90,00	243232,43	81077,48
5	Матеріальний склад	21,00	10,90	31,90	0,5	4,51	123,03	660,00	210,00	21055,87	6699,60
	Всього по кар'єру	3268,82	188,09	3456,91						807077,88	591940,14
	Високовольтне навантаження										
	АД	750,00		750,00	0,5	21,85					

$X_0 = 233,47$ см

7,782

$Y_0 = 171,23$ см

5,708

Варіант №1. Електропостачання кар'єру відбувається дволанцюговою повітряною лінією 35 кВ. На території кар'єру планується спорудження підстанції 35/10 кВ. Віддаль від підстанції «Завалля» до кар'єру дорівнює 6,1 км.

Розрахунковий струм в лінії, А:

$$I_{\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4190,13}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 34,56$$

Розрахункове струмове навантаження лінії, А:

$$I_p = \alpha_l \alpha_T I_s = 1,05 \cdot 1 \cdot 34,56 = 36,29$$

Вибираємо провід марки АС 95/16, опори залізобетонні, допустимий струм 330 А. На 35 кВ провід по короні не перевіряємо [4].

Перевірка проводів за умовою перегріву в аварійному режимі:

$$I_{\text{ав}} = 2I_p = 2 \cdot 36,29 = 72,58 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$$

Провід АС 95/16 задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт навантаження лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}} = \frac{36,29}{330} = 0,11$$

Паспортні дані проводу АС 95/16:

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$$

$$\Delta P_{1\text{км}} = 134 \text{ кВт/км}$$

$$K = 306,675 \text{ тис.грн.}$$

Вибір трансформаторів ГЗП Заваллівського кар'єру (частка споживачів II категорії складає 80%).

Розрахункова потужність трансформатора, МВА:

$$S_{P.T.} = \frac{S_{\max} \cdot K_{1.2}}{1.4(n-1)} = \frac{4,19013 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,4$$

До встановлення приймаємо трансформатори 2хТМН 2500/35. Коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{4,19}{2 \cdot 2,5} = 0,84$$

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

Технічні дані трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ кВА} \quad \Delta P_{\text{х.х.}} = 5,1 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ} \quad \Delta P_{\text{к.з.}} = 23,5 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ} \quad U_{\text{к, \%}} = 6,5 \%$$

Розрахунок втрат електроенергії.

Втрати: потужності в лінії $\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{1км}} / \Sigma K_3^2 = 134 \cdot 12,2 \cdot 0,0121 = 19,78 \text{ кВт}$

електричної енергії в лінії $\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau = 19,78 \cdot 3518,18 = 69589,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$

Втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W = n(\Delta P_{\text{x}} t + \Delta P_{\text{k}} K_3^2 \tau) = 2(5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 0,7 \cdot 3518,18) = 205478,38 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} = 69589,6 + 205478,38 = 275067,98 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 275067,98 \cdot 8,65 \cdot 0,001 = 2379,34 \text{ тис.грн.}$$

Розраховуємо капітальні вкладення (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1. Капітальні вкладення по варіанту №1.

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	6,1	306,675	1870,718
	ВРП 35 кВ	шт.	1	320	320
	2 x ТМН-2500/35	шт.	2	2100	4200
<i>Всього</i>					6390,718

Розраховуємо поточні витрати (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2. Поточні витрати по варіанту №1.

№ вар	Назва елемента схеми	K _j , тис.грн.	P _{aj} , %	C _{aj} , тис.грн.	P _{эj} , %	C _{aj} , тис.грн.	C _j , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	1870,72	5	93,5359	5	93,5359	187,072
	ВРП 35 кВ	320	15	48	5	16	64
	2 x ТМН-2500/35	4200	15	630	5	210	840
<i>Всього</i>							1091,07

Зведені витрати по варіанту №1, тис.грн./рік:

$$Z_i = E_{\text{н}} K_i + C_i + C_{\text{втр},i} + Y_i = 0,12 \cdot 6390,7175 + 1091,07175 + 2379,34 + 37,28 = 4274,6$$

						Арх.
						26
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант №2. Електропостачання кар'єру здійснюється кабельними лініями 10 кВ, що прокладені у траншеї. На території заводу будується центральний розподільчий пункт (ЦРП) 10 кВ. Віддаль від підстанції «Завалля» до кар'єру так само 6,1 км.

Вибір перерізу кабельної лінії. Розрахунковий струм, А:

$$I_{\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4190}{\sqrt{3} \cdot 10} = 241,92$$

Площа перерізу КЛ визначається за економічною щільністю струму, при $T_M = 5097,34$ год $j_{\text{ек}} = 1,2$ А/мм², мм²

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_p}{j_{\text{ек}}} = \frac{241,92}{1,2} = 201,60$$

Приймаємо до встановлення два кабелю АСБУ (3х95)

Паспортні дані КЛ АСБ (3 х 95):

$$I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$$

$$\Delta P_{1\text{км}} = 50 \text{ кВт/км}$$

$$K = 152,1 \text{ тис.грн.}$$

Перевірка вибраної КЛ за умовою нагріву в нормальному режимі:

$$I_p = 120,96 \text{ А} \leq K_n I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 205 = 188,6 \text{ А}$$

Перевірка вибраної КЛ за умовою нагріву в аварійному режимі:

$$I_{p.\text{ав}} = 2I_p = 2 \cdot 120,96 = 241,92 \text{ А} \leq K_{\text{ан}} K_n' I_{\text{доп}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 205 = 256,25 \text{ А}$$

Кабельна лінія марки АСБУ (3х95) задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт завантаження КЛ в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}} = \frac{121}{205} = 0,59$$

Розрахунок втрат електроенергії. Втрати потужності в КЛ:

$$\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{1\text{км}} l_{\Sigma} K_3^2 = 50 \cdot 12,2 \cdot 0,3481 = 212,34 \text{ кВт}$$

Втрати електричної енергії в КЛ:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau = 212,34 \cdot 3518,18 = 747050,34 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

						Арх.
						27
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 747050,34 \cdot 10,23 \cdot 0,001 = 7642,32 \text{ тис.грн.}$$

По варіанту №2 розраховуємо капітальні вкладення (таблиця 4.3).

Таблиця 4.3. Капітальні вкладення по варіанту №2.

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	12,2	152,1	1855,62
	Траншея	км.	6,1	100,16	610,976
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	197	394
Всього					2860,596

По варіанту №2 розраховуємо поточні витрати (таблиця 4.4).

Таблиця 4.4. Поточні витрати по варіанту №2.

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	1855,62	5	92,781	5	92,781	185,562
	Траншея	610,976	5	30,5488	5	30,5488	61,0976
	Шафи КРП серії КУ-10	394	15	59,1	5	19,7	78,8
Всього							325,46

Зведені витрати по варіанту №2, тис.грн./рік:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр},i} + V_i = 0,12 \cdot 2860,596 + 325,4596 + 7642,32 + 25,52 = 8336,57112$$

Приводимо в таблиці 4.5 основні техніко-економічні показники двох варіантів, які порівнювалися.

Таблиця 4.5. Техніко-економічні показники варіантів.

№ пп	Назва	Одиниця виміру	Варіанти	
			I (35кВ)	II (10 кВ)
1	Капітальні вкладення	т.грн.	6390,7175	2860,596
2	Амортизаційні відрахування	т.грн.	1091,07175	325,4596
3	Вартість втрат електроенергії	т.грн.	2379,34	7642,32
4	Приведенні витрати	т.грн.	4237,297	8311,051

Для Заваллівського кар'єру доцільніше обрати живлення напругою 35 кВ. Це забезпечує: менші втрати потужності, економію на перерізах кабелів, стабільну напругу на споживачах. Внутрішня підстанція кар'єру повинна мати трансформатор 35/10 кВ, який розподілятиме живлення по 10 кВ.

						Арх.
						28
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ЗАВАЛЛІВСЬКОМУ КАР'ЄРІ

5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та підбір пристроїв компенсації

За балансом активної та реактивної потужності Заваллівського кар'єру визначаємо загальне низьковольтне електричне навантаження:

$$P_n = \sum P_{III} = 3354,87 \text{ кВт} \quad Q_n = \sum Q_{III} = 2769,26 \text{ кВАр}$$

Сумарні втрати в ТП:

$$\Delta P_m = \sum \Delta P_{III} = 39,05 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = \sum \Delta Q_{III} = 215,92 \text{ кВАр}$$

Сумарне високовольтне навантаження:

$$P_e = \sum P_{BH} = 750 \text{ кВт} \quad Q_e = \sum Q_{BH} = 661,4 \text{ кВАр}$$

Сумарне споживання потужностей активної та реактивної:

$$P_p = P_n + \Delta P_m + P_e = 3354,87 + 39,05 + 750 = 4143,92 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_m + Q_e = 2769,26 + 215,92 + 661,4 = 3646,58 \text{ кВАр}$$

Реактивна потужність, яка споживається від системи:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 4143,92 \cdot 0,15 = 621,59 \text{ кВАр}$$

Потужність пристроїв компенсації:

$$Q_{КП} = Q_p - Q_e = 3646,58 - 621,59 = 3024,99 \text{ кВАр}$$

Кількість трансформаторів в КТП безпосередньо впливає на вартість електропостачальної системи. Особливо важливо збалансувати вартість обладнання з потребою в резервуванні та надійності. Мінімальна кількість трансформаторів:

$$N_0 = \frac{P_n}{\beta \cdot S_{ном}} = \frac{3354,87}{0,7 \cdot 630} = 7,61 \approx 8 \text{ шт.}$$

В даному розділі розглядаються варіанти компенсації при кількості трансформаторів $N = N_0$, $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$.

						Арх.
						29
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант №1. $N = N_0 = 8$ шт.

Реактивна потужність, яка здатна бути переданою з мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{ном})^2 - (P_n + \Delta P_m)^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3393,92^2} = 963,37 \text{ кВар}$$

Потужність КП, що встановлюється в мережі до 1000 В Q_{KH} , визначаємо із умови балансу реактивної потужності на шинах ТП:

$$Q_{KH} = (Q_n + \Delta Q_m) - Q_1 = 2985,18 - 963,37 = 2021,81 \text{ кВар}$$

Потужність КП, що встановлюється в мережі 10 кВ Q_{KB} :

$$Q_{KB} = Q_{KП} - Q_{KH} = 3024,99 - 2021,81 = 1003,18 \text{ кВар}$$

Розрахунок інших варіантів $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$ виконуємо аналогічно та результати зводимо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1. Розрахунок потужності КП по варіантах

№ варіанту	Кіль-ть тр-рів та ТП	Q_1 , квар	Q_{KH} , квар	Q_{KB} , квар
1	8	963,37	2021,81	1003,18
2	9	2057,73	927,45	2097,54
3	10	2815,92	0	3024,99

5.2. Вибір кількості, потужності та розташування КП

Потужність конденсаторів визначається різницею реактивної потужності до і після компенсації, але обмежується здатністю трансформатора.

Для ТП 1-2 розраховуємо потужності БК на шинах 0,4 кВ.

$$P_{нн}=1270,87 \text{ кВт}; \quad Q_{нн}=1142,75 \text{ кВар}; \quad S_{ном}=630 \text{ кВА};$$

$$N_T=3 \quad K_3=0,7$$

$$Q_1 = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1270,87^2} = 367,72 \text{ кВар}$$

$$Q_{КП} = Q_{нн} - Q_1 = 1142,75 - 367,72 = 775,03 \text{ кВар}$$

До встановлення на ТП 1-2 приймаємо 5хКРМ-0,4-125 (СБК – 625 кВар). Аналогічно розраховуємо потужності БК на 0,4 кВ для інших ТП та приводимо результати в додатку Б. На кар'єрі на 10 кВ встановлюємо 2хУКЛ-10,5-450-У3 (900 кВар).

						Арх.
						30
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант 1. N = 8 шт.

Втрати активної потужності в компенсуючих пристроях:

$$\Delta P_{KH} = P_{ПИТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 2175 = 9,79 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{KB} = P_{ПИТ}^{KB} \cdot Q_{KB} = 0,003 \cdot 900 = 2,7 \text{ кВт}$$

При передачі через трансформатори реактивної потужності втрати активної:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{P_{HH}^2 + Q_1^2}{U_H^2} R_T \cdot 10^{-3} = \frac{3354,87^2 + 963,37^2}{10^2} \cdot 0,24 \cdot 0,001 = 29,24 \text{ кВт}$$

де

$$R_{екв} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{N \cdot S_{НОМ}^2} \cdot 10^3 = \frac{7,6 \cdot 10^2}{8 \cdot 630^2} \cdot 1000 = 0,24 \text{ Ом}$$

Сторона 0,4 кВ - вартість КП:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH i} \cdot K_{KH i} =$$

$$= 5 \cdot 42,45 + 1 \cdot 71,4 + 6 \cdot 79,14 = 758,49 \text{ тис.грн.}$$

Сторона 10 кВ - вартість КП:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB i} \cdot K_{KB i} = 2 \cdot 109,8 = 219,6 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = N_{КТП(2)} \cdot K_{КТП(2)} + N_{КТП(1)} \cdot K_{КТП(1)} = \\ = 3 \cdot 1914 + 2 \cdot 1012,5 = 7767 \text{ тис.грн.}$$

Розрахункові витрати на компенсацію:

$$Z = E_H (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + C_0 \tau (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ТП}) = \\ = 0,12 \cdot (758,49 + 219,6 + 7767) + 8,65 \cdot 3518,18 \cdot (9,79 + 2,7 + 29,24) \cdot 10^{-3} = \\ = 2319,35 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок інших варіантів компенсації реактивної потужності виконується аналогічно (таблиці 5.2).

						Арх.
						31
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.2. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності

№ вар.	$Q_{кн},$ кВАр	$\Delta P_{кн},$ кВт	$Q_{кв},$ кВАр	$\Delta P_{кв},$ кВт	$N_{тр},$ шт.	$R_{екв},$ Ом	$S_{пр},$ кВА	$\Delta P_{тп},$ кВт	$K_{кн},$ тис. грн.	$K_{кв},$ тис. грн.	$K_{ксп},$ тис. грн.	$Z,$ тис. грн.
1	2175	9,79	900	2,7	8	0,24	3490,45	29,24	758,49	219,6	7767	2319
2	1550	6,98	1800	5,4	9	0,21	3935,66	32,53	546,24	325,92	8668,5	2512
3	0	0	3600	10,8	10	0,19	4380,02	36,45	0	651,84	9570	2665

У додатку Б подаються результати обчислення навантаження Заваллівського кар'єру вище 1000 В з урахуванням типових БК.

Одержаний $\text{tg}\varphi_p = 0,14$ при обранні БК на 10 кВ і 0,4 кВ забезпечує баланс реактивної потужності в системі електропостачання кар'єру.

												Арх.
												32
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата								

РОЗДІЛ 6. ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗАВАЛЛІВСЬКОГО КАР'ЄРУ

Вибір кількості та потужності трансформаторів головної знижувальної підстанції (ГЗП) — це стратегічне завдання проектування системи електропостачання підприємства. Він базується на аналізі навантаження, категорії надійності, резервування та економічної ефективності.

Максимальне навантаження Заваллівського кар'єру $S_{MAX}=4185,41$ кВА (споживачі II категорії – 80%), обираємо трансформатор:

$$S_{TP-P} = \frac{S_{MAX} \cdot K_{I,II}}{1,4} = \frac{4185,41 \cdot 0,8}{1,4} = 2391,6 \text{ кВА}$$

Для встановлення приймаємо два ТМН 2500/35, з технічними характеристиками:

$$S_{H.T.}=2500 \text{ кВА}$$

$$U_{BH}=35 \text{ кВ} \quad U_{HH}=11 \text{ кВ} \quad \Delta P_K=23,5 \text{ кВт} \quad U_K=6,5\%$$

$$\Delta P_{XX}=5,1 \text{ кВт} \quad I_{XX}=1,1\%$$

При нормальному режимі коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{MAX}}{n \cdot S_{H.T.}} = \frac{4185,41}{2 \cdot 2500} = 0,83$$

В аварійному режимі:

$$K_{3-AB} = \frac{S_{MAX}}{S_{H.T.}} = \frac{4185,41}{2500} = 1,67, \text{ як слід потрібно споживачів III категорії}$$

вимикати.

Резервування: обґрунтування вибору

Для II категорії:

- 2 трансформатори – це типовий варіант, де один трансформатор може забезпечити часткове або тимчасове живлення, або є можливість оперативного перемикання.

						Арх.
						33
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір кількості й потужності трансформаторів, а також розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП) є критично важливим етапом проектування внутрішньої системи електропостачання підприємства. Правильне розміщення ТП забезпечує:

- зниження втрат електроенергії;
- мінімальну довжину та вартість кабельних ліній;
- високу надійність живлення;
- зручність обслуговування.

Параметри впливу на вибір кількості підстанцій:

- загальна територія підприємства;
- просторовий розподіл цехів та навантажень;
- максимальна економічно допустима довжина ліній 0,4 кВ (зазвичай не більше 250–300 м).

Кожна ТП має обслуговувати зону з потужністю до 1600–2500 кВА та розташовуватися якомога ближче до центру споживання.

Розміщення: кожна ТП ставиться на межі або в центрі цеху, ближче до основного обладнання; забезпечується відстань до споживачів не більше 250 м по трасі кабелю 0,4 кВ

Конфігурація мережі:

- живлення до ТП подається від Головної знижувальної підстанції (ГЗП) 10 кВ;
- цехові ТП перетворюють напругу з 10 кВ на 0,4 кВ;
- мережа 10 кВ між ГЗП і ТП — радіальна або кільцева (за потреби резервування).

Критерії розташування ТП:

- центр навантаження цеху;
- мінімальна довжина кабелів 0,4 кВ;
- захищене місце (пожежна безпека, обслуговування);
- доступ для персоналу;
- віддаленість від зон з підвищеною вібрацією, вологістю.

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Вибір потужності трансформаторів цехових ТП (на прикладі ТП 1-2):

$$S_{\text{тп р}} = S_p / 1,4 \cdot (n - 1) = 1375,56 / (3-1) \cdot 1,4 = 491,27 \text{ кВА}$$

приймаємо на даної ТП 1-2 три ТМН - 630/10.

В нормальному режимі коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = S_p / (n \cdot S_{\text{тп}}) = 1375,56 / (3 \cdot 630) = 0,73$$

Потужність трансформаторів ТП перевіряється із систем нерівностей:

- $S_{\text{ном}} > 0,25 S_{\text{н1}}$ - умова обмеження штовкового навантаження;
- $S_{\text{ном}} \geq S_p / K_1$ - умова систематичного перевантаження;
- $S_{\text{ном}} \geq S_p / K_2$ - умова аварійного перевантаження.

$K_1=1,08$ – робота двозмінна; $K_2=1,4$ - коефіцієнт прийнятного аварійного перевантаження при тривалості навантаження 8-24 год.

В додатку В наведений вибір ТП кар'єру.

						Арх.
						35
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ ЗАВАЛЛІВСЬКОГО КАР'ЄРУ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

7.1. Розрахунок струмів КЗ

Однолінійна схема (рис.7.1) - це спрощене зображення електроустановки, яке відображає лише одну фазу трифазної системи, оскільки при симетричних режимах решта фаз аналізуються аналогічно. Включаються: джерела живлення (електростанції, шини генераторів, зовнішні мережі); трансформатори, лінії електропередач, всі електроприймачі, які можуть впливати на режим КЗ (двигуни тощо).

Схема заміщення (рис.7.2) будується на основі однолінійної схеми. Усі елементи замінюються на їх еквівалентні опори (активні та реактивні). Схема заміщення підлягає спрощенню: паралельні й послідовні опори об'єднуються; джерела, які не беруть участь у живленні точки КЗ, відкидаються; усі джерела напруги (включно з двигунами та компенсаторами) замінюються ЕРС, або (у короткому замиканні) на коротке замикання — в залежності від типу аналізу.

Розрахунок струмів КЗ проводимо для схеми електропостачання кар'єру (лінія Л1 п/ст II). Вихідними даними для розрахунку є схема живлячої мережі та потужність КЗ на шинах 35 кВ підстанції “Завалля” ($S_c=800\text{MVA}$).

						Арх.
						36
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

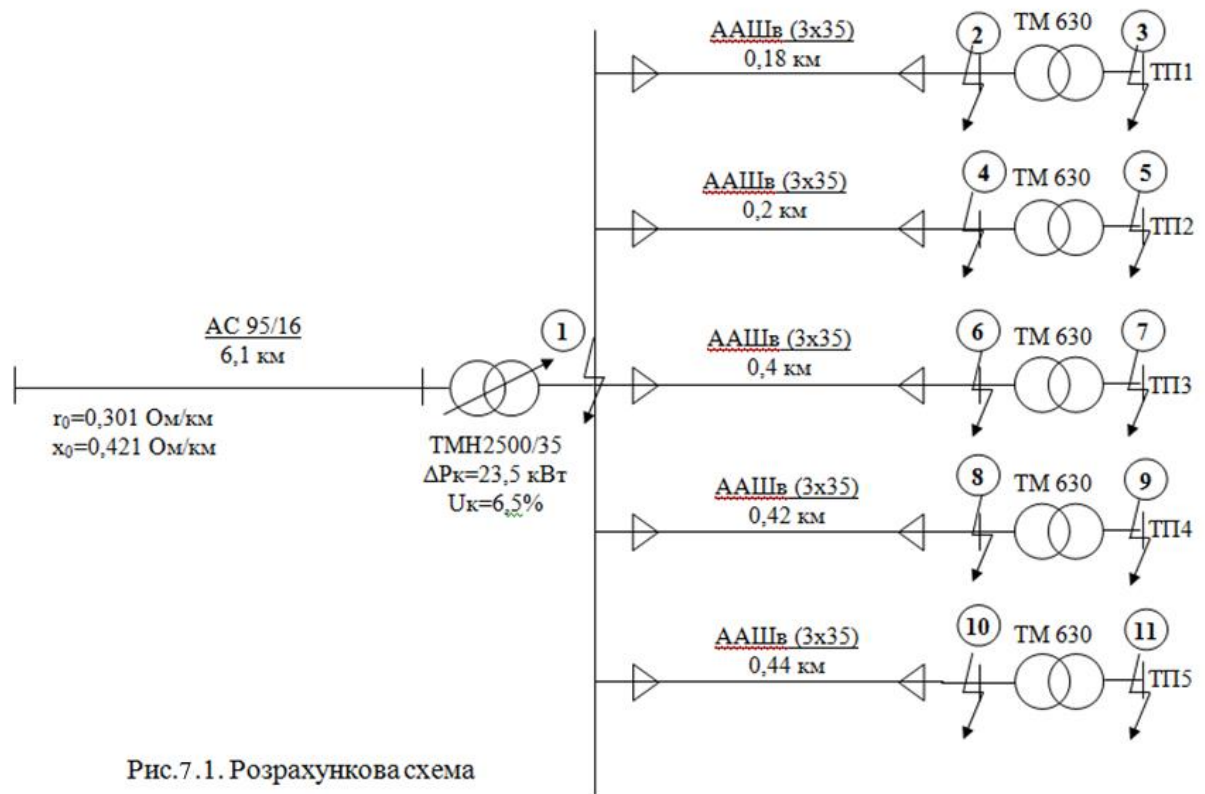


Рис. 7.1. Розрахункова схема

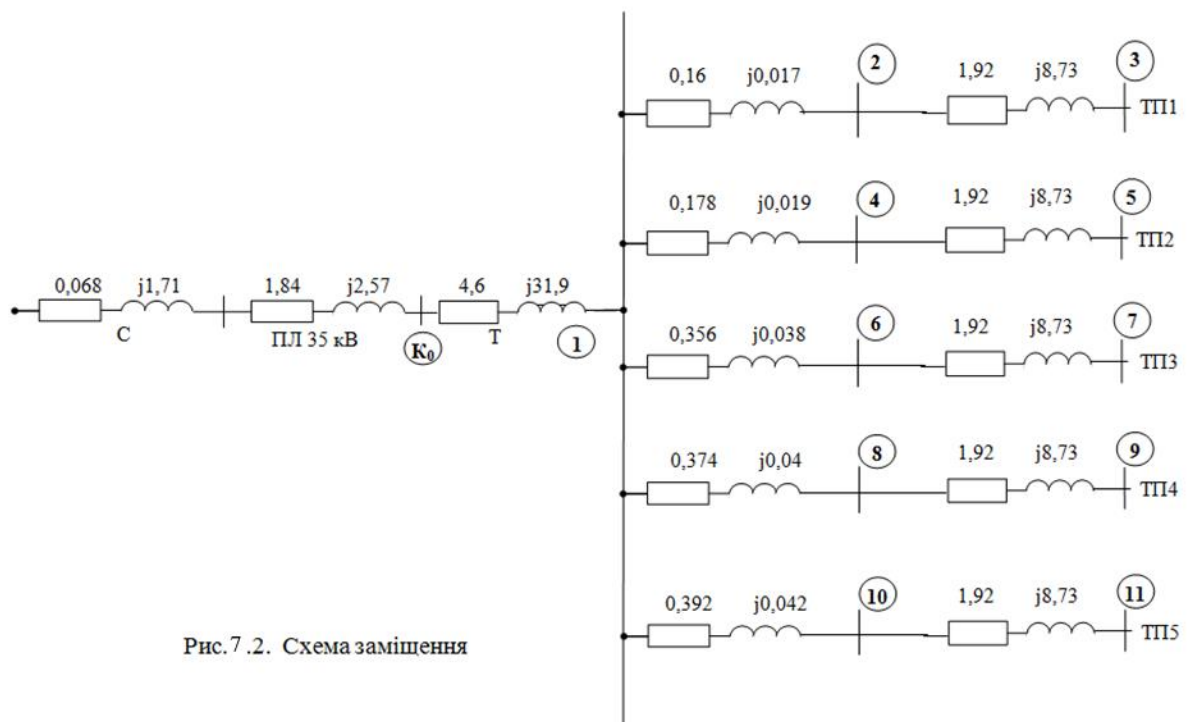


Рис. 7.2. Схема заміщення

Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата

Розрахунок опорів схеми (рис.7.2):

$$X_c = \frac{U_{CP1}^2}{S_c''} = \frac{37^2}{800} = 1,71 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{25} = \frac{1,71}{25} = 0,068 \text{ Ом}$$

Л1 35 кВ, провод АС95/16 з погонними опорами

$$r_0 = 0,301 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,421 \text{ Ом/км}$$

$$R_{л1} = 0,301 \cdot 6,1 = 1,84 \text{ Ом}$$

$$X_{л1} = 0,421 \cdot 6,1 = 2,57 \text{ Ом}$$

Трансформатор на п/ст II, S_{ном}=2500 кВА

$$\Delta P_k = 23,5 \text{ кВт}, \quad U_k = 6,5\%$$

$$R_T = \frac{23,5 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{2500^2} = 4,6 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10}{2500} = 31,9 \text{ Ом}$$

ВН К₀

$$R_{к0} = R_c + R_{л1} = 0,068 + 1,84 = 1,91 \text{ Ом}$$

$$X_{к0} = X_c + X_{л1} = 1,71 + 2,57 = 4,28 \text{ Ом}$$

Струм КЗ ВН

$$I_{KO}'' = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{к0}^2 + X_{к0}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,91^2 + 4,28^2}} = 4,55 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{к0}}{\omega \cdot R_{к0}} = \frac{4,28}{314 \cdot 1,91} = 0,007 \text{ с}$$

$i_{уд}$ К₀

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,55 \cdot (1 + e^{-0,01/0,007}) = 7,97 \text{ кА}$$

Струм КЗ НН К₁

$$R_{к1} = R_{к0} + R_T = 1,91 + 4,6 = 6,51 \text{ Ом}$$

$$X_{к1} = X_{к0} + X_T = 4,28 + 31,9 = 36,18 \text{ Ом}$$

Струм КЗ К₁, приведеный до ВС

						Арх.
						38
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I''_{K1} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,51^2 + 36,18^2}} = 0,581$$

Дійсний струм КЗ у вузлі 1

$$I''_{K1(\phi)} = I''_{K1} \cdot \frac{37}{11} = 0,581 \cdot \frac{37}{11} = 1,954 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{36,18}{314 \cdot 6,51} = 0,017 \text{ с}$$

$i_{уд}$ НН п/ст "П"

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,954 \cdot (1 + e^{-0,01/0,017}) = 4,297 \text{ кА}$$

Струм підживлення від двох АД $P_H = 250$ кВт

$$I''_{AD} = \frac{n \cdot P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{2 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 0,036 \text{ кА}$$

$$I''_{AD} = K_{II} \cdot I''_{AD} = 6 \cdot 0,036 = 0,216 \text{ кА}$$

Σ КЗ К1

$$I''_{\Sigma K1} = I''_{K1} + I''_{AD\Sigma} = 1,954 + 0,216 = 2,17 \text{ кА}$$

$i_{уд}$ НН ГЗП

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,17 \cdot (1 + e^{-0,01/0,017}) = 4,773 \text{ кА}$$

В таблицю 7.1. зводимо розрахунок струмів КЗ в інших вузлах схеми.

Таблиця 7.1. Кар'єр. Струми КЗ п-ст 35/10 кВ

КЗ	$I_{к''}$, кА	I_y , кА	T_a , с
ВН (точка 0)	4,55	7,97	0,007
НН (точка 1)	2,17	4,773	0,017

Вибір кабелів напругою 10 кВ кар'єру (рис. 7.1).

На прикладі до КТП1 обираємо кабель

$$S_p = 917,04 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{917,04}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 26,47 \text{ А}$$

$$F_p = 26,47 / 1,2 = 22,08 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо ААШВ (3х25) з $I_{доп} = 90$ А

Перевіряємо на термічну стійкість при $I''_{K1} = 2,17$ кА

$$T_{\text{відкл}} = t_{p.з} + t_{o.в} + \Delta t = 0,1 + 0,065 + 1,2 = 1,365 \text{ с}$$

$$W_K = 2,17^2 \cdot (1,365 + 0,017) = 6,507 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$F_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{6,507 \cdot 10^3}}{94} = 27,13 \text{ мм}^2$$

Проходить кабель ААШв(3х35) з $I_{\text{доп}} = 115$ А.

В додатку Г наведений вибір кабелів та струми КЗ для всієї мережі 10 кВ.

7.2. Вибір високовольтного обладнання

Під час розрахунку струмів короткого замикання (КЗ) дуже важливо правильно вибрати й перевірити електричні апарати, щоб забезпечити надійність та безпеку електропостачання. В додатку Г подано покрокову методику вибору та перевірки цих елементів.

Вибір вимикачів.

На ВРП 35 кВ з $S_p = 4185,41$ кВА

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4185,41}{\sqrt{3} \cdot 35} = 69,12 \text{ А}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 4,55 \cdot e^{-0,06/0,007} = 0$$

$$t = t_{p.з \text{ MIN}} + t_{c.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$W_K = 4,55^2 (0,475 + 0,07) = 9,97 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{де } t_{\text{відкл}} = t_{p.з} + t_{o.в} = 0,01 + 0,065 + 0,4 = 0,475 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4185,41}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 34,56 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР-35НС-20/1000. На вимикачах використовується електромагнітний привод.

У розподільчих пристроях 10 кВ варто використовувати вимикачі, вмонтовані в комірці комплектних розподільних пристроїв.

						Арх.
						40
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4185,41}{\sqrt{3} \cdot 10} = 241,93 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,17 \cdot e^{-0,1/0,017} = 0 \text{ кА}$$

$$t = t_{р.з \text{ мін}} + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с}$$

$$ВК = 2,17^2(1,365 + 0,017) = 6,507 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{відкл} = 0,1 + 0,065 + 1,2 = 1,365 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_P}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4185,41}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 120,96 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630 з вбудованим електромагнітним приводом.

Вимикач на шинах 10 кВ до КТП-1

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{917,04}{\sqrt{3} \cdot 10} = 53,01 \text{ А, вибір ВР1-20/630.}$$

До БК 450 квар

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{Q_{БК}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{450}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,98 \text{ А, встановлюємо ВР1-20/630.}$$

Вибір трансформаторів власних потреб.

$$S_{НАВ} = 31,6 - j \text{ 10 кВА}$$

$$|S_{НАВ}| = 33,13 \text{ кВА}$$

З урахуванням коефіцієнту попиту $K_c = 0,7$ приймаємо 2хТМ25/10. Завантаження цих трансформаторів $k_z = 33,13/50 = 0,66$

Вибір розрядників. Захист трансформаторів та іншого обладнання ПС 35/10 кВ реалізується: від прямих блискавок — тросами та стрижнями, від вторинних імпульсів — розрядниками РВС-35 (на 35 кВ) та РВО-10 (на 10 кВ).

Вибір трансформаторів струму.

На стороні 35 кВ встановлюємо ТС типу ТФЗМ – 35А – У1, клас точності 0,5.

На стороні 10 кВ на вводах ТС типу ТЛК-300–10–1 У3, $K_T = 300/5$. На відходячих лініях встановлюються ТС ТЛК-100-10-1У3 ($K_T = 100/5$).

						Арх.
						41
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір трансформаторів напруги.

Обираємо трансформатори напруги типу НАМИ-35 у класі точності 0,5, з потужністю 200 В·А який повністю відповідає вимогам для вимірювання та обліку на шинах 35 кВ. Це надійний і типовий варіант для українських ПС.

На шинах 10 кВ ГЗП - трансформатори напруги НАМИ-10, клас точності 0,5, номінальна потужність 120 В·А

						Арх.
						42
<i>Змн.</i>	<i>Арх.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

РОЗДІЛ 8. СТРУКТУРНИЙ ПІДХІД ДО ВИБОРУ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДСТАНЦІЇ «ЗАВАЛЛЯ» 150/35/10 КВ ТА ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ЇЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ

Процес модернізації підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ, об'єкта енергетичної інфраструктури, вимагає системного підходу та комплексного врахування багатьох факторів. Розглянемо ключові аспекти модернізації такої підстанції:

- системний аналіз поточного стану: оцінка технічного стану існуючого обладнання; аналіз надійності схеми електричних з'єднань; дослідження режимів роботи та перспективних навантажень; виявлення "вузьких місць" та проблемних ділянок;

- вибір оптимальної схеми електричних з'єднань: можливість впровадження схем: "дві системи шин з обхідною", "полупторна схема" або "місток"; аналіз надійності та ремонтпридатності різних варіантів схем; вибір схеми з урахуванням перспективного розвитку енергосистеми району;

- модернізація основного обладнання: заміна силових трансформаторів на сучасні з кращими технічними характеристиками; впровадження елегазових або вакуумних вимикачів замість масляних; оновлення роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги; впровадження сучасних обмежувачів перенапруг

- оптимізація просторового компонування: проектування раціонального розміщення обладнання; зменшення площі, займаної підстанцією; використання компактних модульних рішень; забезпечення зручного доступу для обслуговування та ремонту;

- автоматизація та цифровізація: впровадження сучасних систем релейного захисту та автоматики; установка цифрових пристроїв контролю та моніторингу; інтеграція підстанції в систему SCADA для дистанційного керування; встановлення автоматичної системи обліку електроенергії;

						Арх.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- підвищення енергоефективності: зменшення втрат електроенергії; компенсація реактивної потужності; оптимізація режимів роботи трансформаторів;

- забезпечення екологічної безпеки: заміна масляного обладнання на сухе або елегазове; впровадження сучасних систем маслоуловлювання; зниження рівня шуму та електромагнітного випромінювання;

- економічне обґрунтування: розрахунок капітальних витрат на модернізацію; оцінка економічного ефекту від зниження втрат та підвищення надійності; визначення термінів окупності проекту.

Враховуючи стратегічне значення підстанції "Завалля" для електропостачання Гайворонського району та його потужних споживачів, зокрема Заваллівського кар'єру, модернізація повинна проводитись з мінімальними перервами в електропостачанні, що потребує ретельного планування етапів робіт та можливого використання тимчасових схем живлення.

Електропостачання району, до якого входять п'ять ПС 35/10 кВ, живляться від системної ПС «Завалля» 150/35/10 кВ. Основними споживачами є аграрні та промислові підприємства. Для цього району потрібно вибрати номінальну напругу ліній електропередач, яка з'єднує підстанції та споживачів.

8.1. Вибір номінальної напруги мережі та варіантів електропостачання споживачів підстанції «Завалля»

Для споживачів підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ якщо відстань між ПС «Завалля» і ПС району становить 10–20 км, а потужність передається на рівні 2-7 МВА — 35 кВ є оптимальною напругою.

В розділі 2, таблиці 2.3. приведені потужності навантаження підстанцій 35/10 кВ. По даним ПрАТ «Кіровоградобленерго» навантаження на шинах 10 кВ підстанції I «Завалля» 150/35/10 кВ складає $S_{10}=5,66 -j 3,78$ МВА.

В таблиці 8.1 на шинах 10 кВ приведені навантаження підстанцій проектуємого району. В таблиці 8.2 – вибір номінальної напруги.

						Арх.
						44
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.1. Зведені потужності навантаження на шинах 10кВ ПС

№п/ст	Об'єкт	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
1	Завалля 150/35/10	5,66	3,79	6,81
2	Завалля	4,15	0,58	4,18
3	Сальково	4,42	3,29	5,51
4	Могильне	3,61	2,85	4,60
5	Таужне	1,81	1,65	2,45
6	Бандурове	2,18	1,64	2,72
Всього на шинах 10 кВ і 35 кВ ПС I		21,82	13,79	26,28

Таблиця 8.2. Вибір номінальної напруги

Лінії	P, МВт (на один ланцюг)	Довжина ліній, км	Напруга, кВ
Л1	2,075	6,1	35
Л2	3,3	13	35
Л3	2,71	17	35
Л4	0,905	11,6	35
Л5	1,09	18,5	35

Електричні мережі 35–150 кВ у районах сільськогосподарського призначення, таких як Гайворонський, доцільно проектувати у вигляді повітряних ЛЕП, оскільки це: забезпечує економію капіталовкладень, дозволяє оперативно виявляти та ліквідувати пошкодження, відповідає умовам місцевості та типу споживачів.

Розглянемо два типові варіанти схем: радіальну з дволанцюговими лініями (рис.8.1) та замкнуту з кільцевим з'єднанням (рис.8.2) та виконаємо порівняльний техніко-економічний аналіз обох варіантів на основі загальноприйнятих критеріїв.

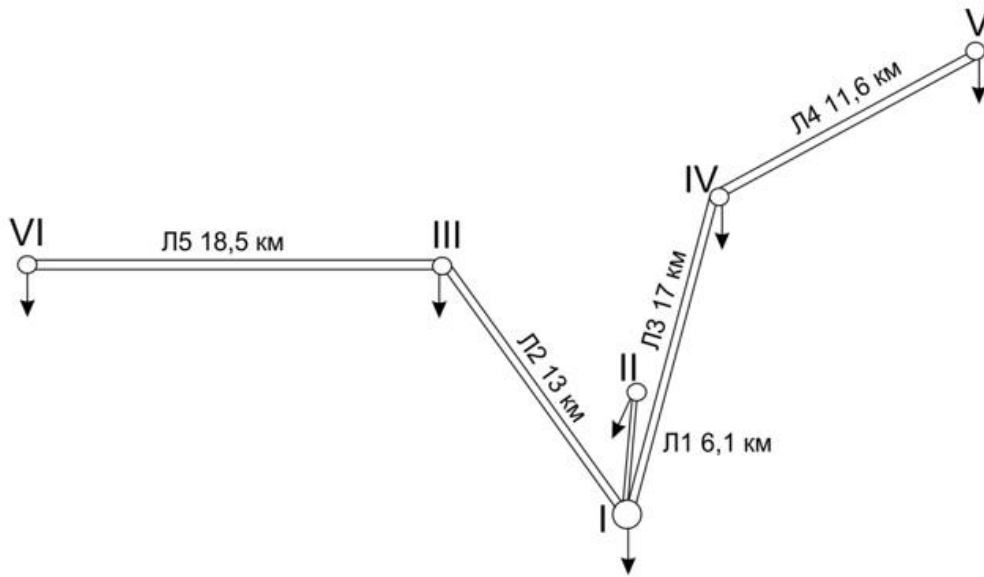


Рис.8.1. Радіальна схема мережі

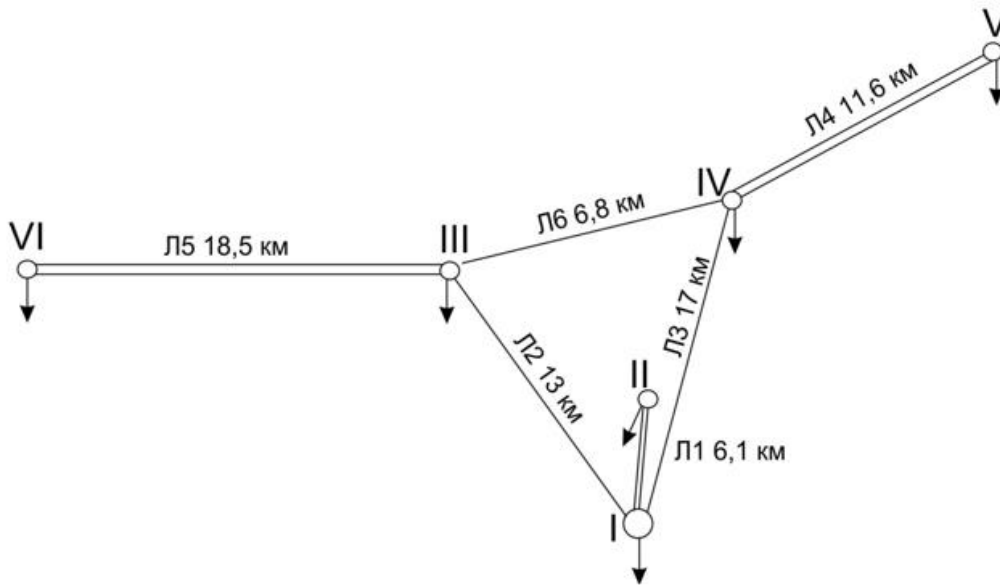


Рис.8.2. Замкнута схема мережі

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

8.3. Вибір потужності трансформаторів на підстанціях

На підстанції I (Завалля) вибираємо триобмотковий трансформатор 150/35/10 кВ.

При розрахунку потужності на стороні високої напруги (ВН, 150 кВ) головної підстанції (ПС «Завалля») потрібно обов'язково враховувати неспівпадання максимумів навантажень на шинах 35 кВ та 10 кВ. Це дозволяє зменшити розрахункову повну потужність трансформатора 150/35/10 кВ і оптимізувати проектні рішення.

$$S_{150}=0,95 (S_{35}+S_{10})=0,95 (21,82 - j8,39)=22,76 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{рт}} \geq \frac{S_{150}K_{1,2}}{1,4} = \frac{22,76 \cdot 0,8}{1,4} = 13 \text{ МВА}$$

До встановлення приймаємо 2хТДТН16000/150/35/10.

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{22,76}{2 \cdot 16} = 0,711.$$

В таблиці 8.4 приведений вибір трансформаторів по ПС 35/10 кВ

Таблиця 8.4. Вибір трансформаторів по ПС 35/10 кВ

П/ст	$S_{\text{мах}}$, МВА	N	$K_{1,2}$	S_p , МВА	S_n , кВА	$K_{\text{зав}}$
2	4,18	2	0,8	2,39	ТМН 2500	0,84
3	4,46	2	0,75	2,39	ТМН 2500	0,89
4	3,76	2	0,75	2,02	ТМН 2500	0,75
5	2,45	2	0,75	1,31	ТМН 1600	0,76
6	2,30	2	0,8	1,31	ТМН 1600	0,72

Технічні дані трансформаторів приведені в додатку Д.

Параметри трансформатора ТДТН 16000/150/35/10.

$$R_{\text{зар}} = \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{96 \cdot 158^2 \cdot 10^3}{16000^2} = 9,36 \text{ Ом}$$

$$R_1=R_2=R_3=R_{\text{зар}}/2=9,36/2=4,68 \text{ Ом}$$

$$X_1 = \frac{U_{k1\%} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11,25 \cdot 158^2 \cdot 10}{16000} = 176 \text{ Ом}$$

$$X_2=0$$

$$X_3 = \frac{U_{k3\%} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,75 \cdot 158^2 \cdot 10}{16000} = 105,3 \text{ Ом}$$

При $n=2$

$$R_1 = R_2 = R_3 = 2,34 \text{ Ом}$$

$$X_1 = 88 \text{ Ом} \quad X_2 = 0 \quad X_3 = 52,7 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{\text{СТ}} = 0,05 - j 0,32 \text{ МВА}$$

Параметри трансформатора ТМН 2500/35/10

$$R_T = \frac{\Delta P_k U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{26 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{2500^2} = 4,6 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10}{2500} = 31,9 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{\text{СТ}} = 0,0051 - j 0,0275 \text{ МВА}$$

В таблицю 8.5. зводимо параметри інших трансформаторів ПС

Таблиця 8.5. Параметри трансформаторів ПС 35/10 кВ

Тип тр-ра	Кіл-ть	R_T , Ом	X_T , Ом	$\Delta P_{\text{СТ}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{СТ}}$, Мвар
ТМН 2500/35	2	2,55	15,92	0,0102	0,055
ТМН 1600/35	2	5,62	24,88	0,0102	0,055

8.4. Вибір перерізу проводу ПЛ 35 кВ

Радіальна мережа

Обрання перерізу проводу за економічними струмовими інтервалами дозволяє: забезпечити оптимальні витрати на будівництво й експлуатацію; уникнути перевитрат алюмінію або сталі; забезпечити довготривалу роботу ЛЕП без перевантаження.

Для лінії Л2 35 кВ.

$$S_{\text{Л2}} = S_3 + S_6 = 6,76 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{рЛ1}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{S_{\text{мак}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,05 \frac{6,76 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 58,59 \text{ А}$$

Обираємо провід АС 95/16 з $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$.

Перевіряємо на тривалий струм нагріву з умови $I_{\text{р.н}} < I_{\text{доп}}$

$$I_{\text{р.н}} = 2 \cdot I_{\text{рЛ1}} = 2 \cdot 58,59 = 117,18 \text{ А}, \quad F_{\text{розр}} > F_{\text{мін}}$$

						Арх.
						49
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

шинах підстанцій необхідний для контролю якості електроенергії та забезпечення нормативних показників напруги.

Режим максимальних навантажень відповідає пікових споживанню електроенергії, коли система працює з найбільшими потужностями. Це критичний режим для перевірки пропускну здатності обладнання та виявлення вузьких місць мережі.

Режим мінімальних навантажень характеризується найменшим споживанням, що може призводити до підвищення напруги в мережі та необхідності регулювання реактивної потужності.

Аварійні режими розглядаються для оцінки живучості системи при відключенні окремих елементів мережі, що особливо важливо для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

Результати розрахунків використовуються для оптимізації режимів роботи мережі, планування розвитку електроенергетичної системи, налаштування релейного захисту та автоматики, а також для техніко-економічного обґрунтування модернізації обладнання.

На рис.8.4 та 8.5 наведені розрахункові схеми заміщення (14 вузлів) радіальної мережі та замкненої мережі споживачів підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ.

						Арх.
						52
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

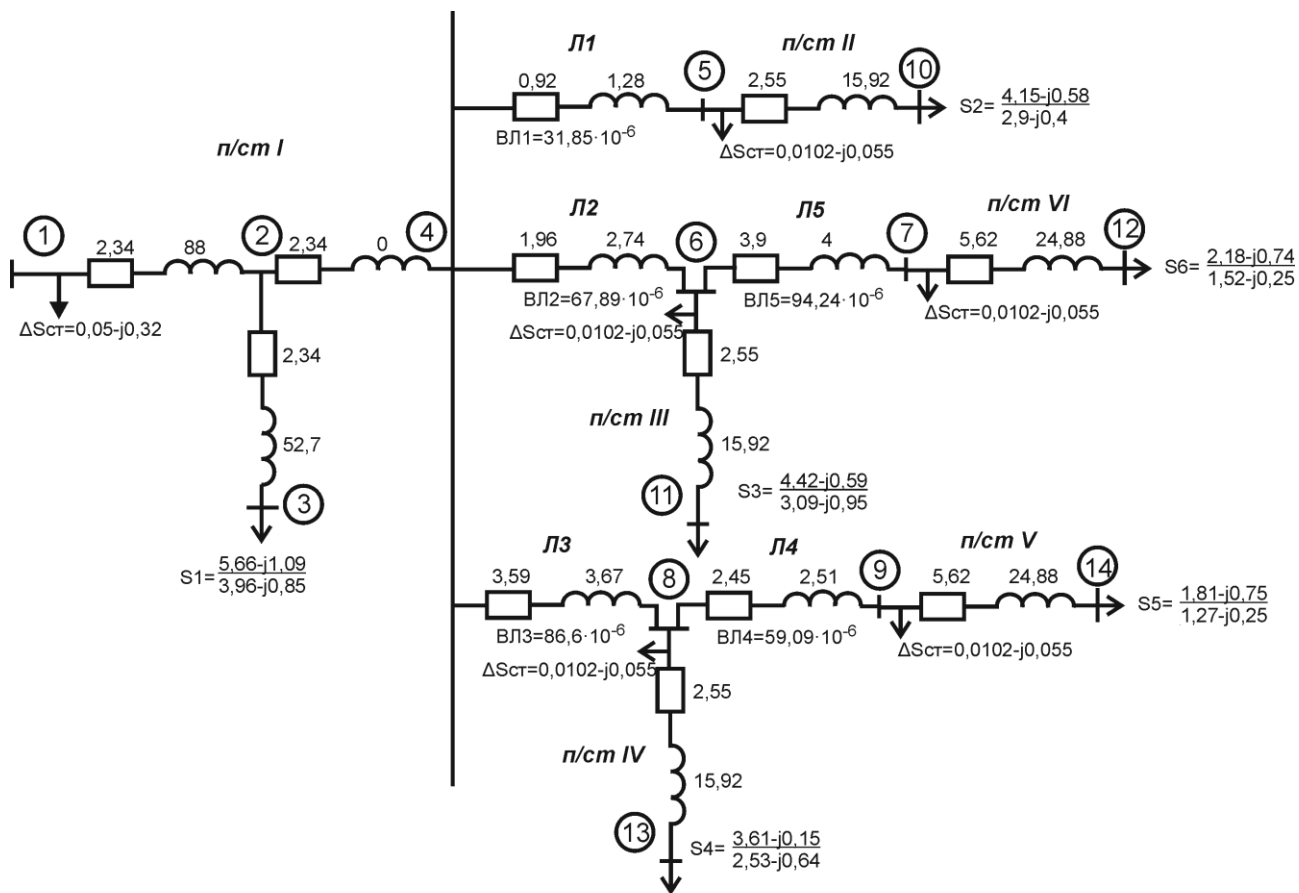


Рис.8.4. Радіальна схема заміщення

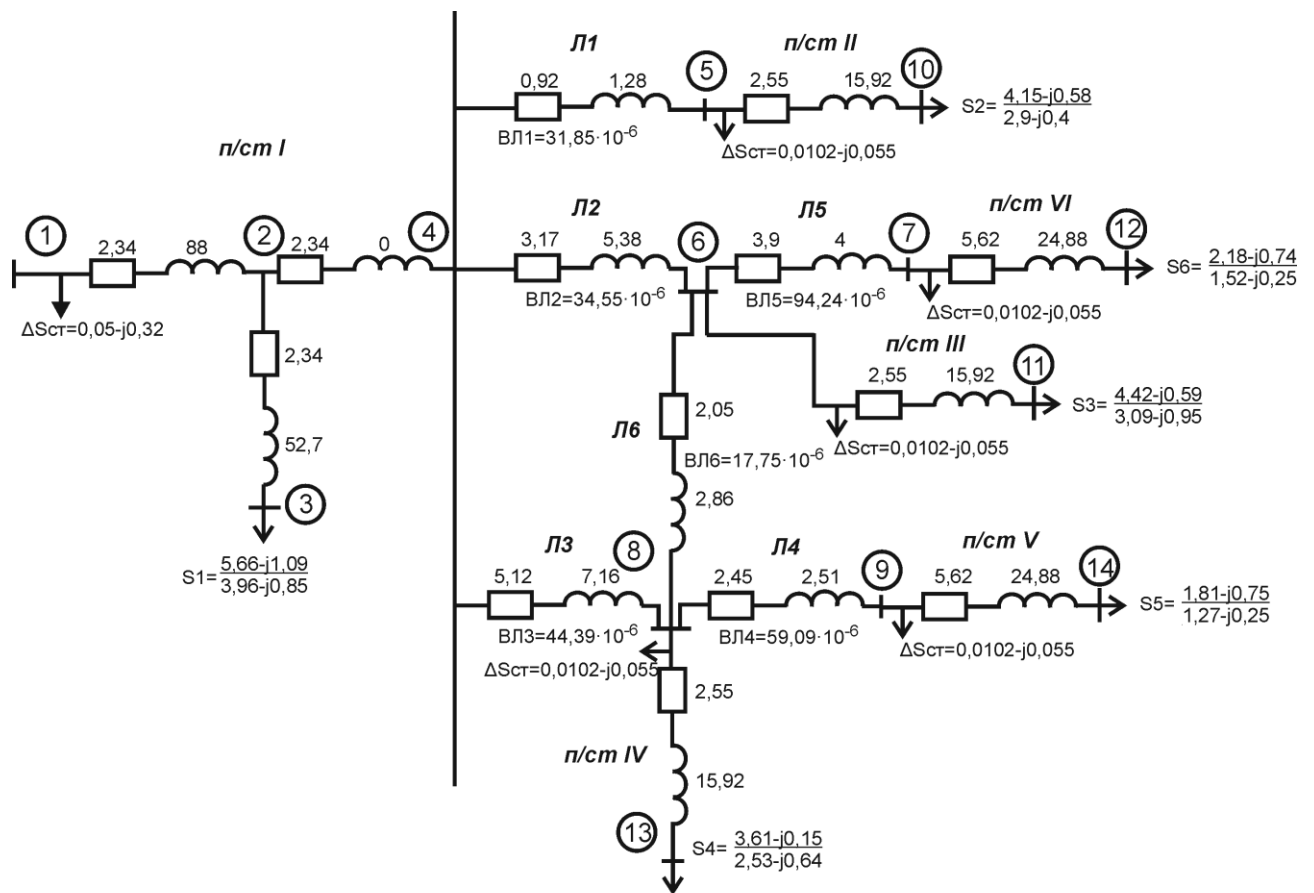


Рис.8.5. Замкнена схема заміщення

Метод вузлових напруг є одним з найефективніших для аналізу складних електричних мереж, оскільки формує систему рівнянь відносно невідомих напруг вузлів. Алгоритм Ньютона-Рафсона забезпечує швидку збіжність при розв'язанні нелінійних рівнянь, що особливо важливо для великих енергосистем з численними вузлами.

Триобмоткові трансформатори 150/35/10 кВ з діапазоном регулювання $\pm 8 \times 1,5\%$ ($\pm 12\%$) на високій стороні дозволяють ефективно керувати напругою на шинах середньої напруги. Двообмоткові трансформатори 35/10 кВ з

					Арх.
					54
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	

регулюванням $\pm 6 \times 1,5\%$ ($\pm 9\%$) забезпечують точне підтримання напруги на шинах низької напруги.

Батареї конденсаторів на підстанціях 1-6, вибрані за балансом реактивної потужності, зменшують реактивні потоки в мережі та покращують профіль напруги, що особливо важливо в режимі максимальних навантажень.

Аналіз режимів схем мережі.

Розрахунки режимів приведені в Додатку Е. По радіальній схемі: максимальний режим - $\Sigma \Delta P = 0,471$ МВт. Напруга на шинах НН ПС забезпечується практично 10,5 кВ. Коефіцієнт реактивної потужності балансуєчого вузла 1 розрахунковий $tg\varphi_{БП} = \frac{11,832}{22,352} = 0,52$, який більше $tg\varphi_I = 0,3$. Для забезпечення балансу РП збільшуємо встановлену потужність БК:

$$\Delta Q_{БК}^{ДОД} = P_{БП}(tg\varphi_{БП.P} - tg\varphi_{БП}) = 22,352(0,52 - 0,3) = 4,9 \text{ Мвар}$$

Встановлюємо БСК 2700 квар на шинах 10 кВ підстанції I, 900 квар на підстанції V та додатково 900 квар на підстанції IV (сумарна кількість БСК 2700 вар). З цим коригуванням потужності БК розраховувалися режими для радіальної та замкнутої схем електропостачання споживачів від ПС «Завалля».

Радіальна схема.

Втрати активної потужності в максимальному режимі 422 кВт є прийнятними для мережі такого класу напруги. Забезпечення напруги 10,5 кВ у всіх вузлах навантаження підтверджує правильність вибору регулювальних відпайок трансформаторів та ефективність роботи батарей конденсаторів. Зниження напруги до 10 кВ (номінального рівня) у мінімальному режимі є логічним наслідком зменшення навантаження та, відповідно, втрат напруги в мережі. Часткове відключення БК на 10 кВ показує адаптивне управління реактивною потужністю, що запобігає надмірному підвищенню напруги при зменшенні споживання.

Різниця напруг між режимами (10,5 кВ \rightarrow 10 кВ) становить лише 5%, що вказує на добру стабільність системи. Можливість гнучкого керування БК дозволяє оптимізувати баланс реактивної потужності в різних режимах роботи.

						Арх.
						55
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Замкнута схема.

В максимальному режимі $\Delta P_{\Sigma}=0,511$ МВт. Напряга забезпечується в припустимих межах, $tg\varphi_{БП} = \frac{7,195}{22,392} = 0,3$.

У мінімальному режимі $\Delta P=263$ кВт, БК частково відключені.

Отримані результати свідчать про високу надійність та якість спроектованої системи електропостачання. Забезпечення необхідних рівнів напруги в усіх розрахункових режимах (максимальному, мінімальному та аварійних) підтверджує правильність вибору схеми мережі, параметрів обладнання та засобів регулювання. Це є ключовим показником якості проектування енергосистеми.

Відсутність необхідності відключення невідповідальних споживачів в аварійних режимах демонструє достатній запас пропускної здатності мережі та ефективність резервування. Це означає, що система може забезпечити безперервне електропостачання навіть при виході з ладу окремих елементів.

8.6. Техніко-економічне порівняння схем електропостачання

Техніко-економічний розрахунок є завершальним етапом проектування електричної мережі, який дозволяє обрати найбільш ефективне рішення серед технічно прийнятних варіантів.

Економічна ефективність оцінюється шляхом зіставлення приведених витрат різних варіантів схеми мережі. Порівняльний характер розрахунків дозволяє не враховувати однакові для всіх варіантів складові витрат, зосереджуючись на відмінностях.

В додатку Ж - результати розрахунку техніко-економічного порівняння двох варіантів схем електропостачання споживачів підстанції «Завалля».

Обчислення приведених витрат для варіантів, що зіставляються.

						Арх.
						56
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Радіальна схема.

Сумарні капітальні вкладення

$$K_{\Sigma} = 43368,15 + 45120 = 88488,15 \text{ т.грн.}$$

Сумарні витрати

$$I_{\Sigma} = 10179,8 + 23554,86 = 33734,67 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати

$$Z_I = 33734,67 + 0,12 \cdot 88488,15 = 44353,25 \text{ т.грн.}$$

Замкнута схема.

Сумарні капітальні вкладення

$$K_{\Sigma} = 29188,9 + 44280 = 73468,9 \text{ т.грн.}$$

Сумарні витрати

$$I_{\Sigma} = 11348,6 + 23417,3 = 34765,92 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати

$$Z_{II} = 34765,92 + 0,12 \cdot 73468,9 = 43582,18 \text{ т.грн.}$$

Оптимальним вважається варіант замкненої мережі з мінімальними приведеними витратами при забезпеченні всіх технічних вимог.

8.7. Технічні рішення при модернізації підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ

При модернізації підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ доцільно розглянути такі технічні рішення:

1. Заміна силових трансформаторів:

- встановлення сучасних трансформаторів з покращеною енергоефективністю (клас втрат A_0-A_k);
- впровадження трансформаторів з можливістю регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- використання трансформаторів із зниженим рівнем шуму та вібрації;
- застосування систем моніторингу стану трансформаторного масла та температурних режимів у реальному часі.

								Арх.
								57
Змн.	Арх.	№ док.	Підпис	Дата				

2. Модернізація розподільчих пристроїв (РП):

- заміна відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) на сучасні комплектні розподільчі пристрої елегазові (КРПЕ) або з повітряною ізоляцією;
- встановлення вакуумних або елегазових вимикачів замість масляних;
- впровадження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА);
- оновлення роз'єднувачів та обмежувачів перенапруги.

3. Автоматизовані системи керування:

- впровадження сучасної SCADA-системи для диспетчерського керування;
- інтеграція цифрових вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- встановлення мікропроцесорних терміналів захисту з функціями самодіагностики;
- організація системи збору та передачі даних за протоколами MEK 61850, MEK 60870-5-101/104.

4. Системи захисту та моніторингу:

- комплексна система моніторингу показників якості електроенергії;
- встановлення сучасних систем блискавкозахисту та заземлення;
- засоби компенсації реактивної потужності (статичні тиристорні компенсатори, конденсаторні батареї);
- впровадження систем раннього виявлення несправностей обладнання.

5. Будівельні та інфраструктурні рішення:

- реконструкція будівель та споруд підстанції з урахуванням сучасних вимог;
- модернізація систем обігріву та вентиляції приміщень;
- покращення систем фізичної безпеки та відеоспостереження;
- встановлення сучасних систем пожежогасіння.

6. Перспективні технології для впровадження:

- *цифрова підстанція* - повний перехід на цифрові технології керування та моніторингу згідно з концепцією Smart Grid;

						Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- системи накопичення енергії - впровадження акумуляторних систем для балансування навантаження;
- інтелектуальні системи діагностики - використання алгоритмів машинного навчання для передбачення відмов обладнання;
- кібербезпека - впровадження комплексних рішень для захисту від кібератак.

*Технічні проблеми та можливі рішення при модернізації підстанцій
150/35/10 кВ*

Одна з основних проблем – це несумісність нового обладнання з існуючою інфраструктурою. Проблеми: невідповідність габаритних розмірів нового обладнання; відмінності в електричних параметрах та характеристиках; несумісність систем керування та моніторингу; різні вимоги до систем живлення. Для вирішення цих проблем необхідні:

- адаптаційні технічні рішення: розробка перехідних монтажних комплектів; використання адаптерів для сполучення різних систем шин; застосування проміжних реле та перетворювачів сигналів;
- комплексне проектування: детальне обстеження існуючої інфраструктури перед проектуванням; 3D-моделювання для перевірки розміщення обладнання; розробка схем поетапної заміни з урахуванням особливостей об'єкта;
- гнучкі технічні рішення: використання уніфікованих інтерфейсів; застосування програмованих систем із можливістю адаптації; впровадження модульних конструкцій, що дозволяють гнучке конфігурування.

Друга проблема - це інтеграції цифрових і традиційних систем, яка полягає в складності сполучення аналогових і цифрових сигналів, різних протоколів передачі даних, невідповідністю часових характеристик систем, відсутності стандартизації інтерфейсів. Рішення: впровадження перетворювачів протоколів; використання RTU з підтримкою різних комунікаційних стандартів; застосування мультипротокольних контролерів; гібридні системи РЗА (встановлення пристроїв РЗА з підтримкою як аналогових, так і цифрових входів, використання пристроїв зв'язку з об'єктом (MU) для підключення традиційних

						Арх.
						59
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТС/ТН, паралельне функціонування традиційних і цифрових систем захисту); системи синхронізації часу (впровадження єдиної системи синхронізації (GPS/ГЛОНАСС), узгодження часових міток для різних систем, використання протоколів точної синхронізації (PTP, IEEE 1588)).

Третя проблема полягає в недостатній надійності комунікаційної інфраструктури: вразливість цифрових систем до збоїв мережі, недостатня пропускна здатність комунікаційних каналів; висока залежність функціональності від стабільності зв'язку; проблеми електромагнітної сумісності. Рішення: резервовані мережеві топології (кільцеві структури з дублюванням ключових елементів, впровадження протоколів резервування PRP/HSR, використання RSTP для швидкого відновлення при обривах); фізичне розділення мереж (ізоляція критичних систем управління та захисту, створення окремих мереж для технологічних і корпоративних систем, використання різних фізичних середовищ передачі для резервування); покращення електромагнітної сумісності (застосування оптоволоконних ліній зв'язку, використання екранованих кабелів, правильне заземлення та екранування обладнання, зонування території підстанції за рівнем електромагнітних завод).

І четверта проблема полягає в забезпеченні безперервності електропостачання під час модернізації. Це виникає коли є необхідність відключення обладнання для заміни, ризику тривалих перерв у електропостачанні споживачів, ускладнені умови монтажу під напругою та обмежені можливості для створення тимчасових схем. Поетапна заміна обладнання, а саме почергова модернізація частин підстанції, використання планових ремонтних періодів, застосування модульних рішень з мінімальним часом монтажу перший крок до вирішення проблеми. Другий – це тимчасові схеми електропостачання (організація тимчасових переминок, використання мобільних модульних підстанцій, застосування пересувних дизель-генераторних установок для живлення критичних споживачів) та технології монтажу під напругою (застосування спеціальних технологій робіт без відключення,

						Арх.
						60
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

використання попередньо зібраних вузлів для швидкого монтажу, застосування технологій з мінімальним часом переключення).

В процесі вирішення технічних рішень виникають експлуатаційні проблеми, що пов'язані з

- навчанням та адаптації персоналу, а саме: недостатні навички роботи з цифровим обладнанням, психологічний опір новим технологіям, складність освоєння нових інтерфейсів і програмного забезпечення, необхідність нових компетенцій для діагностики та усунення несправностей. Комплексна програма навчання, впровадження систем підтримки прийняття рішень та організаційні заходи створюють систему мотивації до освоєння нових технологій;

- проблеми сервісного обслуговування нового обладнання полягають в залежності від зовнішніх сервісних організацій, складності діагностики цифрових систем, високої вартості запасних частин та тривалим терміном доставки компонентів. Як рішення цієї проблеми це створення власної сервісної служби або укладання комплексних сервісних контрактів;

- забезпечення кібербезпеки, так як підвищена вразливість цифрових систем до кібератак, іноді складність забезпечення захисту різнорідних систем, постійна еволюція загроз кібербезпеки. витіки даних через несанкціонований доступ. Для захисту створюється багаторівнева архітектура безпеки (фізичне розділення мереж (технологічні/корпоративні). впровадження системи firewall та IDS/IPS, сегментація мережі з контролем міжсегментного доступу), організаційні та технічні заходи.

Економічні та організаційні проблеми вирішуються обґрунтуванням інвестицій та оцінка ефективності. Заключається в складності оцінки довгострокових економічних ефектів, невизначеності щодо майбутніх технологічних змін, складності порівняння різних стратегій модернізації та обмеженість бюджету та необхідність визначення пріоритетів. Потрібна комплексна оцінка проектів, гнучке планування інвестицій і об'єктивні методики оцінки ефективності.

						Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проблеми зі сторони постачальників та підрядників – це обмежена кількість кваліфікованих підрядників, затримки в постачанні обладнання, відсутність довгострокової підтримки деяких систем, залежність від єдиного постачальника. Як варіант можлива диверсифікація постачальників - використання обладнання від різних виробників, впровадження відкритих стандартів і протоколів, забезпечення взаємозамінності компонентів. Економічне управління закупівлями шляхом укладання довгострокових рамкових угод з ключовими постачальниками, штрафні санкції за порушення термінів та резервування критичних компонентів.

Практичні рекомендації для підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ

1. Аналіз та підготовка:

- провести повну технічну діагностику існуючого обладнання;
- розробити детальну модель підстанції (в ідеалі – 3D);
- виконати аналіз технічних ризиків для кожного компонента;
- визначити критичні ланцюги електропостачання, що потребують безперервності.

2. Стратегія модернізації:

- розробити поетапний план з урахуванням можливості скасування/відкату змін;
- починати з систем верхнього рівня (SCADA, комунікації);
- впроваджувати системи, що забезпечують швидку окупність;
- зберегти працездатність старих систем до повного переходу на нові.

3. Вибір обладнання та рішень:

- надавати перевагу обладнанню з підтримкою як традиційних, так і цифрових інтерфейсів;
- обирати постачальників з доведеним досвідом подібних проектів в Україні;
- перевіряти доступність сервісної підтримки та запчастин на вітчизняному ринку;
- використовувати обладнання з відкритими протоколами.

						Арх.
						62
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Підготовка персоналу:

- розпочати навчання заздалегідь, до початку монтажних робіт;
- організувати тренінги безпосередньо від виробників обладнання;
- забезпечити доступ до навчальних стендів і симуляторів;
- розробити нові інструкції та регламенти з урахуванням цифрових технологій.

технологій.

5. Тестування та введення в експлуатацію:

- впроваджувати комплексне тестування на всіх етапах;
- забезпечити паралельну роботу старих і нових систем у критичний період;
- проводити стрес-тестування системи перед повним введенням в експлуатацію;
- розробити детальні плани відновлення для аварійних ситуацій.

період;

експлуатацію;

6. Довгострокова підтримка:

- створити систему управління знаннями для збереження досвіду;
- впровадити моніторинг ефективності системи з регулярним аналізом даних;
- забезпечити постійне оновлення та вдосконалення систем;
- планувати наступні етапи модернізації з урахуванням технологічних трендів.

трендів.

Ці рекомендації допоможуть успішно провести модернізацію підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ, мінімізувати типові проблеми та забезпечити довгострокову ефективність об'єкта після оновлення.

						Арх.
						63
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 9. ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розроблена система електропостачання споживачів підстанції «Завалля» 150/35/10 кВ.

Більш детально розрахунок електропостачання Заваллівського кар'єру виглядає добре продуманим та комплексним. Ось основні аспекти, які варто відмітити: правильно обрано напругу живлення 35 кВ для підприємства такої потужності (4,18 МВА), що забезпечує економічно обґрунтовану передачу електроенергії на значну відстань.

Радіальна схема електропостачання цехових підстанцій є оптимальною для кар'єру, оскільки забезпечує надійність та простоту експлуатації. Вибір п'яти КТП по 630 кВА дозволяє рівномірно розподілити навантаження.

Використання кабелів ААШв (3х35) є доцільним рішенням для промислового підприємства, оскільки ці кабелі мають хорошу механічну міцність та придатні для прокладання в землі.

Комплексний підхід до компенсації реактивної потужності заслуговує особливої уваги. Встановлення БСК на двох рівнях напруги (0,4 кВ - 2175 квар та 10 кВ - 900 квар) дозволить ефективно компенсувати реактивну потужність як на рівні споживачів, так і на рівні розподільчої мережі. Врахування реактивної потужності високовольтного навантаження (4хАД) свідчить про детальний аналіз режимів роботи системи.

Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтного обладнання є критично важливими етапами проектування електропостачання. Для ГЗП 35/10 кВ Заваллівського кар'єру зроблений вибір високовольтного обладнання та його перевірка.

Модернізація підстанції "Завалля" 150/35/10 кВ є стратегічно важливим завданням в роботі, особливо враховуючи підключення великого споживача - Заваллівського кар'єру. Системний підхід до модернізації має охоплювати всі рівні напруги та аспекти функціонування підстанції.

						Арх.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Переваги замкнутої схеми, які зумовили її вибір: надійність електропостачання - при аварії на одній з ділянок мережі споживачі продовжують отримувати живлення через інші ділянки кільця. Це особливо критично для промислових підприємств як Заваллівський кар'єр.

Економічні показники - незважаючи на більші капітальні витрати на будівництво додаткових ділянок ЛЕП, замкнена схема часто виявляється економічнішою через зменшення експлуатаційних витрат та збитків від перерв в електропостачанні. Особливості техніко-економічного розрахунку: при порівнянні варіантів враховувалися капітальні витрати на спорудження ЛЕП 35 кВ різних перерізів, підстанційне обладнання, експлуатаційні витрати та втрати електроенергії.

Така комплексна модернізація забезпечить надійне електропостачання регіону на довгострокову перспективу та створить умови для подальшого промислового розвитку району.

Загалом робота демонструє професійний підхід до проектування електропостачання промислового підприємства з урахуванням сучасних вимог до енергоефективності та надійності.

						Арх.
						65
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 11. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посіб. / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

2. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.

3. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.]; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.

4. Правила улаштування електроустановок. Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України). Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 №476, 2017. – 617 с.

5. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

6. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі і системи. –К.:НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.

7. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

8. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

9. Кваліфікаційна робота бакалавра : метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. : П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 80 с.

						Арх.
						66
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

Таблиця А.1.

Добовий графік навантажень Р, Q, %

№	Робочі дні		Вихідні дні	
	Р, %	Q, %	Р, %	Q, %
1	78	50	35	20
2	84	53	35	20
3	75	55	35	20
4	80	53	35	20
5	83	50	35	20
6	85	53	35	20
7	80	53	35	20
8	90	50	20	15
9	91	60	20	15
10	93	80	20	15
11	91	100	20	15
12	90	80	20	15
13	91	60	20	15
14	96	65	20	15
15	90	70	20	15
16	93	70	20	15
17	100	70	20	15
18	98	70	35	20
19	100	70	35	20
20	98	65	35	20
21	96	60	35	20
22	93	60	35	20
23	91	53	35	20
24	83	50	35	20

Таблиця А.2.

Добовий графік навантажень P, Q, S

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
1	3232	1823	3711	1450	729	1623	2747	1550	3154	1233	620	1380
2	3481	1933	3982	1450	729	1623	2959	1643	3385	1233	620	1380
3	3108	2006	3699	1450	729	1623	2642	1705	3144	1233	620	1380
4	3315	1933	3837	1450	729	1623	2818	1643	3262	1233	620	1380
5	3439	1823	3892	1450	729	1623	2924	1550	3309	1233	620	1380
6	3522	1933	4018	1450	729	1623	2994	1643	3415	1233	620	1380
7	3315	1933	3837	1450	729	1623	2818	1643	3262	1233	620	1380
8	3730	1823	4152	829	547	993	3170	1550	3529	704	465	844
9	3771	2188	4360	829	547	993	3205	1860	3706	704	465	844
10	3854	2917	4833	829	547	993	3276	2480	4109	704	465	844
11	3771	3647	5246	829	547	993	3205	3100	4459	704	465	844
12	3730	2917	4735	829	547	993	3170	2480	4025	704	465	844
13	3771	2188	4360	829	547	993	3205	1860	3706	704	465	844
14	3978	2370	4630	829	547	993	3381	2015	3936	704	465	844
15	3730	2553	4520	829	547	993	3170	2170	3842	704	465	844
16	3854	2553	4623	829	547	993	3276	2170	3930	704	465	844
17	4144	2553	4867	829	547	993	3522	2170	4137	704	465	844
18	4061	2553	4797	1450	729	1623	3452	2170	4077	1233	620	1380
19	4144	2553	4867	1450	729	1623	3522	2170	4137	1233	620	1380

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
20	4061	2370	4702	1450	729	1623	3452	2015	3997	1233	620	1380
21	3978	2188	4540	1450	729	1623	3381	1860	3859	1233	620	1380
22	3854	2188	4432	1450	729	1623	3276	1860	3767	1233	620	1380
23	3771	1933	4238	1450	729	1623	3205	1643	3602	1233	620	1380
24	3439	1823	3892	1450	729	1623	2924	1550	3309	1233	620	1380

Таблиця А.3.

Річний графік за тривалістю P, Q

№	P, кВт	T, днів	T*P	T	№	P, кВт	T, днів	T*P	T
1	4144	147	609168	147	29	3276	105	343980	3969
2	4144	147	609168	294	30	3276	105	343980	4074
3	4061	147	596967	441	31	3276	105	343980	4179
4	4061	147	596967	588	32	3232	147	475104	4326
5	3978	147	584766	735	33	3205	105	336525	4431
6	3978	147	584766	882	34	3205	105	336525	4536
7	3854	147	566538	1029	35	3205	105	336525	4641
8	3854	147	566538	1176	36	3205	105	336525	4746
9	3854	147	566538	1323	37	3170	105	332850	4851
10	3771	147	554337	1470	38	3170	105	332850	4956
11	3771	147	554337	1617	39	3170	105	332850	5061
12	3771	147	554337	1764	40	3108	147	456876	5208
13	3771	147	554337	1911	41	2994	105	314370	5313
14	3730	147	548310	2058	42	2959	105	310695	5418
15	3730	147	548310	2205	43	2924	105	307020	5523
16	3730	147	548310	2352	44	2924	105	307020	5628
17	3522	105	369810	2457	45	2818	105	295890	5733
18	3522	105	369810	2562	46	2818	105	295890	5838
19	3522	147	517734	2709	47	2747	105	288435	5943
20	3481	147	511707	2856	48	2642	105	277410	6048
21	3452	105	362460	2961	49	1450	65	94250	6113
22	3452	105	362460	3066	50	1450	65	94250	6178
23	3439	147	505533	3213	51	1450	65	94250	6243
24	3439	147	505533	3360	52	1450	65	94250	6308
25	3381	105	355005	3465	53	1450	65	94250	6373
26	3381	105	355005	3570	54	1450	65	94250	6438
27	3315	147	487305	3717	55	1450	65	94250	6503
28	3315	147	487305	3864	56	1450	65	94250	6568

№	<i>P</i> , кВт	<i>T</i> , днів	<i>T*P</i>	<i>T</i>	№	<i>P</i> , кВт	<i>T</i> , днів	<i>T*P</i>	<i>T</i>
57	1450	65	94250	6633	86	829	65	53885	8280
58	1450	65	94250	6698	87	704	48	33792	8328
59	1450	65	94250	6763	88	704	48	33792	8376
60	1450	65	94250	6828	89	704	48	33792	8424
61	1450	65	94250	6893	90	704	48	33792	8472
62	1450	65	94250	6958	91	704	48	33792	8520
63	1233	48	59184	7006	92	704	48	33792	8568
64	1233	48	59184	7054	93	704	48	33792	8616
65	1233	48	59184	7102	94	704	48	33792	8664
66	1233	48	59184	7150	95	704	48	33792	8712
67	1233	48	59184	7198	96	704	48	33792	8760
68	1233	48	59184	7246					
69	1233	48	59184	7294					
70	1233	48	59184	7342					
71	1233	48	59184	7390					
72	1233	48	59184	7438					
73	1233	48	59184	7486					
74	1233	48	59184	7534					
75	1233	48	59184	7582					
76	1233	48	59184	7630					
77	829	65	53885	7695					
78	829	65	53885	7760					
79	829	65	53885	7825					
80	829	65	53885	7890					
81	829	65	53885	7955					
82	829	65	53885	8020					
83	829	65	53885	8085					
84	829	65	53885	8150					
85	829	65	53885	8215					

Таблиця Б.1. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів $N = 8$ шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{кр}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кр}-Q_{бок}, \text{кВАр}$	K_3	$S_p, \text{кВА}$
1-2	3	1270,87	1142,75	367,72	775,03	5 · 125;	625	150,03	0,73	1372,29
3-5	5	2221,93	1842,43	0	1842,43	1 · 200; 6 · 225;	1550	292,43	0,71	2241,09

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 2175 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2 · 450; сумарна потужність БК 10 кВ складає 900 кВАр.

Таблиця Б.2. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів $N = 9$ шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{кр}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кр}-Q_{бок}, \text{кВАр}$	K_3	$S_p, \text{кВА}$
1-2	4	1270,87	1142,75	1223,35	0		0	0	0,68	1709,09
3-5	5	2221,93	1842,43	0	1842,43	1 · 200; 6 · 225;	1550	292,43	0,71	2241,09

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 1550 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2 · 900; сумарна потужність БК 10 кВ складає 1800 кВАр.

Таблиця Б.3. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів $N = 10$ шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{кр}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кр} - Q_{БК}, \text{кВАр}$	K_3	$S_p, \text{кВА}$
1-2	4	1270,87	1142,75	1223,35	0		0	0	0,68	1709,09
3-5	6	2221,93	1842,43	1436,78	405,65		0	405,65	0,76	2886,44

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 0 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 4·900; сумарна потужність БК 10 кВ складає 3600 кВАр.

Таблиця Б.4. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В Заваллівського кар'єру з урахуванням КП

Назва групи споживачів	Кіль-ть ЕС	Р одного, кВт		Pсум, кВт	m	K _н	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		P _{еф}	K _м	Розрахункове навантаження		
		min	max						P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС "Завалля"															
<u>Заваллівський кар'єр</u>															
ТП№1-2															
силова	101	0,1	80	1827		0,53	0,73	0,93	974,50	907,03	46	1,14	1112,13	907,03	1435,11
освітлювальна													144,72	157,62	
БК 0,4 кВ													1256,86	439,65	1331,53
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1-2													15,25	83,72	
Втрати в трансформаторах															
Кількість трансформаторів:	3														
Номінальна потужність, кВА:	630														
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,70														
Всього на шинах 10 кВ ТП1-2															
ТП№3-5															
силова	36	1	200	2804		0,6	0,76	0,85	1830,4	1559,52	28	1,15	2113,03	1559,52	2626,22
освітлювальна													83,87	145,09	
БК 0,4 кВ														-1500	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП3-5													2196,90	204,61	2206,41
Втрати в трансформаторах													25,19	138,55	
Кількість трансформаторів:	5														
Номінальна потужність, кВА:	630														
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,70														
Всього на шинах 10 кВ ТП3-5													2222,09	343,16	2248,43
Всього кар'єру															
силова	137	0,1	200	4631		0,61	0,75	0,88	2804,90	2466,55	46	1,11	3126,28	2466,55	3982,15
освітлювальна													228,59	302,70	
Всього													3354,87	2769,26	4350,17
БК 0,4 кВ														-2175	
Втрати в трансформаторах													40,44	222,28	
Всього по Заваллівському кар'єру													3395,31	816,53	3492,11

Продовження таблиці Б.3.

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Високовольтне навантаження АД	4,0	250	- 250	1000,0		0,75	0,75	0,88	750,0	661,4			750,0	661,4	1000
БК 10 кВ														-900,00	
Всього на шинах 10 кВ ПС "Завалля"										tgφ=		0,14	4145,31	577,97	4185,41

Таблиця В.1. Вибір потужності та місця розташування цехових ТП

№ ТП	Рр	Qр	Sp	Вид ТП	№тр	Стр	Кз	Категорія за	Місце розташування	% обмеження споживачів III категорії	Категорія споживачів
ТП№1-2	1272,10	523,37	1375,56	вбуд.	3	х 630	0,73	Д	Цех обробки каміння	3,82	I,II,III
ТП№3-5	2222,09	343,16	2248,43	вбуд.	5	х 630	0,71	Д	Робоча зона	1,93	I,II,III

Таблиця В.2. Вибір трансформаторів кар'єру

№ ТП	№ шт	Сроз, кВА	Марка	Кз	$S_{ном} \geq Sp/K_1$	$S_{ном} \geq Sp/K_2$	Тип КТП
КТП1	2	917,04	ТМ3630/10	0,73	849,11	655,03	вбудов.
КТП2	1	458,52	ТМ3630/10	0,73	424,56	327,51	вбудов.
КТП3	1	449,68	ТМ3630/10	0,71	416,37	321,20	вбудов.
КТП4	2	899,37	ТМ3630/10	0,71	832,75	642,41	вбудов.
КТП5	2	899,37	ТМ3630/10	0,71	832,75	642,41	вбудов.

Таблиця Г.1. Вибір кабелів 10 кВ мережі заводу

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	Sp, кВА	Ip, А	Fp, мм ²	Fст, мм ²	Fмин Т.У., мм ²	Idоп, А	Iав.р, А	Idоп', А
1	ГЗП-ТП1	2	917,04	26,50	22,09	25	35	115	53,01	132,02
2	ГЗП-ТП2	1	458,52	26,50	22,09	25	35	115	-	-
3	ГЗП-ТП3	1	449,69	25,99	21,66	25	35	115	-	-
4	ГЗП-ТП4	2	899,37	25,99	21,66	25	35	115	51,99	132,02
5	ГЗП-ТП5	2	899,37	25,99	21,66	25	35	115	51,99	132,02

Таблиця Г.2. Струми КЗ в мережі 10 кВ заводу, приведена до ВН

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Iк'',кА	2,17	1,955	0,133	1,954	0,133	1,952	0,133	1,951	0,133	1,951	0,132

Таблиця Г.3. Вибір вимикачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР35НС-20/1600
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=69,12$ А	$I_{ном}=1600$ А
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт}=I''=4,55$ кА	$I_{отк.ном}=20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат}=\sqrt{2}*4,55+0=6,43$ кА	$\sqrt{2}I_{отк.ном}(1+0)=\sqrt{2}*20(1+0,4)=39,5$ кА
5. $I'' \leq I_{пр.с}$	$I''=4,55$ кА	$I_{пр.с}=20$ кА
6. $i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=7,97$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k=9,97$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}=20^2 \cdot 3=1200$ кА ² с

Таблиця Г.4. Вибір роз'єднувачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		РНДЗ-35
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=69,12$ А	$I_{ном}=1000$ А
3. $i_y \leq I_{дин}$	$i_y=7,97$ кА	$I_{дин}=64$ кА
4. $B_k \leq B_T$	$B_k=9,97$ кА ² с	$B_T=1600$ кА ² с
Тип привода		ПРН-110М

Таблиця Г.5. Вибір вимикачів на шинах 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 241,93$ А	$I_{ном} = 630$ А
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 2,17$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} * 2,17 + 0 = 3,068$ кА	$\sqrt{2} * 20(1 + 40/100) = 39,48$ кА
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,17$ кА	$I_{дин} = 20$ кА
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 4,773$ кА	$i_{дин} = 52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 6,507$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 * 3 = 1200$ кА ² с

Таблиця Г.6. Вибір вимикачів на шинах 10 кВ до КТП-1

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 53,01$ А	$I_{ном} = 630$ А
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 1,955$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} * 1,955 + 0 = 2,764$ кА	$\sqrt{2} * 20(1 + 40/100) = 39,48$ кА
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 1,955$ кА	$I_{дин} = 20$ кА
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 4,3$ кА	$i_{дин} = 52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 5,28$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 * 3 = 1200$ кА ² с

Таблиця Г.7. Вибір трансформаторів власних потреб

Електроприймачі	Встановлена потужність, кВт	Кіл-ть	P, кВт	Q, кВар
1. Електродвигуни обдуву транс-ра	8	2	16	10
2. Обігрів вимикачів	1,2	3	3,6	-
3. Опалення та освітлення приміщення	5,5	1	5,5	-
4. Зовнішнє освітлення	4,5	1	4,5	-
5. Навантаження, яке споживається оперативними ланцюгами	2,0	1	2,0	-
Всього			31,6	10

Таблиця Г.8. Вибір трансформатора струму на 35 кВ

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ
69,12 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	600 А
7,97 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	127 кА
9,97 кА ² ·с	$B_k \leq I^2_{терм} t_{терм}$	$22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця Г.9. Розрахунок вторинного навантаження ТС

Прилад	Клас точності	Навантаження, В · А фази		
		А	В	С
Лічильник активної та реактивної електроенергії Меркурій ART2	0,5	2	2	2
Амперметр Е-335	1,0	0,5	-	-
Всього		2,5	2	2

Таблиця Г.10. Перевірка трансформатора струму на вводах 10 кВ

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
241,93 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	300 А
4,773 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	51 кА
6,507 кА ² ·с	$B_k \leq I^2_{терм} t_{терм}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця Г.11. Вибір трансформатора струму на 10 кВ для відходящих ліній

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
53,01 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	100 А
4,3 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	52 кА
5,28 кА ² ·с	$B_k \leq I^2_{терм} t_{терм}$	$20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця Г.12. Розрахунок вторинного навантаження ТС

Прилад	Клас точності	Навантаження, В · А фази		
		А	В	С
Лічильник активної та реактивної електроенергії Меркурій ART	0,5	0,3	0,3	0,3
Амперметр Е-335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,8	0,3	0,3

Таблиця Г.13. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Кіль- ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP , Вт	ΣQ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник на вводі	Меркурій ART2	1	7,5	0,5	7,48
Лічильник на відходящих лініях	Меркурій ART	4	7,5	2	29,9
Всього:				4,5	37,38

Таблиця Г.14. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Кіль- ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP , Вт	ΣQ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник на вводі	Меркурій ART2	1	2	2	4
Лічильник на відходящих лініях	Меркурій ART	7	1	14	52,5
Всього:				18	56,5

Таблиця Д.1. Технічні дані трансформаторів 35/10 кВ

П/ст	Тип	ΔP_k , кВт	U_k , %	ΔP_x , кВт	I_x , %
2, 3, 4	ТМН 2,5	26	6,5	5,1	1,1
5, 6	ТМН 1,6	23,5	6,5	5,1	1,1

Таблиця Д.2. Технічні дані автотрансформатора ТДТН 16000/150

$U_{вн}=158$ кВ	$U_{сн}=38,5$ кВ	$U_{нн}=11$ кВ
$\Delta P_{кз}=96$ кВт	$\Delta P_x=25$ кВт	$I_{хх}=1\%$
$U_{к1-2}=10,5\%$	$U_{к1-3}=18\%$	$U_{к2-3}=6\%$

Таблиця Д.3. Радіальна схема мережі

Лінія	U_n , кВ	N	S_m , МВА	I_p , А	Провод	$I_{доп}$, А	$I_{ф.р.}$, А
Л1	35	2	4,18	36,29	АС95/16	330	72,57
Л2	35	2	6,76	58,59	АС95/16	330	117,18
Л3	35	2	6,21	53,84	АС70/11	265	107,67
Л4	35	2	2,45	21,22	АС70/11	265	42,43
Л5	35	2	2,30	19,93	АС70/11	265	39,85

Таблиця Д.4. Параметри лінії радіальної мережі

Лінія	U_n , кВ	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
Л1	35	АС95/16	0,301	0,421	2,611
Л2	35	АС95/16	0,301	0,421	2,611
Л3	35	АС70/11	0,422	0,432	2,547
Л4	35	АС70/11	0,422	0,432	2,547
Л5	35	АС70/11	0,422	0,432	2,547

Таблиця Д.5. Параметри лінії замкненої мережі

Лінія	U_n , кВ	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
Л1	35	АС95/16	0,301	0,421	2,611
Л2	35	АС120/19	0,244	0,414	2,658
Л3	35	АС95/16	0,301	0,421	2,611
Л4	35	АС70/11	0,422	0,432	2,547
Л5	35	АС70/11	0,422	0,432	2,547
Л6	35	АС95/16	0,301	0,421	2,611

Максимальный режим. Радиальная схема сети. Qку=9,9 Мвар

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	3	154	0	0	0	0

N - Узлы

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	150	0.0	0.0	0	0
N 3	1	10	5.66	1.09	0	0
N 4	1	35	0	0	0	0
N 5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 6	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 7	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 8	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 9	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 10	1	10	4.15	0.58	0	0
N 11	1	10	4.42	0.59	0	0
N 12	1	10	2.18	0.74	0	0
N 13	1	10	3.61	0.15	0	0
N 14	1	10	1.81	0.75	0	0

L - Ветви, линии

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 1	2	2.34	88	0
L 4	5	0.92	1.28	31.85
L 4	6	1.96	2.74	67.89
L 6	7	3.9	4	94.24
L 4	8	3.59	3.67	86.6
L 8	9	2.45	2.51	59.09

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 3	2	2.34	52.7	11.0	156.75
T 4	2	2.34	0.01	38.5	156.75
T 10	5	2.55	15.92	11.0	37.62
T 11	6	2.55	15.92	11.0	37.1
T 12	7	5.62	24.88	11.0	36.57
T 13	8	2.55	15.92	11.0	37.62
T 14	9	5.62	24.88	11.0	36.57

Информация по узлам

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	154.00	0.0	-22.304	-6.876	0.000	0.000
2	150.26	-4.8	0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.51	-5.6	5.660	1.090	0.000	0.000
4	36.84	-4.8	0.000	0.000	0.000	0.000
5	36.70	-5.0	0.010	0.055	0.000	0.000
6	36.35	-5.5	0.010	0.055	0.000	0.000
7	36.02	-5.7	0.010	0.055	0.000	0.000
8	36.18	-5.5	0.010	0.055	0.000	0.000
9	35.99	-5.7	0.010	0.055	0.000	0.000
10	10.56	-7.8	4.150	0.580	0.000	0.000
11	10.59	-8.5	4.420	0.590	0.000	0.000
12	10.56	-8.0	2.180	0.740	0.000	0.000
13	10.47	-8.1	3.610	0.150	0.000	0.000
14	10.57	-7.5	1.810	0.750	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м 0.422666 2.700608 0.000 0.000

"+" потребление, "-" генерация

Информация по ветвям

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
1	2	-22.304	-6.876	22.250	4.854	0.053747
4	5	-4.207	-0.824	4.195	0.849	0.012484
4	6	-6.772	-1.697	6.701	1.689	0.070621
6	7	-2.231	-0.796	2.214	0.902	0.016868
4	8	-5.578	-1.153	5.492	1.180	0.086189
8	9	-1.845	-0.813	1.838	0.882	0.007734
3	2	5.660	1.090	-5.663	-1.168	0.003465
4	2	16.557	3.673	-16.586	-3.686	0.029919
10	5	4.150	0.580	-4.184	-0.794	0.034337
11	6	4.420	0.590	-4.460	-0.838	0.039740
12	7	2.180	0.740	-2.204	-0.847	0.024156
13	8	3.610	0.150	-3.636	-0.312	0.025949
14	9	1.810	0.750	-1.827	-0.827	0.017458

Суммарные потери активной мощности: 0.422666

Максимальный режим. Радиальная схема сети. Qку=5,4 Мвар

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	3	154	0	0	0	0

N - Узлы

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	150	0.0	0.0	0	0
N 3	1	10	5.66	3.79	0	0
N 4	1	35	0	0	0	0
N 5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 6	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 7	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 8	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 9	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 10	1	10	4.15	0.58	0	0
N 11	1	10	4.42	0.59	0	0
N 12	1	10	2.18	0.74	0	0
N 13	1	10	3.61	1.05	0	0
N 14	1	10	1.81	1.65	0	0

L - Ветви, линии

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 1	2	2.34	88	0
L 4	5	0.92	1.28	31.85
L 4	6	1.96	2.74	67.89
L 6	7	3.9	4	94.24
L 4	8	3.59	3.67	86.6
L 8	9	2.45	2.51	59.09

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 3	2	2.34	52.7	11.0	152.25
T 4	2	2.34	0.01	38.5	152.25
T 10	5	2.55	15.92	11.0	38.15
T 11	6	2.55	15.92	11.0	37.62
T 12	7	5.62	24.88	11.0	37.1
T 13	8	2.55	15.92	11.0	37.62
T 14	9	5.62	24.88	11.0	36.57

Информация по узлам

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	154.00	0.0	-22.352	-11.832	0.000	0.000
2	147.44	-4.9	-0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.55	-5.7	5.660	3.790	0.000	0.000
4	37.21	-4.9	0.000	0.000	0.000	0.000
5	37.07	-5.1	0.010	0.055	0.000	0.000
6	36.73	-5.5	0.010	0.055	0.000	0.000
7	36.40	-5.8	0.010	0.055	0.000	0.000
8	36.36	-5.3	0.010	0.055	0.000	0.000
9	36.11	-5.3	0.010	0.055	0.000	0.000
10	10.52	-7.8	4.150	0.580	0.000	0.000
11	10.56	-8.5	4.420	0.590	0.000	0.000
12	10.53	-8.0	2.180	0.740	0.000	0.000
13	10.41	-7.7	3.610	1.050	0.000	0.000
14	10.41	-7.0	1.810	1.650	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м 0.470969 3.156760 0.000 0.000

"+" потребление, "-" генерация

Информация по ветвям

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
1	2	-22.352	-11.832	22.289	9.458	0.063108
4	5	-4.206	-0.818	4.194	0.845	0.012226
4	6	-6.769	-1.682	6.699	1.678	0.069097
6	7	-2.230	-0.791	2.214	0.900	0.016493
4	8	-5.616	-3.039	5.509	3.047	0.106701
8	9	-1.861	-1.765	1.848	1.830	0.012446
3	2	5.660	3.790	-5.665	-3.905	0.005096
4	2	16.591	5.539	-16.624	-5.554	0.033068
10	5	4.150	0.580	-4.184	-0.790	0.033629
11	6	4.420	0.590	-4.459	-0.833	0.038901
12	7	2.180	0.740	-2.204	-0.845	0.023629
13	8	3.610	1.050	-3.638	-1.228	0.028440
14	9	1.810	1.650	-1.838	-1.775	0.028135

Суммарные потери активной мощности: 0.470969

Минимальный режим. Радиальная схема сети. Qку=6,3 Мвар

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	3	154	0	0	0	0

N - Узлы

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	150	0.0	0.0	0	0
N 3	1	10	3.96	0.85	0	0
N 4	1	35	0	0	0	0
N 5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 6	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 7	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 8	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 9	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 10	1	10	2.9	0.4	0	0
N 11	1	10	3.09	0.95	0	0
N 12	1	10	1.52	0.25	0	0
N 13	1	10	2.53	0.64	0	0
N 14	1	10	1.27	0.25	0	0

L - Ветви, линии

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 1	2	2.34	88	0
L 4	5	0.92	1.28	31.85
L 4	6	1.96	2.74	67.89
L 6	7	3.9	4	94.24
L 4	8	3.59	3.67	86.6
L 8	9	2.45	2.51	59.09

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 3	2	2.34	52.7	11.0	163.5
T 4	2	2.34	0.01	38.5	163.5
T 10	5	2.55	15.92	11.0	38.15
T 11	6	2.55	15.92	11.0	37.62
T 12	7	5.62	24.88	11.0	37.62
T 13	8	2.55	15.92	11.0	37.62
T 14	9	5.62	24.88	11.0	37.62

Информация по узлам

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	154.00	0.0	-15.538	-4.763	0.000	0.000
2	151.30	-3.3	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.15	-3.9	3.960	0.850	0.000	0.000
4	35.58	-3.3	0.000	-0.000	0.000	0.000
5	35.48	-3.5	0.010	0.055	0.000	0.000
6	35.21	-3.8	0.010	0.055	0.000	0.000
7	35.01	-4.0	0.010	0.055	0.000	0.000
8	35.08	-3.8	0.010	0.055	0.000	0.000
9	34.97	-3.9	0.010	0.055	0.000	0.000
10	10.11	-5.6	2.900	0.400	0.000	0.000
11	10.09	-6.0	3.090	0.950	0.000	0.000
12	10.11	-5.8	1.520	0.250	0.000	0.000
13	10.11	-5.7	2.530	0.640	0.000	0.000
14	10.11	-5.4	1.270	0.250	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м 0.217230 1.147711 0.000 0.000

"+" потребление, "-" генерация

Информация по ветвям

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
1	2	-15.538	-4.763	15.512	3.783	0.026060
4	5	-2.934	-0.535	2.928	0.566	0.006482
4	6	-4.709	-1.358	4.672	1.391	0.037373
6	7	-1.549	-0.246	1.541	0.354	0.007840
4	8	-3.892	-0.996	3.846	1.057	0.046094
8	9	-1.292	-0.271	1.288	0.340	0.003509
3	2	3.960	0.850	-3.962	-0.888	0.001685
4	2	11.536	2.888	-11.550	-2.895	0.014494
10	5	2.900	0.400	-2.918	-0.511	0.017770
11	6	3.090	0.950	-3.112	-1.090	0.022361
12	7	1.520	0.250	-1.531	-0.299	0.011162
13	8	2.530	0.640	-2.545	-0.731	0.014522
14	9	1.270	0.250	-1.278	-0.285	0.007878

Суммарные потери активной мощности: 0.217230

Минимальный режим. Замкнутая схема сети .

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	3	154	0	0	0	0

N - Узлы

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	150	0.0	0.0	0	0
N 3	1	10	3.96	0.85	0	0
N 4	1	35	0	0	0	0
N 5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 6	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 7	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 8	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 9	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 10	1	10	2.9	0.4	0	0
N 11	1	10	3.09	0.95	0	0
N 12	1	10	1.52	0.25	0	0
N 13	1	10	2.53	0.64	0	0
N 14	1	10	1.27	0.25	0	0

L - Ветви, линии

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 1	2	2.34	88	0
L 4	5	0.92	1.28	31.85
L 4	6	3.17	5.38	34.55
L 6	7	3.9	4	94.24
L 4	8	5.12	7.16	44.39
L 8	9	2.45	2.51	59.09
L 6	8	2.05	2.86	17.75

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 3	2	2.34	52.7	11.0	163.5
T 4	2	2.34	0.01	38.5	163.5
T 10	5	2.55	15.92	11.0	38.15
T 11	6	2.55	15.92	11.0	37.1
T 12	7	5.62	24.88	11.0	37.1
T 13	8	2.55	15.92	11.0	37.1
T 14	9	5.62	24.88	11.0	37.1

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	154.00	0.0	-15.584	-4.957	0.000	0.000
2	151.19	-3.3	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.15	-3.9	3.960	0.850	0.000	0.000
4	35.55	-3.4	0.000	-0.000	0.000	0.000
5	35.46	-3.5	0.010	0.055	0.000	0.000
6	34.87	-4.3	0.010	0.055	0.000	0.000
7	34.66	-4.6	0.010	0.055	0.000	0.000
8	34.84	-4.4	0.010	0.055	0.000	0.000
9	34.73	-4.5	0.010	0.055	0.000	0.000
10	10.10	-5.6	2.900	0.400	0.000	0.000
11	10.13	-6.6	3.090	0.950	0.000	0.000
12	10.14	-6.3	1.520	0.250	0.000	0.000
13	10.18	-6.2	2.530	0.640	0.000	0.000
14	10.18	-5.9	1.270	0.250	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м 0.262878 1.342492 0.000 0.000

"+" потребление, "-" генерация

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
1	2	-15.584	-4.957	15.557	3.965	0.026387
4	5	-2.934	-0.535	2.928	0.566	0.006492
4	6	-4.955	-1.633	4.887	1.559	0.068444
6	7	-1.550	-0.250	1.542	0.355	0.008006
4	8	-3.691	-0.903	3.633	0.876	0.058700
8	9	-1.292	-0.273	1.288	0.340	0.003560
6	8	-0.214	-0.162	0.214	0.183	0.000128
3	2	3.960	0.850	-3.962	-0.888	0.001687
4	2	11.581	3.071	-11.596	-3.077	0.014734
10	5	2.900	0.400	-2.918	-0.511	0.017797
11	6	3.090	0.950	-3.113	-1.093	0.022828
12	7	1.520	0.250	-1.531	-0.300	0.011394
13	8	2.530	0.640	-2.545	-0.732	0.014729
14	9	1.270	0.250	-1.278	-0.285	0.007991

Суммарные потери активной мощности: 0.262878

Максимальный режим. Замкнутая схема сети .

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	3	154	0	0	0	0

N - Узлы

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	150	0.0	0.0	0	0
N 3	1	10	5.66	1.09	0	0
N 4	1	35	0	0	0	0
N 5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 6	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 7	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 8	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 9	1	35	0.0102	0.055	0	0
N 10	1	10	4.15	0.58	0	0
N 11	1	10	4.42	0.59	0	0
N 12	1	10	2.18	0.74	0	0
N 13	1	10	3.61	0.15	0	0
N 14	1	10	1.81	0.75	0	0

L - Ветви, линии

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 1	2	2.34	88	0
L 4	5	0.92	1.28	31.85
L 4	6	3.17	5.38	34.55
L 6	7	3.9	4	94.24
L 4	8	5.12	7.16	44.39
L 8	9	2.45	2.51	59.09
L 6	8	2.05	2.86	17.75

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 3	2	2.34	52.7	11.0	156.75
T 4	2	2.34	0.01	38.5	156.75
T 10	5	2.55	15.92	11.0	37.62
T 11	6	2.55	15.92	11.0	37.1
T 12	7	5.62	24.88	11.0	36.57
T 13	8	2.55	15.92	11.0	37.62
T 14	9	5.62	24.88	11.0	36.57

Информация по узлам

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	154.00	0.0	-22.392	-7.195	0.000	0.000
2	150.09	-4.8	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.50	-5.6	5.660	1.090	0.000	0.000
4	36.79	-4.9	-0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.66	-5.1	0.010	0.055	0.000	0.000
6	35.88	-6.2	0.010	0.055	0.000	0.000
7	35.55	-6.5	0.010	0.055	0.000	0.000
8	35.85	-6.3	0.010	0.055	0.000	0.000
9	35.66	-6.4	0.010	0.055	0.000	0.000
10	10.55	-7.9	4.150	0.580	0.000	0.000
11	10.45	-9.4	4.420	0.590	0.000	0.000
12	10.42	-8.8	2.180	0.740	0.000	0.000
13	10.38	-8.8	3.610	0.150	0.000	0.000
14	10.47	-8.3	1.810	0.750	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м 0.511136 3.020074 0.000 0.000

"+" потребление, "-" генерация

Информация по ветвям

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
1	2	-22.392	-7.195	22.338	5.142	0.054581
4	5	-4.207	-0.824	4.195	0.850	0.012516
4	6	-7.138	-2.059	7.009	1.885	0.129486
6	7	-2.232	-0.803	2.215	0.905	0.017351
4	8	-5.298	-1.078	5.187	0.981	0.110800
8	9	-1.846	-0.816	1.838	0.884	0.007886
6	8	-0.306	-0.183	0.305	0.205	0.000209
3	2	5.660	1.090	-5.663	-1.168	0.003474
4	2	16.644	3.961	-16.674	-3.974	0.030522
10	5	4.150	0.580	-4.184	-0.795	0.034424
11	6	4.420	0.590	-4.461	-0.845	0.040821
12	7	2.180	0.740	-2.205	-0.850	0.024837
13	8	3.610	0.150	-3.636	-0.315	0.026433
14	9	1.810	0.750	-1.828	-0.829	0.017796

Суммарные потери активной мощности: 0.511136

Таблиця Ж.1 . Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію в лініях радіальної схеми

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}, кВ$	$L, км$	$N, шт.$	Тип опору	$K_{л.уд.}, тис. грн.$	$K_{л.}, тис. грн.$	ал+рл+ол %	$I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС95/16	35	6,10	2	ж/б	682,50	4163,25	10	416,33
Л2	АС95/16	35	13,00	2	ж/б	682,50	8872,50	10	887,25
Л3	АС70/11	35	17,00	2	ж/б	644,00	10948,00	10	1094,80
Л4	АС70/11	35	11,60	2	ж/б	644,00	7470,40	10	747,04
Л5	АС70/11	35	18,50	2	ж/б	644,00	11914,00	10	1191,40
Сума							43368,15		4336,82

Таблиця Ж.2. Розрахунок капіт вкладень та витрат на амортизацію підстанції радіальної схеми

п/ст	Тип трансформатора	N	$K'm, тис. грн.$	$Km, тис. грн.$	$N_{в 150 кВ}$	$N_{в 35 кВ}$	$K_{в}, тис. грн.$	$Q_{ку}, МВАр$	$K_{ку}, тис. грн.$	$КПЗ, тис. грн.$	$Kп/см, тис. грн.$	$I_{а п/см}, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	2490,00	4980,00	3	9	3780	2,7	648,00	8100	17508,0	3501,60
2	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	3	1260	0,00	0,00	2100	4632,0	926,40
3	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	7	2940	2,70	648,00	2100	6960,0	1392,00
4	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	7	2940	2,70	648,00	2100	6960,0	1392,00
5	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	3	1260	0,90	216,00	2100	4800,0	960,00
6	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	3	720	0,90	216,00	2100	4260,0	852,00
Сума				11244,00			12900	9,9	2376,00	18600	45120,0	9024,00

Таблиця Ж.3. Вартість втрат електроенергії в лінії радіальної мережі

Лінія	Провід	$\Delta P, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{л.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I'_{эл.}, тис. грн.$	$I_{а.л.}, тис. грн.$	$I_{эл.} + I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС95/16	0,012	3518,18	0,042	365,187	416,33	781,512
Л2	АС95/16	0,070	3518,18	0,246	2130,258	887,25	3017,508
Л3	АС70/11	0,086	3518,18	0,303	2617,174	1094,80	3711,974
Л4	АС70/11	0,007	3518,18	0,025	213,026	747,04	960,066
Л5	АС70/11	0,017	3518,18	0,060	517,348	1191,40	1708,748
Сума		0,192		0,675	5842,993	4336,82	10179,808

Таблиця Ж.4. Вартість втрат електроенергії в трансформаторах радіальної схеми електропостачання

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{т.}, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{т.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I_{ДW_{т.}}, тис. грн.$	$\Delta P_{х.}, кВт$	$\Delta W_{т.}', кВт \cdot год$	$I_{ДW_{т.}'}, тис. грн.$	$\Delta W_{т.} + I_{ДW_{т.}'}, тис. грн.$	$I_{а п/см}, тис. грн.$	$I_{сум п/см}, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	0,09	3518,18	0,306	2647,61	25	438000	3788,7	6436,31	3501,60	9937,91
2	ТМН-2500/35	2	0,03	3518,18	0,120	1034,70	5,1	89352	772,895	1807,59	926,40	2733,99
3	ТМН-2500/35	2	0,04	3518,18	0,137	1186,86	5,1	89352	772,895	1959,75	1392,00	3351,75
4	ТМН-2500/35	2	0,03	3518,18	0,088	760,81	5,1	89352	772,895	1533,70	1392,00	2925,70
5	ТМН-1600/35	2	0,02	3518,18	0,060	517,35	5,1	89352	772,895	1290,24	960,00	2250,24
6	ТМН-1600/35	2	0,02	3518,18	0,084	730,37	5,1	89352	772,895	1503,27	852,00	2355,27
Сума			0,23		0,795	6877,69		884760		14530,86	9024,00	23554,86

Таблиця Ж.5 . Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію в лініях замкненої схеми

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}, кВ$	$L, км$	$N, шт.$	Тип опору	$K_{л.уд.}, тис. грн.$	$K_{л.}, тис. грн.$	ал+рл+ол %	$I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС95/16	35	6,10	2	ж/б	585,00	3568,50	10	356,85
Л2	АС120/19	35	13,00	1	ж/б	246,00	3198,00	10	319,80
Л3	АС95/16	35	17,00	1	ж/б	244,00	4148,00	10	414,80
Л4	АС70/11	35	11,60	2	ж/б	552,00	6403,20	10	640,32
Л5	АС70/11	35	18,50	2	ж/б	552,00	10212,00	10	1021,20
Л6	АС95/16	35	6,80	1	ж/б	244,00	1659,20	10	165,92
Сума							29188,90		2918,89

Таблиця Ж.6 . Розрахунок капіт вкладень та витрат на амортизацію підстанції замкненої схеми

п/ст	Тип трансформатора	N	$K'т, тис. грн.$	$Kт, тис. грн.$	$N_{\text{в}} 150 кВ$	$N_{\text{в}} 35 кВ$	$K_{\text{в}}, тис. грн.$	$Q_{ку}, МВАр$	$K_{ку}, тис. грн.$	$КПЗ, тис. грн.$	$Kп/ст, тис. грн.$	$I_{а} п/ст, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	2490,00	4980,00	3	7	2940	2,7	648,00	8100	16668,0	3333,60
2	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	3	1260	0,00	0,00	2100	4632,0	926,40
3	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	7	2940	2,70	648,00	2100	6960,0	1392,00
4	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	7	2940	2,70	648,00	2100	6960,0	1392,00
5	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	3	1260	0,90	216,00	2100	4800,0	960,00
6	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	3	720	0,90	216,00	2100	4260,0	852,00
Сума				11244,00			12060	9,9	2376,00	18600	44280,0	8856,00

Таблиця Ж.7. Вартість втрат електроенергії в лінії замкненої мережі

Лінія	Провід	$\Delta P, МВт$	$\tau_{\text{нб}}, год.$	$\Delta W_{\text{л}} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I'_{\text{эл.}}, тис. грн.$	$I_{\text{а.л.}}, тис. грн.$	$I_{\text{эл.}} + I_{\text{а.}}, тис. грн.$
Л1	АС95/16	0,012	3518,18	0,042	365,187	356,85	722,037
Л2	АС120/19	0,129	3518,18	0,454	3925,761	319,80	4245,561
Л3	АС95/16	0,111	3518,18	0,391	3377,981	414,80	3792,781
Л4	АС70/11	0,007	3518,18	0,025	213,026	640,32	853,346
Л5	АС70/11	0,017	3518,18	0,060	517,348	1021,20	1538,548
Л6	АС95/16	0,001	3518,18	0,004	30,432	165,92	196,352
Сума		0,277		0,975	8429,735	2918,89	11348,625

Таблиця Ж.8. Вартість втрат електроенергії в трансформаторах замкненої схеми електропостачання

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{\text{т}}, МВт$	$\tau_{\text{нб}}, год.$	$\Delta W_{\text{т}} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I \Delta W_{\text{т}}, тис. грн.$	$\Delta P_{\text{х}}, кВт$	$\Delta W_{\text{т}}', кВт \cdot год$	$I \Delta W_{\text{т}}'', тис. грн.$	$\Delta W_{\text{т}}'' + I \Delta W_{\text{т}}', тис. грн.$	$I_{\text{а}} п/ст, тис. грн.$	$I_{\text{сум}} п/ст, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	0,09	3518,18	0,310	2678,04	25	438000	3788,7	6466,74	3333,60	9800,34
2	ТМН-2500/35	2	0,03	3518,18	0,120	1034,70	5,1	89352	772,895	1807,59	926,40	2733,99
3	ТМН-2500/35	2	0,04	3518,18	0,137	1186,86	5,1	89352	772,895	1959,75	1392,00	3351,75
4	ТМН-2500/35	2	0,03	3518,18	0,088	760,81	5,1	89352	772,895	1533,70	1392,00	2925,70
5	ТМН-1600/35	2	0,02	3518,18	0,060	517,35	5,1	89352	772,895	1290,24	960,00	2250,24
6	ТМН-1600/35	2	0,02	3518,18	0,084	730,37	5,1	89352	772,895	1503,27	852,00	2355,27
Сума			0,23		0,799	6908,12		884760		14561,30	8856,00	23417,30