

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ П. Плешков

“__” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Проектування системи електропостачання агропромислового району»

«Design of the power supply system of the agro-industrial district»

Виконав здобувач IV курсу групи ЕЕ-22МБ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ Д.Гревцев

«__» _____ 2025 р.

Керівник роботи
професор, канд. техн. наук

_____ П.Плешков

«__» _____ 2025 р.

Рецензент

_____ О.Дідик

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Грецьєва Дмитра Романовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Проектування системи електропостачання
агропромислового району

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 02.06.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____

Вступ. Стисла характеристика району; Розрахунок електричних навантажень;
Побудова графіків електричних навантажень підприємства; Вибір напруги і
електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання
комбикормового заводу; Режими реактивної потужності СЕП; Вибір
оптимальної схеми електропостачання району; Розрахунок режимів схем
електропостачання району; Визначення кількості та потужності
трансформаторів; Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір
високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи
електропостачання; Аналіз та розробка методів регулювання напруги в
мережах; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>			

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	5.05.25	
2	<i>Побудова графіків електричних навантажень підприємства</i>	9.05.25	
3	<i>Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання комбікормового заводу;</i>	14.05.25	
4	<i>Режими реактивної потужності СЕП</i>	16.05.25	
5	<i>Вибір оптимальної схеми електропостачання району</i>	19.05.25	
6	<i>Розрахунок режимів схем електропостачання району</i>	22.05.25	
7	<i>Визначення кількості та потужності трансформаторів</i>	25.05.25	
8	<i>Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи електропостачання</i>	27.05.25	
9	<i>Аналіз та розробка методів регулювання напруги в мережах</i>	30.05.25	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	01.06.25	
11	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	02.06.25	

Дата видачі завдання

« ___ » _____ 2025р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

« ___ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 105 с.; 31 рис.; 20 табл.; 12 джерел

Гревцев Д.Р. Проектування системи електропостачання агропромислового району – Рукопис.

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

В кваліфікаційній роботі проведено проектування системи електропостачання агропромислового району, яка відповідає вимогам щодо енергоефективності та стабільної роботи. Для досягнення поставленої мети виконано комплекс техніко-економічних розрахунків, зокрема визначення електричних навантажень, аналіз режимів реактивної потужності та оцінка струмів коротких замикань. Окрім цього, обрано схеми зовнішнього й внутрішнього електроживлення підприємства, визначено найефективнішу конфігурацію для району, розраховано режими роботи електромереж, а також підібрано відповідне обладнання — трансформаторні підстанції, конденсаторні установки, струмопроводи та елементи високовольтної частини.

У спеціальному розділі бакалаврської роботи було розглянуто сучасні методи підтримання напруги в розподільчих електричних мережах. Проведено порівняльний аналіз способів керування напругою, включаючи методи компенсації реактивної складової, а також централізовані й локальні підходи до регулювання напруги.

Ключові слова: електричні навантаження, трансформаторна підстанція, реактивна потужність, струми короткого замикання, електричне обладнання, РПН, зустрічне регулювання, триобмотковий трансформатор.

ABSTRACT

Qualification work: 105 p.; 31 fig.; 20 tables; 12 sources

Hrevtsev D.R. Design of the power supply system of the agro-industrial district – Manuscript.

Qualification work in the specialty 141 “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”, OPP “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”. – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

In the qualification work, the design of the power supply system of the agro-industrial district was carried out, which meets the requirements for energy efficiency and stable operation. To achieve the set goal, a set of technical and economic calculations was performed, in particular, the determination of electrical loads, analysis of reactive power modes and assessment of short-circuit currents. In addition, the schemes of external and internal power supply of the enterprise were selected, the most effective configuration for the district was determined, the operating modes of the power grids were calculated, and the appropriate equipment was selected - transformer substations, capacitor units, power lines and elements of the high-voltage part.

In a special section of the bachelor's thesis, modern methods of maintaining voltage in distribution electrical networks were considered. A comparative analysis of voltage control methods was carried out, including methods of compensation of the reactive component, as well as centralized and local approaches to voltage regulation.

Keywords: electrical loads, transformer substation, reactive power, short-circuit currents, electrical equipment, on-load tap-changer, counter-regulation, three-winding transformer.

6	РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	52
6.1.	Складання розрахункових схем заміщення.....	52
6.2.	Використання та забезпечення необхідного рівня активної й реактивної потужності в проєктованій електромережі.....	53
6.3.	Аналіз режимів роботи мережевих схем.....	56
7	ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	60
7.1.	Визначення кількості та номінальної потужності трансформаторів для головної понижувальної підстанції.....	60
7.2.	Визначення місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).....	61
8	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ І ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	64
8.1.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	64
8.2.	Вибір високовольтного обладнання.....	67
9	АНАЛІЗ ТА РОЗРОБКА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ.....	71
9.1.	Основні положення регулювання напруги і компенсації реактивної потужності.....	71
9.2.	Засоби регулювання напруги і компенсації реактивної потужності.....	75
9.3.	Метод централізованого регулювання напруги.....	79
9.4.	Принцип місцевого регулювання напруги.....	87
9.5.	Регулювання напруги в розподільчих мережах методом характеристичного вузла.....	89
	ВИСНОВКИ.....	101
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	103
	ДОДАТОК А	105

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП. СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

Проектування електропостачання агропромислового району має низку особливостей, зумовлених специфікою сільськогосподарського виробництва. Насамперед слід враховувати значну територіальну розосередженість споживачів, адже господарства, переробні підприємства, склади та ферми розміщені на великих відстанях. Це потребує ретельного планування траси ліній електропередач і вибору оптимальної конфігурації мережі.

Ще однією особливістю є сезонність електроспоживання. Навантаження змінюється залежно від періоду сільськогосподарських робіт: під час посіву, збирання врожаю або переробки продукції споживання різко зростає. Тому при проектуванні потрібно передбачати пікові навантаження та закладати резерв потужності для обладнання.

У межах агропромислового району функціонують об'єкти з різними типами навантаження: технологічне, освітлювальне, побутове, опалювальне. Вони належать до різних категорій надійності, тому система електропостачання повинна забезпечувати розподіл за пріоритетами та надійність живлення найважливіших об'єктів, таких як молочні ферми чи зрошувальні системи. У ряді випадків доцільно передбачити резервні джерела живлення – автономні генератори або можливість переключення на інше джерело.

Також важливо враховувати обмеженість енергетичної інфраструктури у сільській місцевості, що може вимагати будівництва нових трансформаторних підстанцій або підведення довгих ліній. Це підвищує вимоги до економічного обґрунтування проекту. При цьому слід враховувати і вплив інфраструктури на сільськогосподарські угіддя – мінімізувати перетини з посівними площами та враховувати ландшафтні особливості.

Останнім часом актуальним стає також питання інтеграції відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні або вітрові електростанції, які доцільно розміщувати у таких районах. Це додає нових вимог до

						Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

проектування з точки зору керування потоками енергії та узгодження параметрів мережі.

У цій кваліфікаційній роботі передбачено створення проекту електропостачання для агропромислового району з обґрунтуванням методів регулювання напруги в розподільчих мережах.

Для досягнення поставленої мети слід провести розрахунок електроспоживання підприємств аграрного сектора, параметрів мережі напругою 10 кВ, а також підібрати основне електротехнічне обладнання, зокрема трансформатори, лінії передачі та інші елементи.

У процесі дослідження необхідно проаналізувати режими роботи обраних схем електропостачання району, визначити розподіл потужності по лініях, оцінити втрати та забезпечити нормативний рівень напруги в основних вузлах мережі. За результатами техніко-економічного аналізу має бути обрана найефективніша схема енергопостачання, а також визначена конфігурація живильної підстанції 150/35/10 кВ.

Сільськогосподарський район, що підлягає проектуванню, розташований у центральній частині України. Його енергозабезпечення передбачається здійснювати через підстанцію I з рівнями напруги 150/35/10 кВ.

Для живлення цієї підстанції розглядаються 2 варіанти:

1. Підключення лише до підстанції "А" (150/35/10 кВ), яка знаходиться на відстані 20,2 км, що передбачає одностороннє живлення.

2. Підключення одночасно до підстанцій "А" та "Б" (обидві з напругою 150/35/10 кВ), при цьому підстанція "Б" розміщена за 43,1 км, що забезпечує двосторонню схему живлення.

						Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

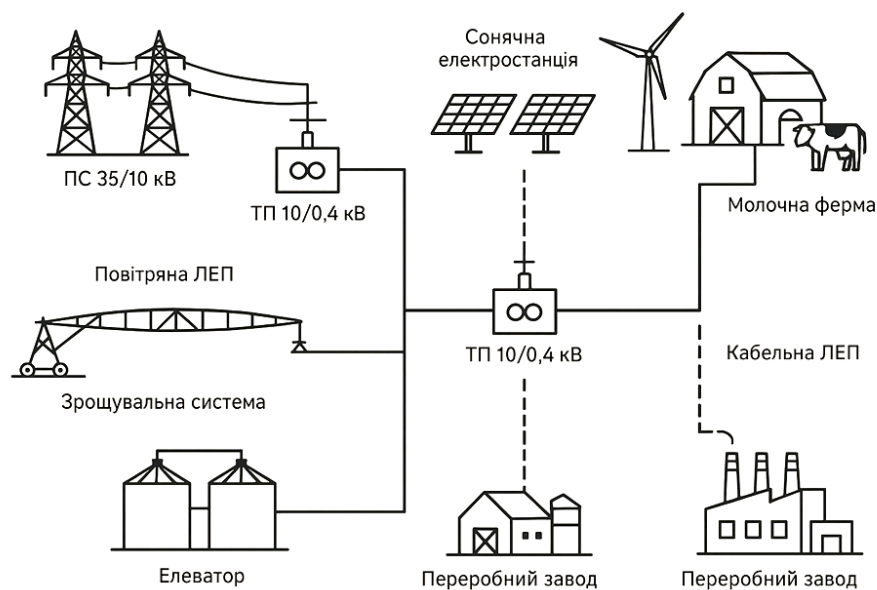


Рисунок 1.1 - Типова схема електропостачання для сільськогосподарського району.

Від підстанції II здійснюється живлення комбикормового заводу, до складу якого входять такі структурні підрозділи: цехи 1 та 2, ремонтно-механічна майстерня, котельня, адміністративна будівля заводу, їдальня та складські приміщення.

На шинах 10 кВ цієї підстанції сумарне навантаження становить 6,4 - 1,65 МВА. Від зазначених шин також живляться тваринницький комплекс, елеватор, ремонтно-транспортне підприємство та інші споживачі району.

Шини 35 кВ підстанції I використовуються для підключення розподільчих підстанцій типу 35/10 кВ. У таблиці 1.1 подано дані про навантаження кожної з цих підстанцій.

Таблиця 1. Потужності навантаження на підстанціях (на шинах 10кВ)

Підстанція	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
1	6,41	1,66	6,62
2	3,87	1,48	4,14
3	3,75	2,58	4,55
4	3,28	2,75	4,28
5	2,56	1,77	3,11
6	3,15	2,64	4,11
Всього на шинах 10 кВ та 35 кВ п/ст. I	23,02	12,87	26,36

З огляду на значення навантажень підприємств району та їхнє просторове розташування, використання напруги 150 кВ для електропостачання вважається недоцільним, оскільки потужності споживачів є відносно невеликими. Використання ж напруги 10 кВ для живлення на значні відстані є неефективним через суттєві втрати потужності та електроенергії, що призводить до значних економічних втрат.

Враховуючи ці чинники, оптимальним рішенням для живлення агропромислових об'єктів району є застосування напруги 35 кВ. Лінії мережі, які утворюють кільцеву структуру, повинні бути виконані на одному рівні напруги для забезпечення нормального режиму роботи.

Виходячи з величин навантаження на підстанціях і протяжності повітряних ліній, для головної ділянки Л1 обґрунтовано прийнято напругу 150 кВ, а для решти — 35 кВ. Вторинною напругою знижувальних районних підстанцій обрано рівень 10 кВ.

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

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1. Розрахунок освітлювальних навантажень.

Розрахунок навантажень на освітлення здійснюється на основі питомої потужності, що припадає на один квадратний метр корисної площі виробничого простору. При цьому застосовується підхід, описаний у джерелі [2]. Наведено приклад визначення освітлювального навантаження для цеху з обробки борошністої сировини.

$$F=6280 \text{ м}^2, P_0=12 \text{ Вт/м}^2, K_c=0,9$$

$$P_B=12 \cdot 6280 \cdot 10^{-3}=75,4 \text{ кВт}$$

$$P_p=75,4 \cdot 0,9=67,8 \text{ кВт}$$

$$Q_p=52,8 \cdot 0,9=42,67 \text{ Мвар}$$

Розрахунок освітлювальних навантажень інших цехів аналогічний, зводимо його в таблицю 1.1.

1.2. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.

Визначення необхідного електричного навантаження для електроприймачів здійснюється згідно з методом «Упорядкованих діаграм».

Комбікормовий завод, цех борошністої сировини:

$$n_{ел}=103; P_{н.мін}=4,5 \text{ кВт}, P_{н.мак}=40 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma}=3590,0 \text{ кВт}; K_B=0,4; \cos\varphi=0,8; \operatorname{tg}\varphi=0,75$$

$$P_{сер}=0,4 \cdot 3590=1436 \text{ кВт} \quad Q_{сер}=1436 \cdot 0,75=1077 \text{ квар}$$

$$n_{еф}=2 \cdot 3590 / 103=69,7, \text{ приймаємо } n_{еф}=70$$

$$K_M=1,16$$

$$P_p=1436 \cdot 1,16=1665,8 \text{ кВт}$$

$$Q_p=Q_{сер}=1077 \text{ квар}$$

У таблиці 1.2 подано підсумки обчислення силового навантаження підприємства.

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

В підрахунку сумарне активне навантаження комбікормового заводу дорівнює 3468,3 кВт, реактивне – 2625,05 квар.

1.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В.

Під час розрахунку навантаження в мережах з напругою понад 1000 В розрахунковими точками приймають шини 10 кВ трансформаторних підстанцій (ТП), розподільчих пунктів (РП) або головних знижувальних підстанцій (ГЗП). Тому перед початком розрахунків необхідно насамперед визначити кількість ТП, параметри трансформаторів (їх потужність і кількість), а також схему їх розміщення на території заводу.

Для встановлення цих даних використовують картограму навантаження, яка дозволяє обґрунтовано підібрати кількість підстанцій, їхню потужність та оптимальне розташування.

Розрахунок навантаження на напрузі понад 1000 В виконано для ТП2, що забезпечує електроживлення цеху мінеральної сировини та складу.

$$P_p=832,5 \text{ кВт}; Q_p=511,7 \text{ квар}$$

$$P_{p.o}=67,82 \text{ кВт}; Q_{p.o}=47,5 \text{ квар}$$

$$P_{\Sigma}=832,5+67,82=900,3 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma}=511,7 +47,5=559,2 \text{ квар}$$

Враховуючи повну компенсацію реактивної потужності, для цієї підстанції доцільно встановити два трансформатори типу ТМЗ 1000/10.

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3=1384,0 / 2 \cdot 1000=0,69$$

Втрати потужності в трансформаторах ТП2:

$$\Delta P = 2(2,1+11 \cdot 0,69^2) = 19,38 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 2 \left(\frac{1,4}{100} 1000 + \frac{5,5}{100} 1000 \cdot 0,69^2 \right) = 80,37 \text{ квар}$$

Розрахункове навантаження вище 1000 В для ТП2

$$P_p=1243,1 +19,4=1262,5 \text{ кВт}$$

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

$$Q_p = 845,7 + 80,4 = 926,1 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{1262,5^2 + 926,1^2} = 1565,69 \text{ кВА}$$

У таблиці 1.3 наведено результати розрахунку навантажень у мережі з напругою понад 1000 В для решти підстанцій. Сумарне розрахункове навантаження комбікормового підприємства становить 4061,95 кВА.

1.4. Розрахунок навантажень електричних мереж 10 кВ.

Для розроблення проектів електричних ліній та підстанцій необхідно враховувати навантаження окремих електроприймачів і їх об'єднань у групи.

Розрахунок навантажень окремих ділянок розподільчих мереж 10 кВ із пониженням напруги до 0,38 кВ виконується шляхом підсумовування розрахункових навантажень трансформаторних пунктів за формулою:

$$S = \Sigma S_i \cdot K_{од},$$

де $K_{од}$ — коефіцієнт одночасності, величина якого залежить від кількості трансформаторних п/ст.

У роботі проведено розрахунок навантажень для мережі 10 кВ, що живиться від підстанції IV (35/10 кВ).

Схема заміщення цієї мережі включає 46 гілок і 47 вузлів, при цьому балансуєчим вузлом є шини 10 кВ зазначеної підстанції. Розрахунок виконано з використанням програмного забезпечення «Розрахунок режимів розподільчої мережі».

Отримано наступні результати: загальні втрати активної потужності склали $\Delta P_{\Sigma} = 0,34$ МВт, а реактивної — $\Delta Q_{\Sigma} = 0,27$ Мвар.

Розрахункова потужність підстанції IV визначається як:

$$S_{pIV} = 0,7 \cdot (4,02 - j3,09) = 2,81 - j2,16 = 3,54 \text{ МВА},$$

де $K_{од} = 0,7$, що відповідає наявності 23 трансформаторних пунктів.

На основі отриманих розрахункових навантажень на шинах 10 кВ виконується добір трансформаторів для підстанцій 10/0,4 кВ.

						Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 – Визначення освітлювального навантаження.

№ п/п	Найменування підрозділу	F, м ²	P ₀ , кВт/м ²	P _в , кВт	tg	Q _y , кВар	K _c	P _p , кВт	Q _p , кВр	S _p , кВа
1	Цех борошністої сировини	6280	12	75,4	0,7	52,8	0,9	67,824	47,4768	82,78974
2	Цез мінеральної сировини	6280	12	75,4	0,7	52,8	0,9	67,824	47,4768	82,78974
3	Майстерня	1150	12	13,8	0,8	11,0	0,9	12,42	9,936	15,90536
4	Ідальня	450	19	8,6	0,7	6,0	0,9	7,695	5,3865	9,392945
5	Адміністрація	750	20	15,0	0,84	12,6	0,9	13,5	11,34	17,63081
6	Котельня	520	10	5,2	0,7	3,6	0,8	4,16	2,912	5,077927
7	Склад	6670	5	33,4	0,7	23,3	0,9	30,015	21,0105	36,63798
21	Освітлення території заводу	87797	0,3	26,3	0,8	21,1	0,9	23,70519	18,96415	30,35746
		109897		253,0		183,2		227,1	164,5	280,4553

										Арк.
										13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 1.2. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Рн, кВт		Кв	Cos	tg	Середнє		пе	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Цех борошністої сировини</i>														
1.	Норії	34	5,0-20	580	0,24	0,8	0,8	139,2	104,4					
2.	Транспортери	13	5,0-20	220	0,52	0,8	0,8	114,4	85,8					
3.	Зерноочисні машини	12	10,0-70	420	0,7	0,8	0,8	294	220,5					
4.	Вентилятори	6	15,0-40	150	0,5	0,9	0,5	75,0	36,32					
5.	Елеватори	6	10,0-100	510	0,4	0,8	0,8	204,0	153,0					
6.	Склад	8	5,0-55	280	0,3	0,85	0,6	84	52,06					
7.	ЗАВ-4	24	10,0-75	1430	0,4	0,8	0,8	572	429,0					
	Всього по цеху	103	4,5-40	3590	0,4	0,8	0,75	1436	1077	70	1,16	1665,8	1077,0	1983,60
<i>Цех мінеральної сировини</i>														
1	Норії	10	5,0-20	180	0,24	0,8	0,8	43,2	32,40					
2	Транспортери	12	5,0-20	270	0,5	0,8	0,8	135	101,25					
3	Зерноочисні машини	10	7,5-65	340	0,7	0,82	0,7	238	166,13					
4	Вентилятори	5	15,0-40	120	0,5	0,9	0,5	60	29,06					
5	Елеватори	5	10,0-100	470	0,35	0,8	0,8	164,5	123,38					
6	Бум-1	8	15,0-40	240	0,4	0,85	0,6	96	59,50					
7	Всього по цеху	50	5,0-100	1620	0,41	0,82	0,7	736,7	511,7048	40	1,13	832,47	511,7	977,16
<i>Майстерня</i>														
1	Фрезерні машини	10	4,5-30	249	0,22	0,61	1,3	54,78	71,16					
2	Преси	2	40	80	0,2	0,65	1,2	16	18,71					
3	Вентилятори	7	14,0-20,0	134	0,6	0,8	0,8	80,4	60,30					
4	Точкове зварювання	3	32	96	0,35	0,6	1,3	33,6	44,80					
5	Тр-ри зварювальні	3	30	90	0,35	0,5	1,7	31,5	54,56					
6	Ковачне обладнання	2	28,0-40	68	0,55	0,7	1,0	37,4	38,16					
7	Всього по майстерні	27	4,5-40,0	717	0,35	0,66	1,1	253,68	287,68	26	1,3	329,78	287,68	437,63
<i>Котельня</i>														
		22	4,4-24,0	364	0,65	0,75	0,9	236,6	208,66	21	1,14	269,72	208,7	341,01
<i>Цдальня</i>														
		18	0,6-36	290	0,5	0,91	0,5	145,0	66,06	16	1,26	182,70	66,1	194,28
<i>Склад</i>														
		18	5,0-50	590	0,6	0,8	0,8	354,0	265,50	18	1,21	428,34	265,5	503,95
<i>Адміністрація</i>														
		16	2,5-25,0	200	0,55	0,85	0,6	110,0	68,17	15	1,3	143,00	68,2	158,42
	Всього по комбінормовому заводу	254	0,6-100	7371	0,45	0,78	0,8	3272,0	2625,05	206,0	1,06	3468,299	2625,05	4349,71

Таблиця 1.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	n	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		Км	Розрахункове			
			Одного	Сумарна				Рср	Qср		Pe	Qp	Sp	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	ТП 1													
	Майстерня													
	Силове	27	4,5-40,0	717	0,35	0,66	1,1	253,68	287,68	26	1,3	329,78	287,68	437,63
	Освітлювальне											13,455	10,764	
	Всього по майстерні											343,2	298,4	454,84
	Адміністрація													
	Силове	16	2,5-25,0	200	0,55	0,85	0,62	110	68,17188	15	1,3	143,0	68,2	158,4184
	Освітлювальне											13,5	11,34	
	Всього по адміністрації											156,5	79,5	175,54
	Ідальня													
	Силове	18	0,6-36	290	0,5	0,91	0,456	145	66,06395	16	1,26	182,7	66,1	194,2775
	Освітлювальне											7,695	5,3865	
	Всього по ідальні											190,4	71,5	203,36
	Всього по ТП 1													
	Силове	61	0,5-40	1207	0,42	0,77	0,8	508,7	421,9	27	1,05	655,5	421,9	779,53
	Освітлювальне											34,7	27,5	
	Всього по ТП 1											690,1	449,4	823,56
	Втрати в тр-рах ТП1											7,0	38,5	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ													
	Всього на шинах 10 кВ ТП1											697,1	487,9	850,91
	ТП 2													
	Цех мінеральної сировини													
	Силове	50	5,0-100	1620	0,41	0,821	0,695	736,7	511,7	40	1,13	832,5	511,7	977,16
	Освітлювальне											67,824	47,4768	
	Всього по цеху											900,3	559,2	1059,82
	Склад													
	Силове	18	5,0-50	590	0,6	0,8	0,75	354,0	265,5	18	1,21	428,3	265,5	503,95
	Освітлювальне											30,0	21,0	
	Всього по складу											458,4	286,5	540,53

2 ПОБУДОВА ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Графіки навантажень агропромислового району формуються з урахуванням добових, тижневих і сезонних коливань споживання електроенергії, характерних для сільськогосподарських і промислових підприємств. Перш за все проводиться збір вихідної інформації: визначається перелік електроприймачів, їхня номінальна потужність, режим роботи, тривалість навантаження, а також сезонна активність. Споживачі групуються за типами — тваринницькі комплекси, зерносушарки, насосні станції, склади, комбікормові підприємства тощо.

Наступним кроком є визначення навантаження кожного об'єкта, після чого для окремих споживачів будуються індивідуальні графіки споживання електроенергії упродовж доби. Добовий графік загального навантаження району формується шляхом підсумовування потужностей усіх електроприймачів, які працюють у кожен момент часу. Розрахунки проводяться з урахуванням коефіцієнта одночасності, який дозволяє врахувати реальну кількість споживачів, що діють одночасно.

Для сезонного графіка визначається середнє та максимальне навантаження для різних періодів року: весни, літа, осені та зими. Особливу увагу приділяють технологічним процесам, які мають виражену сезонну залежність, наприклад, сушіння зерна, полив, або опалення.

Остаточний графік оформлюється у вигляді залежності потужності від часу: по горизонтальній осі відкладається час, а по вертикальній — значення активної, реактивної або повної потужності. Такий графік дозволяє визначити пікові навантаження, оптимізувати роботу електромережі та вибрати обладнання відповідної потужності.

Графіки комбікормового заводу на шинах НН 10 кВ будуємо, використовуючи методику [2].

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

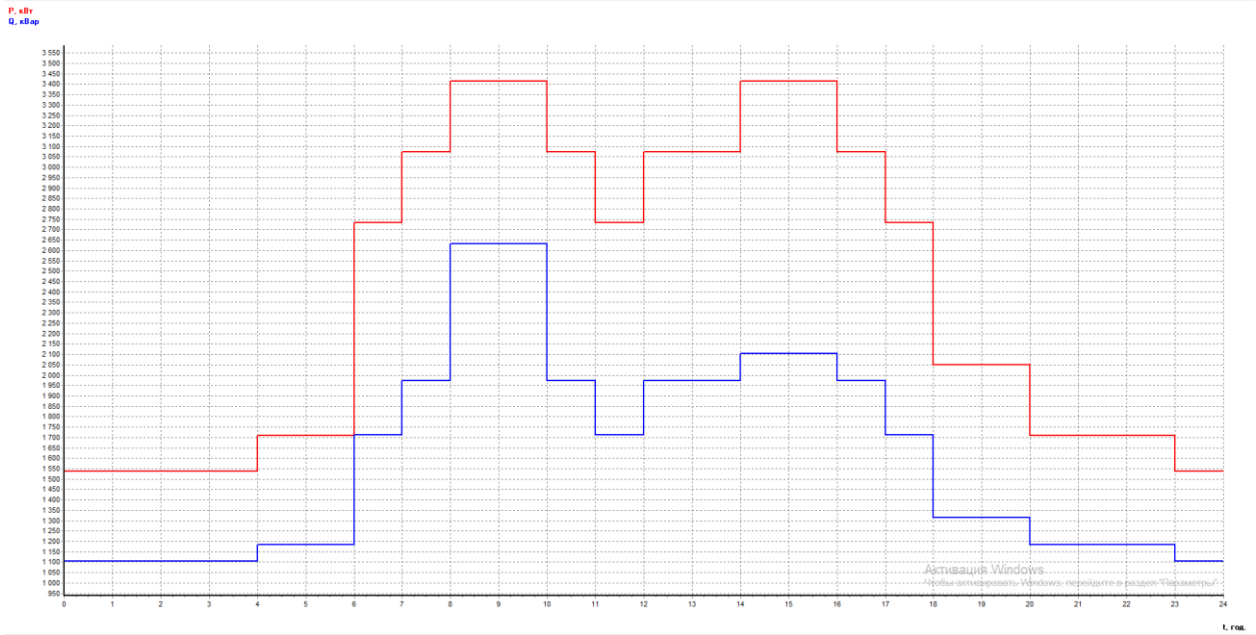


Рисунок 2.1.- Літні графіки активної та реактивної енергії робочого дня

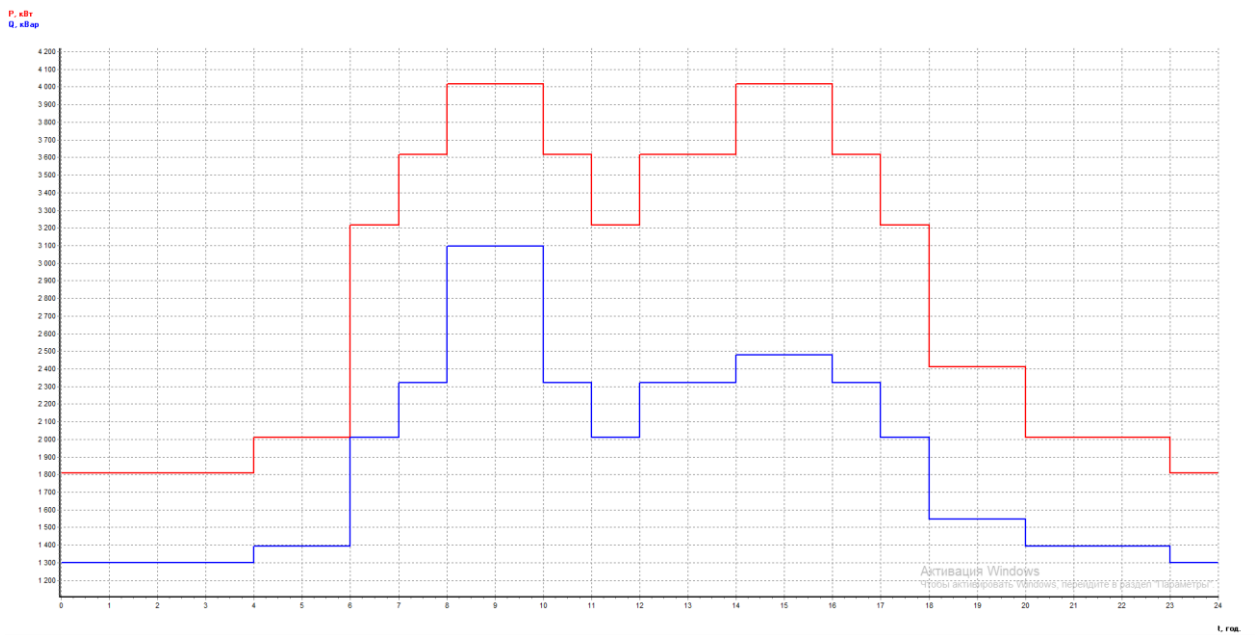


Рисунок 2.2 - Зимові графіки активної та реактивної енергії робочого дня.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	19

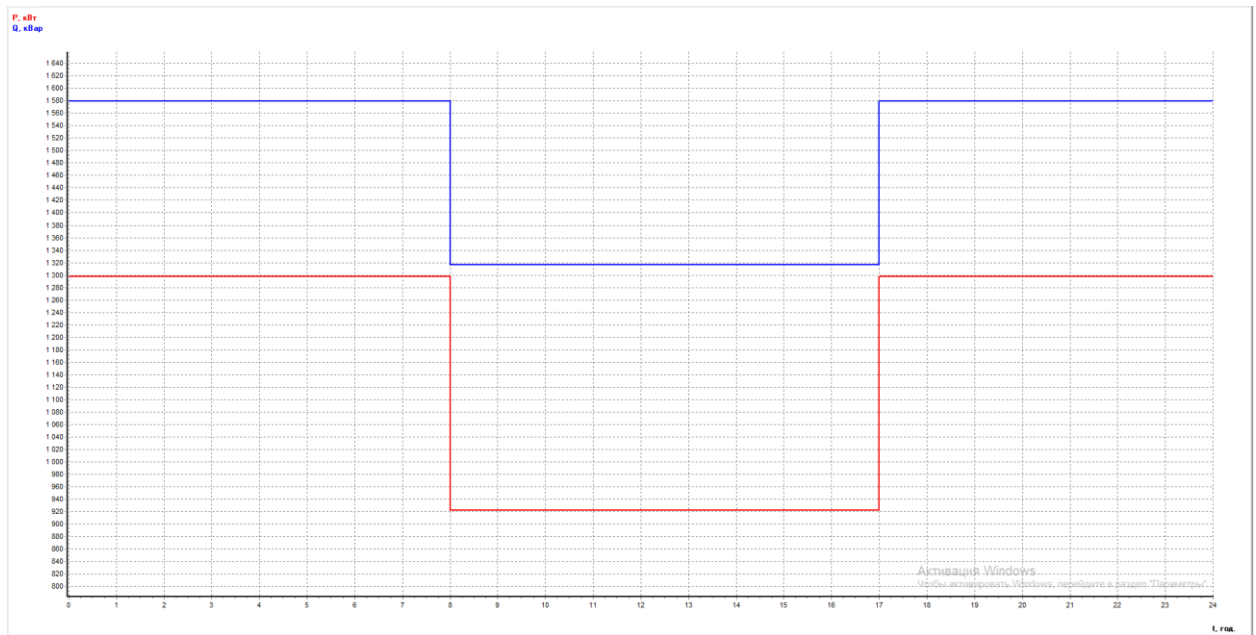


Рисунок 2.3 - Літні графіки активної та реактивної енергії вихідного дня

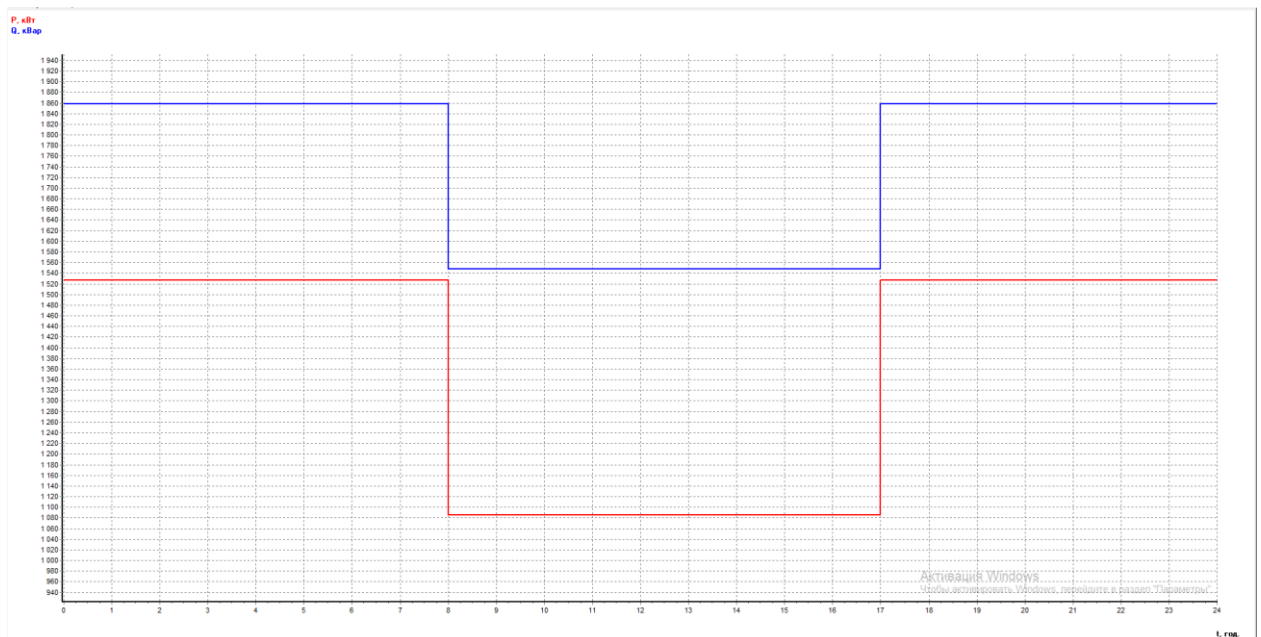


Рисунок 2.4 - Зимові графіки активної та реактивної енергії робочого дня.



Рисунок 2.5 – Річний графік активної та реактивної енергії по тривалості комбикормового заводу.

Розрахункові величини з графіків електричного навантаження на шинах 10 кВ комбикормового заводу.

$S_p=$	5072,49 МВА
$W_{зр}=$	9952047 кВт·год
$V_{зр}=$	6666891 кВар·год
$W_{зв}=$	2123550 кВт·год
$V_{зв}=$	2717130 кВар·год
$W_{лр}=$	6042645 кВт·год
$V_{лр}=$	4048170 кВар·год
$W_{лв}=$	1332864 кВт·год
$V_{лв}=$	1705392 кВар·год
$W_p=$	19451106 кВт·год
$V_p=$	15137583 кВар·год
$T_{max}=$	4859,024 год.
$\tau=$	3258,553 год.

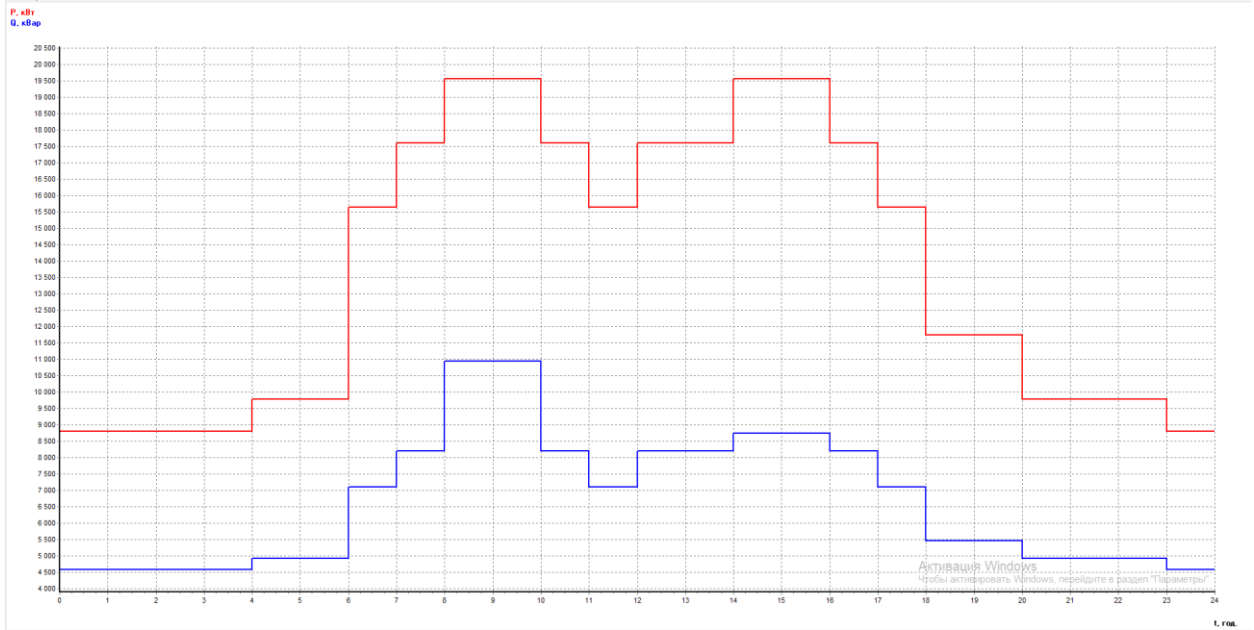


Рисунок 2.6.- Літні графіки активної та реактивної енергії робочого дня для на шинах 35 кВ.

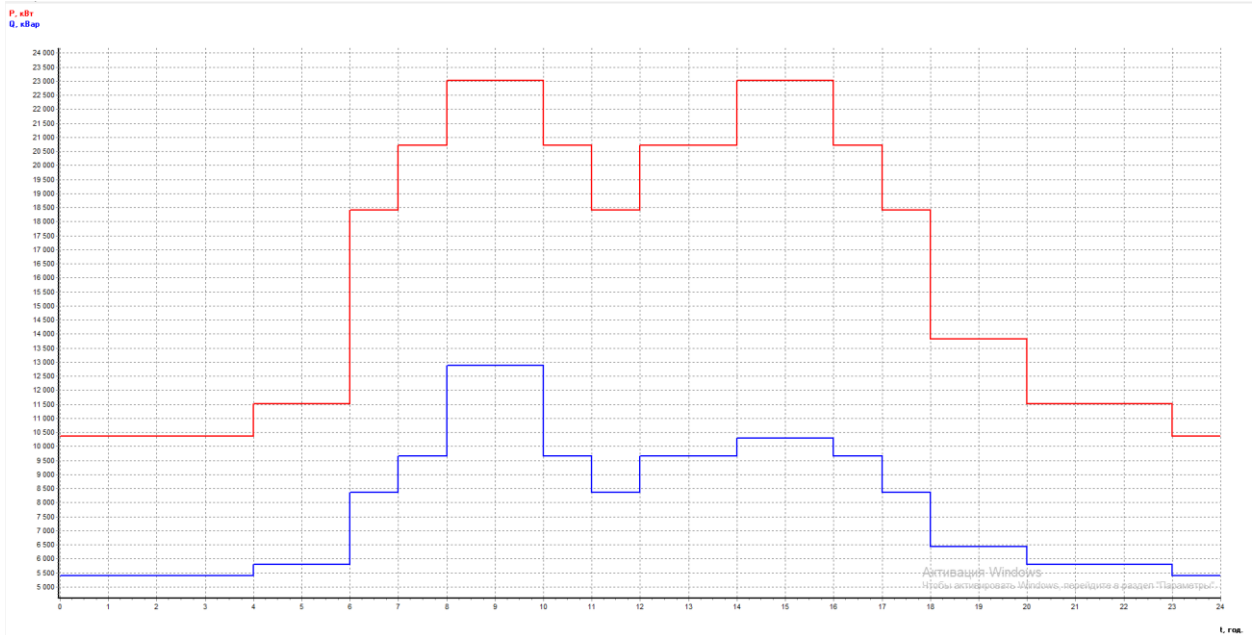


Рисунок 2.7.- Зимові графіки активної та реактивної енергії робочого дня на шинах 35 кВ.

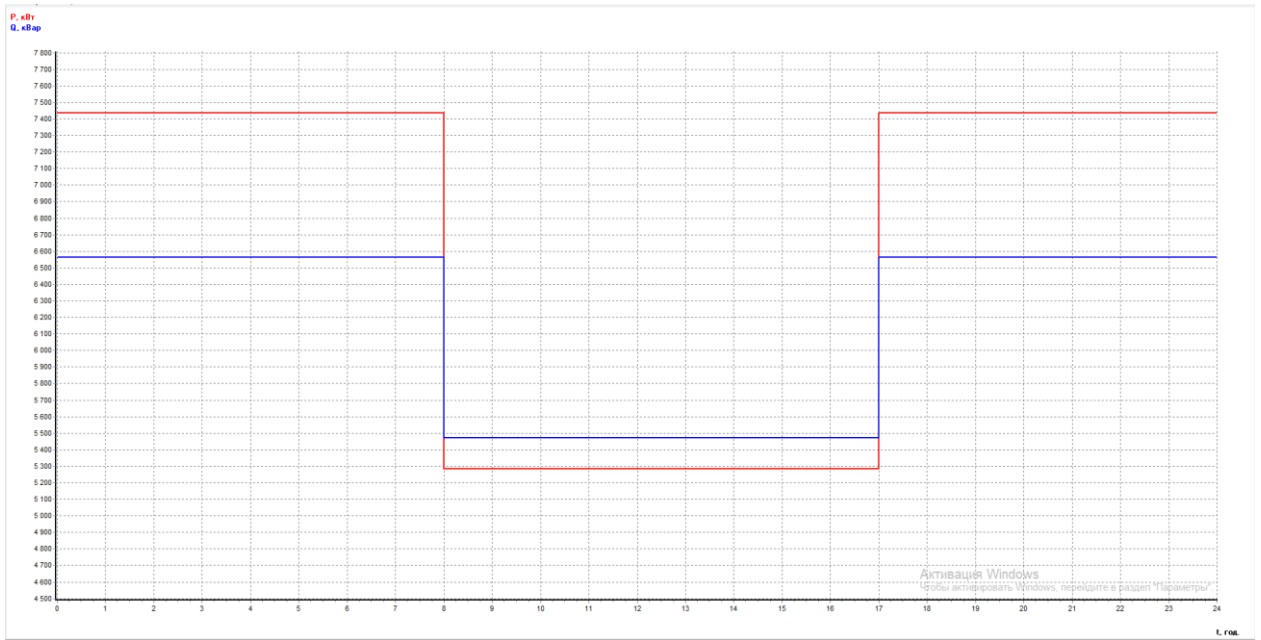


Рисунок 2.8.- Літні графіки активної та реактивної енергії вихідного дня на шинах 35 кВ.

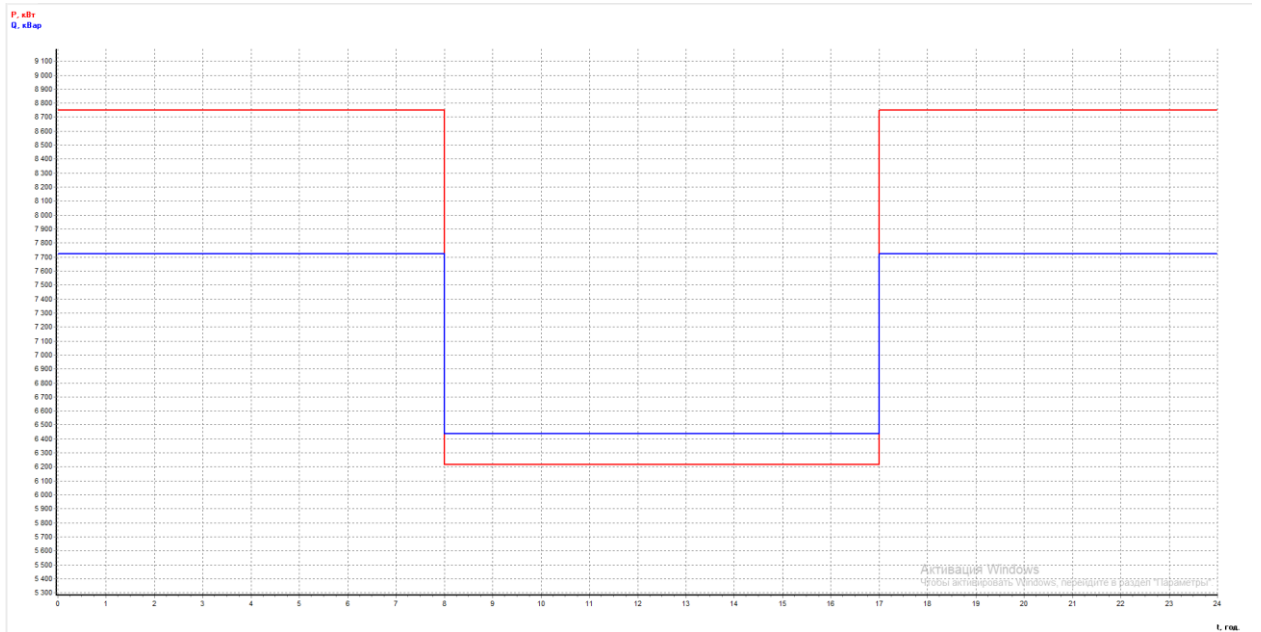


Рисунок 2.9.- Зимові графіки активної та реактивної енергії робочого дня на шинах 35 кВ.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	24

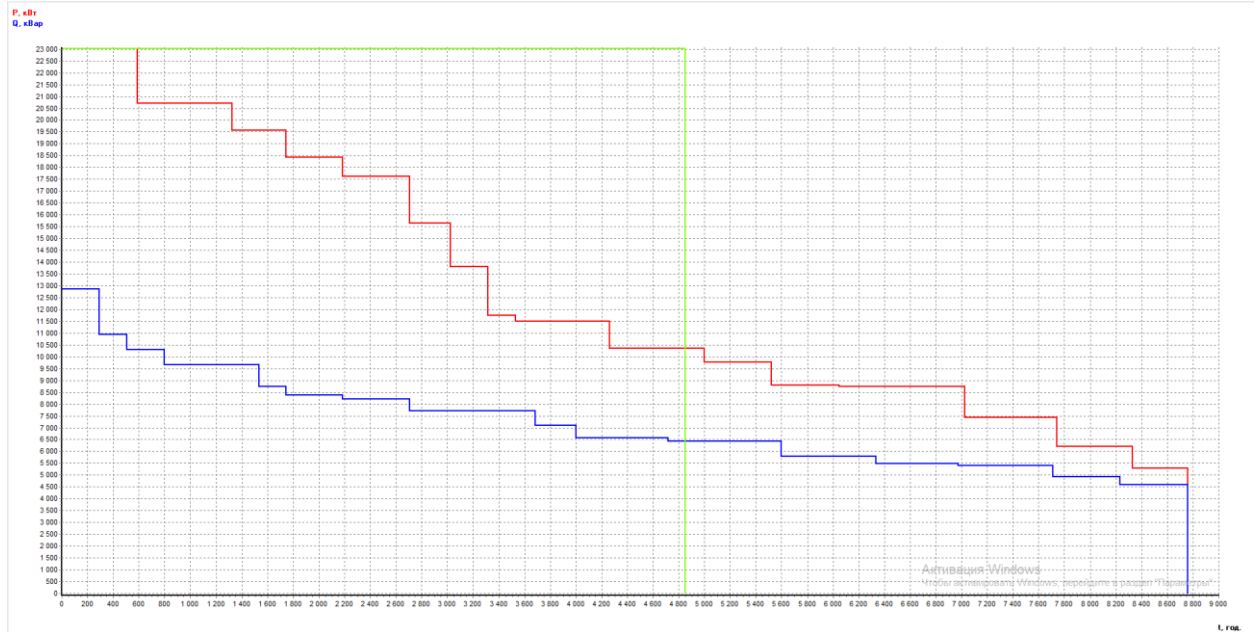


Рисунок 2.10 – Річний графік активної та реактивної енергії по тривалості комбікормового заводу на шинах 35 кВ.

Розрахункові величини з графіків електричних навантажень на шинах п/ст 35 кВ.

S_p	=	26373,42 МВА
$W_{зр}$	=	57019389 кВт·год
$V_{зр}$	=	27716115 кВар·год
$W_{зв}$	=	12165075 кВт·год
$V_{зв}$	=	11293425 кВар·год
$W_{лр}$	=	34619025 кВт·год
$V_{лр}$	=	16828560 кВар·год
$W_{лв}$	=	7635456 кВт·год
$V_{лв}$	=	7089120 кВар·год
W_p	=	111438945 кВт·год
V_p	=	62927220 кВар·год
T_{max}	=	4852,553 год.
T	=	3251,642 год.

3 ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ

З урахуванням просторового розміщення комбікормового заводу відносно живильної підстанції 150/35/10 кВ, розглядаються два можливі варіанти організації електропостачання:

Варіант 1. Живлення підприємства передбачається здійснити по подвійній повітряній лінії напругою 35 кВ. У межах промислового майданчика заплановано зведення окремої підстанції 35/10 кВ. Відстань між системною підстанцією та заводом становить 10,1 км.

Варіант 2. Електропостачання заводу реалізується за допомогою кабельних ліній 10 кВ, прокладених у траншеї. У цьому випадку на території підприємства передбачено спорудження центрального розподільного пункту (ЦРП) 10 кВ. Протяжність траси також складає 10,1 км.

На початковому етапі техніко-економічного розрахунку можливих рішень виконується технічна оцінка варіантів, що включає обґрунтування вибору електричних схем та основного обладнання. Формування схеми живлення базується на умовах приєднання до мережі та вимогах до надійності електропостачання.

Варіант 1. Живлення комбікормового заводу передбачається організувати за допомогою двохповітряної лінії 35 кВ, що підключається до новозбудованої підстанції 35/10 кВ, розташованої безпосередньо на території підприємства.

Далі здійснюється визначення оптимального перерізу проводу, виходячи з умов допустимого нагріву, втрат напруги та економічних міркувань.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

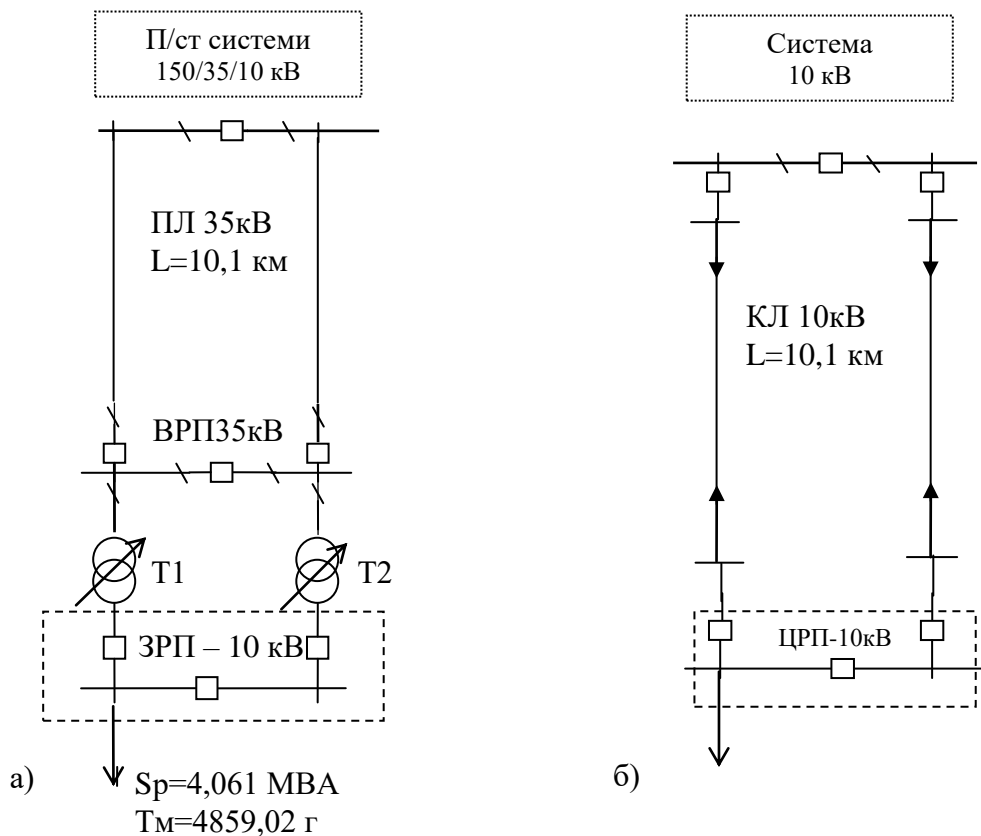


Рисунок 3.1- Схеми зовнішнього електропостачання комбікормового заводу

На основі встановленої потужності комбікормового заводу та параметрів електромережі визначаємо розрахункове значення струму, що протікає по повітряній лінії 35 кВ.

Розрахунковий струм визначається за формулою:

$$I_M = \frac{4061,95}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 33,54 \text{ А.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 33,54 = 35,22 \text{ А}$$

Для повітряної лінії 35 кВ з опорами із залізобетону обрано провід марки АС 95/16, допустимий струм якого становить $I_{\text{прип}} = 330 \text{ А}$. Оскільки напруга становить 35 кВ, перевірку на коронний розряд для цього проводу не проводимо.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	27

Перевірка по нагріву.

Розрахунковий середньодобовий струм визначається як:

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{розр} = 2 \cdot 35,22 = 70,44 \text{ А}$$

70,44 А < 330 А, вибраний провід АС 95/16 відповідає вимогам по нагрівостійкості..

Коефіцієнт завантаження лінії в нормальному режимі становить:

$$K_3 = 35,22 / 330 = 0,213$$

Втрати потужності в повітряній лінії з проводом АС 95/16 становлять $\Delta P_{л0} = 134 \text{ кВт}$ на 1 км довжини.

З урахуванням довжини траси 10,1 км, загальні втрати потужності будуть:

$$\Delta P_{л} = 134 \cdot 10,1 = 1\,353,4 \text{ кВт}$$

Далі виконується вибір трансформаторів для підстанції.

Приймається, що споживачі I та II категорій становлять 80% від загального навантаження, отже, враховуючи вимоги надійності, передбачено встановлення двох силових трансформаторів типу ТМН-2500/35.

Сумарна номінальна потужність трансформаторів:

$$2 \times 2500 = 5000 \text{ кВА} = 5 \text{ МВА.}$$

Розрахункова встановлена потужність споживачів підприємства:

$$S_{уст} = 4061,95 \text{ кВА}$$

$$S_{mp} \geq \frac{4,06 \cdot 0,8}{1,4} = 2,32 \text{ МВА}$$

Тоді коефіцієнт завантаження трансформаторів становить:

$$K_3 = \frac{4,06}{2 \cdot 2,5} = 0,81$$

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) на підстанції виконується за схемою "мостика" з використанням трьох вимикачів. Загальна вартість комплекту ВРП на напругу 35 кВ становить $K_{ВРП} = 400 \text{ тис. грн.}$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Далі виконується розрахунок капітальних витрат та експлуатаційних витрат для першого варіанту електропостачання. До капітальних вкладень включаються витрати на будівництво підстанції, монтаж ліній, вартість трансформаторів, електрообладнання, розподільних пристроїв тощо. Експлуатаційні витрати враховують витрати на обслуговування, ремонт, втрати електроенергії в трансформаторах і лініях.

$$K_{I\epsilon} = K_{л} + K_{n/cm}$$

$$K_{л} = K_{лo} \cdot \ell = 250 \cdot 10,1 = 2525 \text{ т.грн.}$$

$$K_{n/cm} = K_{mp} + K_{BPII} + K_{nз}$$

$$K_{mp} = 2 \cdot 1300 = 2600 \text{ т.грн.}$$

$$K_{BPII} = 2350 \text{ т.грн.}$$

$$K_{nз} = 5850 \text{ т.грн.}$$

$$K_{n/cm} = 2600 + 2350 + 5850 = 10800 \text{ т.грн.}$$

$$K_{I\epsilon} = 2525 + 10800 = 13325 \text{ т.грн.}$$

Поточні експлуатаційні витрати складаються з витрат на обслуговування повітряної лінії та підстанції:

$$C_a = C_{л} + C_{n/cm} = \frac{10}{100} 2525 + \frac{20}{100} 10800 = 2412,5 \text{ т.грн.}$$

Окрім цього, необхідно врахувати втрати електроенергії у лінії та трансформаторах:

$$\Delta W_{л} = 134 \cdot 10,1 \cdot 2 \cdot 0,213^2 \cdot 3258,6 = 22050946 \text{ кВт}\cdot\text{г}$$

$$\Delta W_{т} = 2(5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 0,8^2 \cdot 3258,6) = 1873707 \text{ кВт}\cdot\text{г}$$

Загальні втрати енергії:

$$\Delta W_{I} = 22050946 + 1873707 = 23924653 \text{ кВт}\cdot\text{г}$$

Вартість втраченої електроенергії визначається за формулою:

$$C = C_o \cdot \Delta W_{I} = 2,7 \cdot 23924653 \cdot 10^{-3} = 6459,7 \text{ т.грн.}$$

де $C_o = 2,7$ грн/кВт·г - тариф на електроенергію, що дорівнює 2,7 грн/кВт·год для повітряних ліній 35 кВ.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Загальні розрахункові поточні витрати по I варіанту складаються як сума експлуатаційних витрат і вартості втрат енергії:

$$Z_1 = 2412,5 + 6459,7 + 0,12 \cdot 13325 = 10471,2 \text{ т.грн.}$$

Варіант №2 передбачає живлення заводу за допомогою кабельних ліній 10 кВ. На території підприємства проектується центральний розподільчий пункт (ЦРП) 10 кВ.

Для забезпечення необхідної пропускної здатності виконується вибір перерізу кабелю.

Розрахункове значення струму в лінії становить:

$$I_M = \frac{4061,95}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 117,4 \text{ А}$$

За умови, що $G_M \leq 5000 \text{ г}$, та $j_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2$

$$F_{розр} = \frac{I_M}{j_{ек}} = \frac{117,4}{1,4} = 83,9 \text{ мм}^2$$

Таким чином, мінімально необхідний переріз становить приблизно 84 мм^2 . Приймаємо два трижильних кабелі типу АСБУ (3х95), кожен з яких має допустиме навантаження 205 А .

Перевірка на нагрів:

$$I_{ав.р} \leq I_{доп},$$

$$\text{де } I_{ав.р} = 2 \cdot I_M = 2 \cdot 117,4 = 234,8 \text{ А}$$

$$I'_{прит} = K_1 \cdot K_{ав.П} \cdot I_{прит} = 0,8 \cdot 1,35 \cdot 205 = 249 \text{ А}$$

Оскільки $I_{ав.р} < I_{доп}$, вибраний кабель витримує теплове навантаження у нормальному режимі.

Перевірку на термічну стійкість за струмами короткого замикання буде виконано окремо в розділі, присвяченому вибору обладнання.

Загальні витрати на прокладання кабелю включають:

$$K_{кл} = K_{кло} \cdot \ell_{\Sigma} = 120 \cdot 2 \cdot 10,1 = 2424 \text{ т.грн.}$$

Вартість двох комплектів шаф серії КУ-10:

$$K_{КУ} = 2 \cdot 28,8 = 57,6 \text{ т.грн.}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Витрати на траншеї для КЛ:

$$K_{\text{транш}} = 10,1 \cdot 100 = 1010 \text{ т.грн}$$

$$K_{\text{КЛ}\Sigma} = K_{\text{кл}} + K_{\text{транш}} = 2424 + 1010 = 3434 \text{ т.грн}$$

Підсумкові капітальні вкладення за другим варіантом:

$$K_{\text{IIв}} = 57,6 + 3434 = 3491,6 \text{ т.грн.}$$

Відрахування на амортизацію, ремонт та обслуговування

$$C_a = 0,1 \cdot 3491,6 + 0,2 \cdot 57,6 = 360,7 \text{ т.грн.}$$

Втрати електроенергії в кабелях:

$$\Delta W_{\text{л}} = 50 \cdot 2 \cdot 10,1 \cdot 0,57^2 \cdot 3258,6 = 1884806 \text{ кВт г}$$

де $\Delta P_{\text{кл}_0} = 50 \text{ кВт/км}$

$$K_3 = \frac{117,4}{205} = 0,57$$

Вартість втрат енергії:

Для ліній 10 кВ $C_0 = 2,7 \text{ грн/кВт г}$

$$C = 2,7 \cdot 1884806 \cdot 10^{-3} = 5088,9 \text{ т.грн.}$$

Сумарні розрахункові витрати по II варіанту:

$$Z_{\text{IIв}} = 360,7 + 5088,9 + 0,12 \cdot 3491,6 = 5868,6 \text{ т.грн.}$$

Було здійснено техніко-економічне обґрунтування трьох варіантів електропостачання з урахуванням втрат (У), пов'язаних з недопостачанням електроенергії. Розрахунки виконано за допомогою програмного забезпечення, розробленого на кафедрі. Всі результати наведено в роздрукованих матеріалах.

Проведений аналіз продемонстрував, що найбільш доцільним варіантом живлення комбикормового заводу є схема з використанням повітряної лінії напругою 35 кВ та проводу АС120/19, змонтованого на залізобетонних опорах. Сумарні витрати на реалізацію цього варіанта становлять 10 471,2 тис. грн.

Для порівняння, витрати на варіант із кабельним живленням підприємства складають 5868,6 тис. грн.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

У таблиці 3.1 наведено ключові техніко-економічні характеристики усіх розглянутих варіантів.

Таблиця 3.1 - Техніко-економічні показники можливих варіантів.

№ пп	Стаття витрат	Од. виміру	Можливі варіанти	
			I (35кВ)	II (10 кВ)
1	Капітальні витрати	т.грн.	13325	3491,6
2	Сума амортизаційних нарахувань	т.грн.	2412,5	360,7
3	Вартість втрат електричної енергії	т.грн.	6459,7	5088
4	Оцінка економічного збитку	т.грн.	6,8	13,84
5	Загальні приведені витрати	т.грн.	10471,2	5868,6

4 РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СЕП

Багато промислових електроспоживачів під час своєї роботи використовують не лише активну, а й реактивну потужність з електричної мережі. Передача реактивної енергії через повітряні та кабельні лінії, а також трансформатори неефективна, оскільки негативно впливає на загальний ККД енергосистеми та погіршує якість електроживлення. Це зумовлено слідуючого чинниками:

- збільшенням втрат активної енергії в провідниках, трансформаторних пристроях та генераторах, спричинених протіканням реактивних струмів;
- зменшенням ефективності використання елементів електромережі, що призводить до просідання напруги у точках підключення споживачів.

Під час проектування електропостачальної системи компенсуючі засоби добирають разом з іншими компонентами, орієнтуючись на потребу в зменшенні струмового навантаження в мережі шляхом впровадження засобів компенсації реактивної потужності.

На першому, найвищому рівні електроенергетичної системи проводиться визначення економічно доцільного обсягу реактивної потужності, яку можна передавати від енергосистеми до підприємства, а також обчислюється загальна потужність компенсуючих пристроїв (КП), потрібних для встановлення у внутрішній системі електропостачання підприємства.

На другому рівні, яка охоплює мережу споживача, включаючи шини трансформаторних підстанцій 0,4 кВ, здійснюється розрахунок оптимального розміщення КП, що монтуються на шинах цехових ТП та розподільчих установках.

При виборі типу, потужності, місця встановлення і режиму роботи компенсуючих засобів необхідно досягти максимальної економічної ефективності, водночас забезпечуючи дотримання допустимих параметрів

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

напруги у живильних та розподільчих колах, а також струмів в всіх елементах мережі.

Компенсуючі пристрої з сумарною потужністю можуть бути інстальовані як у мережах низької напруги (0,4 кВ), так і в високовольтних мережах (10 кВ). Найбільш ефективно розподілення потужностей між цими рівнями визначається на основі порівняння питомих витрат на КП високої і низької напруги, витрат на встановлення додаткового комутаційного обладнання і трансформаторів комплектних трансформаторних підстанцій, а також врахуванням вартості енергетичних втрат.

4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності.

Обчислення балансу реактивної потужності та підбір компенсуючих пристроїв здійснюються згідно з методикою, наведеною у джерелі [2].

Номінальна активна і реактивна потужність складає:

$$P_{\text{нн}}=4,018 \text{ Мвт}, \quad Q_{\text{нн}}=3,096 \text{ Мвар}$$

Обсяг реактивної потужності, що надходить із зовнішньої енергосистеми, становить:

$$Q_c = P \cdot \text{tg} \varphi_c = 4,018 \cdot 0,15 = 0,603 \text{ Мвар}$$

Відповідно, необхідна сумарна потужність компенсуючих пристроїв визначається як:

$$Q_{\text{ку}}=Q_{\text{нн}} - Q_c=3,096 - 0,603=2,493 \text{ Мвар}$$

Розрахункова схема подана на рисунку 4.1.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

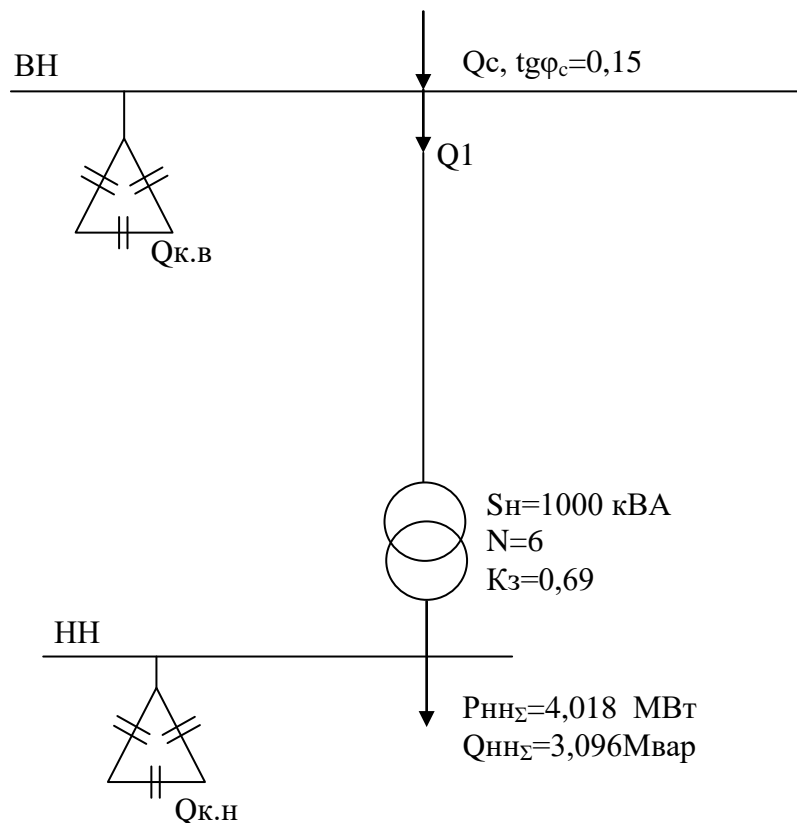


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема компенсації для комбикормового підприємства

Втрати потужності у трансформаторних підстанціях цехів (ТП):

$$\Delta P_m = \sum \Delta P_{ТП} = 42 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = \sum \Delta Q_{ТП} = 231 \text{ кВАр}$$

Загальне навантаження на стороні високої напруги:

$$P_e = \sum P_{ВН} = 0 \text{ кВт} \quad Q_e = \sum Q_{ВН} = 0 \text{ кВАр}$$

Загальне споживання активної та реактивної потужностей:

$$P_p = P_n + \Delta P_m + P_e = 4018 + 42 + 0 = 4060 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_m + Q_e = 3096,1 + 231 + 0 = 3327,1 \text{ кВАр}$$

Обсяг реактивної потужності, що надходить з енергосистеми:

$$Q_e = P_p \cdot \text{tg} \varphi_c = 4060 \cdot 0,15 = 609 \text{ кВАр}$$

Необхідна потужність компенсуючого обладнання:

$$Q_{кп} = Q_p - Q_e = 3327,1 - 609 = 2718,1 \text{ кВАр}$$

На основі загального навантаження та номінальної потужності одного трансформатора встановлюється найменша можлива кількість

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	35

трансформаторів, здатних забезпечити безперебійну роботу системи в штатному режимі.

Розрахунок мінімально необхідної кількості трансформаторів:

$$N_0 = \frac{P_n}{\beta \cdot S_{ном}} = \frac{4018}{0,7 \cdot 1000} = 5,74 \approx 6 \text{ шт.}$$

4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.

Потужність батарей конденсаторів (БК), що встановлюються на шинах 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій, визначається на базі обсягу реактивної потужності, що споживається у відповідній точці, а також з урахуванням максимально допустимого навантаження трансформатора.

Далі буде здійснено розрахунок необхідних потужностей БК на шинах 0,4 кВ для кожної цехової підстанції.

В подальшому розглядаються варіанти реалізації компенсаційних заходів при кількості трансформаторів:

$$N = N_0, N = N_0 + 1, N = N_0 + 2.$$

Варіант 1. $N = N_0 = 6$ шт.

Реактивна потужність, яка може бути передана з високовольтної мережі 10 кВ у низьковольтну частину 0,4 кВ, визначається виходячи з технічних характеристик підстанцій і пропускної здатності трансформаторів:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{ном})^2 - (P_n + \Delta P_m)^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 4060^2} = 1075,36 \text{ кВАр}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, які планується встановити у мережі напругою до 1000 В (Q_{KH}), визначається з балансових умов для реактивної потужності на шинах цехових ТП:

$$Q_{KH} = (Q_n + \Delta Q_m) - Q_1 = 3327,1 - 1075,36 = 2251,74 \text{ кВАр}$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	36

Аналогічно, потужність КП, призначених для мережі 10 кВ (Q_{BH}), розраховується з умови збереження балансу реактивної потужності на шинах високої напруги:

$$Q_{KB} = Q_{КП} - Q_{KH} = 2718,1 - 2251,74 = 466,36 \text{ кВАр}$$

Розрахунки для варіантів $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$ виконується за тією ж методикою. Усі результати представлені у таблиці 4.1.1.

Таблиця 4.1- Розрахунки потужності компенсуючих пристроїв

№ варіанту	Кількість тр-рів	Q_1 , кВАр	Q_{KH} , кВАр	Q_{KB} , кВАр
1	6	1075,36	2251,74	466,36
2	7	2743,43	583,67	2134,43
3	8	3856,99	0	2718,1

Для встановлення на шинах 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій були обрані відповідні стандартні типи батарей конденсаторів (БК):

- КТП1 — 1×УКРМ 0.4-100/4-10 та 2×УКРМ 0.4-160/6-20
- КТП2 — 2×УКМ58-0,4-50-50 і 2×УКМ58-0,4-112,5-37,5
- КТП3 — 2×УКРМ 0,4-400/10-40
- КТП4 — 1×УКМ58-0,4-70/5-10

Розрахунковий коефіцієнт потужності, визначений за тангенсом кута навантаження, становить: $\text{tg}\varphi_p = 0,1473$

Таким чином, обране конфігураційне рішення з установкою зазначених конденсаторних батарей на рівнях напруги 10 кВ і 0,4 кВ дозволяє досягти необхідного балансу реактивної потужності в електропостачальній системі комбікормового підприємства.

У подальшому викладено детальний розрахунок витрат, пов'язаних із генерацією реактивної енергії, з урахуванням вартості типових БК, обладнання цехових трансформаторних підстанцій, а також втрат потужності в елементах електромережі, для найбільш економічно вигідного варіанту.

При розрахунку витрат на виробництво реактивної потужності для комбікормового заводу здійснено аналіз витрат, пов'язаних із генерацією реактивної енергії, з урахуванням вартості стандартних компенсуючих пристроїв (БК), обладнання трансформаторних підстанцій, а також втрат у мережевих елементах.

Таблиця 4.2. - Вибір типів та номіналів батарей конденсаторів при кількості трансформаторів $N = 6$ штук.

№ КТП	К-сть т-рів	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$Q_{лр}$, кВАр	$Q_{кл}$, кВАр	Кількість та потужність БК, шт.·кВАр	Сума $Q_{БК}$, кВАр	$Q_{кл} - Q_{БК}$, кВАр	K_3	S_p , кВА
1	1	697	487,9	64,74	423,16	1·100; 2·160;	420	3,16	0,7	700,3
2	2	1262,5	926,1	605,06	321,04	2·50; 2·112,5;	325	-3,96	0,7	1398,29
3,4	3	2016,4	1451,2	586,63	864,57	1·70; 2·402;	874	-9,43	0,7	2097,39

На стороні низької напруги (0,4 кВ) загальна встановлена потужність БК становить 1619 кВАр.

У мережі високої напруги (10 кВ) передбачено встановлення двох батарей по 900 кВАр кожна, що у сумі дає 1800 кВАр компенсуючої потужності.

Це співвідношення дозволяє ефективно розподілити навантаження між рівнями напруги та забезпечити стабільний баланс реактивної потужності в системі електропостачання підприємства.

Таблиця 4.3 - Підбір типів і номіналів батарей конденсаторів (БК) при кількості трансформаторів $N = 7$ штук.

№ КТП	К-сть т-рів	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$Q_{лр}$, кВАр	$Q_{кл}$, кВАр	Кількість та потужність БК, шт.·кВАр	Сума $Q_{БК}$, кВАр	$Q_{кл} - Q_{БК}$, кВАр	K_3	S_p , кВА
1	1	697	487,9	64,74	423,16	2·112,5; 1·200;	425	-1,84	0,7	699,832
2	2	1262,5	926,1	605,06	321,04	2·50; 2·112,5;	325	-3,96	0,7	1398,29
3,4	4	2016,4	1451,2	1942,71	0		0	0	0,62	2484,32

Для варіанту з сьома трансформаторами передбачено зміну конфігурації компенсаційної системи. З урахуванням нових розрахункових навантажень сумарна встановлена потужність БК на стороні 0,4 кВ становить 750 кВАр.

На стороні 10 кВ передбачено встановлення двох конденсаторних батарей потужністю по 1400 кВАр, що забезпечує загальний обсяг компенсації 2800 кВАр на високій напрузі.

Таблиця 4.4 - Підбір типів і потужності батарей конденсаторів (БК) при кількості трансформаторів N = 8 штук.

№ КТП	К-сть т-рів	P_p , кВт	Q_p , кВАр	Q_{np} , кВАр	$Q_{кв}$, кВАр	Кількість та потужність БК, шт. кВАр	Сума $Q_{БК}$, кВАр	$Q_{кп} - Q_{бк}$, кВАр	K_z	S_p , кВА
1	1	697	487,9	64,74	423,16	2·112,5; 1·200;	425	-1,84	0,7	699,832
2	2	1262,5	926,1	605,06	321,04	2·50; 2·112,5;	325	-3,96	0,7	1398,29
3,4	5	2016,4	1451,2	2860,79	0		0	0	0,5	2484,32

Сумарна потужність БК, розміщених на стороні 0,4 кВ, становить 750 кВАр.

На стороні 10 кВ передбачено встановлення двох батарей по 1800 кВАр кожна, що забезпечує загальну компенсуючу потужність у 3600 кВАр.

Варіант 1.

N = 6 шт.

Втрати активної потужності в компенсуючих пристроях (КП):

$$\Delta P_{KH} = P_{ПИТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 1619 = 7,29 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{KB} = P_{ПИТ}^{KB} \cdot Q_{KB} = 0,003 \cdot 1800 = 5,4 \text{ кВт}$$

Втрати активної потужності, спричинені передачею реактивної потужності через трансформатори:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{P_{HH}^2 + Q_1^2}{U_H^2} R_T \cdot 10^{-3} = \frac{4018^2 + 1075,36^2}{10^2} \cdot 0,14 \cdot 0,001 = 24,22 \text{ кВт}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

5 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

До складу району, що проектується, входять п'ять електричних підстанцій напругою 35/10 кВ. Вони забезпечують електроенергією споживачів, пов'язаних із сільським господарством. Одна з них — підстанція II — подає живлення на комбикормовий завод, навантаження якого було розраховане раніше. Основне джерело електроенергії для цього району — системна підстанція I, що працює з рівнями напруги 150/35/10 кВ.

Під час проектування системи електропостачання необхідно визначити оптимальні номінальні параметри напруги для ліній передачі.

5.1. Вибір номінальних напруг мережі

Ключовими чинниками при виборі оптимального рівня номінальної напруги для окремих ділянок мережі є, як правило, довжина лінії та її здатність передавати потужність. На основі практичного досвіду можливо попередньо визначити економічно обґрунтоване значення напруги, якщо відома відстань і обсяг переданої потужності.

Розрахунки потужностей навантаження для підстанцій II (де розташований комбикормовий завод), III та I виконано у другому розділі цієї роботи. На шинах 10 кВ системної підстанції з напругою 150/35/10 кВ навантаження становить $S_{10} = 6,41 - j 1,66$ МВА.

У таблиці 5.1 наведено дані щодо навантажень на шинах 10 кВ усіх підстанцій у межах проєктованої мережі.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таблиця 5.1 - Потужності навантаження на шинах 10 кВ.

Підстанція	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
1	6,41	1,66	6,62
2	3,87	1,48	4,14
3	3,75	2,58	4,55
4	3,28	2,75	4,28
5	2,56	1,77	3,11
6	3,15	2,64	4,11
Всього на шинах 10 кВ і 35 кВ п/ст. I	23,02	12,87	26,36

З урахуванням потужності навантаження підприємств району та їх просторового розміщення, застосування напруги 150 кВ для живлення всієї території є недоцільним — навантаження не настільки великі, щоб виправдати використання цього рівня. Водночас використання 10 кВ для магістральних ліній є неефективним через значні втрати як активної потужності, так і електроенергії в цілому, що призводить до економічно небажаних наслідків через високу вартість цих втрат.

Таким чином, для забезпечення електроенергією агропромислових об'єктів району доцільно застосовувати мережі з напругою 35 кВ.

Для остаточного вибору номінальної напруги варто звернутися до таблиці 5.2. Зазвичай, лінії, які утворюють кільцеву схему, повинні мати однаковий клас напруги. Виходячи з наявних навантажень та довжин окремих ділянок, для основної магістралі Л1 обрано напругу 150 кВ, а для інших ліній доцільним буде використання 35 кВ. Знижуючі районні підстанції при цьому працюють з вторинною напругою 10 кВ.

Таблиця 5.2 - Вибір номінальної напруги

Лінія	Активна потужність на один ланцюг, МВт	Довжина лінії, км	Напруга, кВ
Л1	11,75	20,02	150,0
Л2	1,94	10,10	35,0
Л3	3,17	16,50	35,0
Л4	1,28	10,20	35,0
Л5	3,22	17,20	35,0
Л6	1,58	12,60	35,0

5.2. Вибір схеми з'єднань електричних мереж та варіантів електропостачання

Мережі з рівнем напруги 35–150 кВ, а також розподільчі сільськогосподарські системи, зазвичай проєктуються у вигляді повітряних ліній електропередач (ЛЕП).

При формуванні структури електричної мережі доцільно керуватись такими базовими принципами:

- від джерела живлення варто прокладати двоколову повітряну лінію до найближчого вузла споживання або ж до точки з найбільшим рівнем навантаження;
- розгалуження мережі має бути прив'язане до конкретного навантажувального вузла і не повинно формуватись довільно в обхід топографічних умов;
- з урахуванням загальних техніко-економічних міркувань (таких як протяжність траси, кількість вимикачів, втрати напруги тощо) для подальшого аналізу слід обрати по одному варіанту: радіальної та кільцевої мережі.

Враховуючи просторове розміщення живильної підстанції 150/35/10 кВ та підстанцій 35/10 кВ у межах проєктованого району, розглядаються два можливі варіанти організації електропостачання.

Перший варіант передбачає реалізацію радіальної схеми, у якій усі лінії виконані у вигляді дволанцюгових повітряних трас. Обидва ланцюги розміщуються на одній опорі. Усі підстанції за цією схемою мають два трансформатори.

Другий варіант — схема з кільцевим з'єднанням. У цьому рішенні лише магістральна лінія 150 кВ та лінія, що веде до підстанції II, мають дволанцюгове виконання. Решта ліній — одноланцюгові. Візуальне представлення обох варіантів наведено в графічному додатку до даної роботи.

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

5.4. Вибір потужності трансформаторів на підстанціях

Для підстанції I приймається триобмотковий трансформатор із рівними напруги 150/35/10 кВ.

Розрахунок потужності на стороні високої напруги (150 кВ) виконується з урахуванням того, що максимальні навантаження на шинах 35 кВ і 10 кВ можуть не збігатися за часом. Такий підхід дозволяє точніше визначити необхідну трансформаторну потужність для забезпечення надійного електропостачання.

$$S_{150} = 0,95 (\underline{S}_{35} + \underline{S}_{10}) = 0,95 (23,02 - j12,87) = 25,042 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр}} \geq \frac{S_{150} K_{1,2}}{1,4} = \frac{25,042 \cdot 0,8}{1,4} = 14,3 \text{ МВА}$$

Для забезпечення надійної роботи підстанції I обираються два трансформатори типу ТДТН-16000/150, кожен з номінальною потужністю 16 МВА та напругою на високій стороні 150 кВ. Коефіцієнт завантаження дорівнює:

$$K_3 = \frac{25,042}{2 \cdot 16} = 0,78.$$

Розрахунки з вибору трансформаторів п/ст 35/10 кВ зводимо в таблицю 5.3.

Таблиця 5.3 - Вибір трансформаторів на п/ст 35/10 кВ

П/ст	S_{max} , МВА	N	$K_{1,2}$	S_p , МВА	S_n , МВА	$K_{\text{зав}}$
2	4,3	2	0,8	2,457143	ТМН 2500	0,781
3	4,6	2	0,8	2,628571	ТМН 2500	0,769
4	4,312	2	0,8	2,464	ТМН 2500	0,721

Розрахунок параметрів трансформатора ТДТН 16000/150.

Активний опір

$$R_1 = R_2 = R_3 = R_{\text{зар}}/2,$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Де

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

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

Реактивний опір:

$$U_{k1} = 0,5 (U_{k1-2} + U_{k1-3} - U_{k2-3}) = 0,5 (10,5 + 18 - 6) = 11,25\%$$

$$U_{k2} = 0,5 (U_{k1-2} + U_{k2-3} - U_{k1-3}) = 0,5 (10,5 + 6 - 18) = 0$$

$$U_{k3} = 0,5 (U_{k1-3} + U_{k2-3} - U_{k1-2}) = 0,5 (18 + 6 - 10,5) = 6,75\%$$

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

$$X_2 = 0$$

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

Параметри для двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R'_1 = R'_2 = R'_3 = 4,68/2 = 2,34 \text{ Ом}$$

$$X'_1 = 88 \text{ Ом} \quad X'_2 = 0 \quad X'_3 = 52,65 \text{ Ом}$$

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

Розрахунок параметрів для двообмоточних трансформаторів

ТМН 2500/35:

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

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

$$\Delta S_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст}} - j \Delta Q_{\text{ст}} = 0,0052 - j 0,0275 \text{ МВА}$$

5.5. Вибір перерізів проводів повітряних ліній

Для обраного типу провідників визначаються лінійні параметри на одиницю довжини — опір r_0 , індуктивний опір x_0 та ємнісна провідність b_0 .

На їх основі розраховуються загальні характеристики повітряних ліній:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	45

повний активний опір R_l , реактивний опір X_l і ємнісна провідність B_l , з урахуванням довжини та кількості ліній.

Розрахункові вирази:

$$R_l = \frac{r_0 l}{n}, \quad X_l = \frac{x_0 l}{n}, \quad B_l = nb_0 l,$$

де n – число кіл лінії, l – довжина.

Підібрані значення перерізів проводів та відповідні розраховані параметри ліній зручно представити у вигляді таблиці для наочності й подальшого аналізу.

Після цього виконується розрахунок потоків потужності по кожній із ліній у радіальній схемі мережі:

$$S_{Л2} = S'_{Л2} = 3,86 - j0,57 = 4,3 \text{ МВА}$$

$$S_{Л4} = S_5 = 2,55 - j0,0 = 4,63 \text{ МВА}$$

$$S_{Л6} = S_6 = 3,14 - j2,03 = 4,312 \text{ МВА}$$

$$S_{Л3} = S_3 + S_5 = 3,74 - j0,97 + 2,55 - j0,0 = 6,29 - j0,97 = 6,36 \text{ МВА}$$

$$S_{Л5} = S_4 + S_6 = 3,27 - j1,54 + 3,14 - j2,03 = 6,41 - j3,57 = 7,34 \text{ МВА}$$

$$S_{Л1} = 0,95 (S_{Л10} + S_{Л35}) = 0,95 (23,02 - j12,87) = 25,042 \text{ МВА}$$

Розрахунок вибору перерізу проводів для радіальної схеми мережі

Як зазначалося раніше, вибір перерізу проводів здійснюється на основі економічно доцільних інтервалів струмів.

Розглянемо приклад підбору перерізу для лінії Л1 з номінальною напругою 150 кВ. Передбачувана передавана потужність по цій лінії становить:

$$S_{Л1} = 25,042 \text{ МВА}$$

На підставі цього значення виконується подальший розрахунок струму та підбір проводу згідно з економічними критеріями

$$I_{рЛ1} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = 1,05 \frac{25,02 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 150} = 50,61 \text{ А}$$

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

Для отриманого значення розрахункового струму обираємо провід марки АС 120/19, допустимий струм тривалого навантаження якого становить $I_{\text{доп}}=390\text{А}$.

Перевіримо відповідність проводу умові допустимого струму нагріву:

$$I_{p.n} = 2 I_{p.l1} = 2 \cdot 50,61 = 101,24 \text{ А}$$

Оскільки $I_{p.n} < I_{\text{доп}}$, провід задовольняє вимоги щодо довготривалого нагріву. Крім того, по умові коронного розряду провід також придатний $F_{\text{розр}} > F_{\text{мін}}$.

За аналогічною методикою виконано підбір перерізу проводів для повітряних ліній напругою 35 кВ.

Усі результати розрахунків узагальнено у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Вибір перетину повітряних ліній 35 кВ.

№ КЛ	$S_p, \text{кВА}$	n	$I_p, \text{А}$	$I_{p.об}, \text{А}$	$F_{ек}, \text{мм}^2$	Марка кабеля	$I_{доп}, \text{А}$	K_n	$K_n I_{доп}$	K_z	$K_{ан}$	K'_n	$K_{ан} K'_n I_{доп}$	$B_k, \text{кА}^2 \text{с}$	$F_{мін}, \text{мм}^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Л2	4300,00	2	35,51	71,02	35,51	АС 35	175	0,85	148,75	0,203	1,25	1	218,75	12,00	36,85
Л3	6360,00	2	52,52	105,04	52,52	АС 35	175	0,85	148,75	0,300	1,25	1	218,75	12,00	36,85
Л4	4630,00	2	38,23	76,47	38,23	АС 35	175	0,85	148,75	0,218	1,25	1	218,75	12,00	36,85
Л5	7340,00	2	60,61	121,22	60,61	АС 35	175	0,85	148,75	0,346	1,25	1	218,75	12,00	36,85
Л6	4312,00	2	35,61	71,21	35,61	АС 35	175	0,85	148,75	0,203	1,25	1	218,75	12,00	36,85

5.6. Вибір схеми живлення підстанції «Г».

Як уже зазначалося, підстанція І 150/35/10 кВ отримує живлення по двоцепній повітряній лінії напругою 150 кВ, що приєднана до шин 150 кВ підстанції «А». Протяжність цієї лінії становить 20,2 км. Альтернативне рішення передбачає підключення підстанції «В» через дві окремі одноцепні лінії:

- Лінія Л1 – прокладена від підстанції «А», довжина 20,2 км
- Лінія Л2 – від підстанції «В», довжина становить 43,1 км

Схематичне зображення цієї конфігурації наведено на рисунку 5.2.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

У першому варіанті для ПЛ 150 кВ обрано провід типу АС120/19. Вартість одного кілометра повітряної лінії з двома ланцюгами на опорах із залізобетону становить грн.

Сума початкових капіталовкладень складає:

$$\bar{K}_{Л} = 187 \text{ грн.}$$

Капітальні вкладення в лінію дорівнюють:

$$K_{Л} = \bar{K}_{Л} \cdot \ell = 187 \cdot 20,2 = 3777,4 \text{ т.грн.}$$

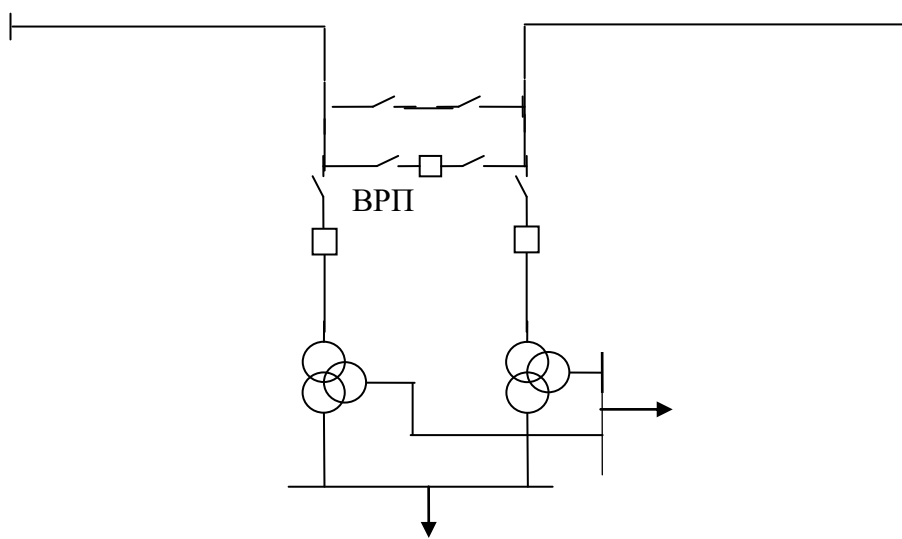


Рисунок 5.1 - Схема двохстороннього живлення підстанції I

Обираємо переріз проводів ліній для другого варіанту.

Розрахунок потужності, що передається по лініях Л1 і Л2 у варіанті з живленням з обох сторін (див. рис. 5.3).

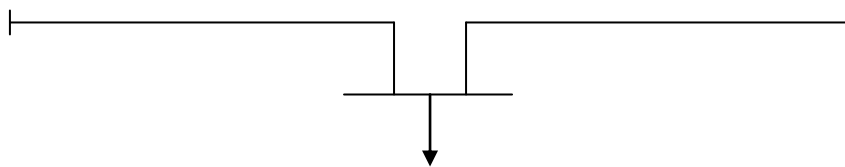


Рисунок 5.2 - Схема з двохстороннім живленням

$$S_{Л1} = S_{150} \frac{\ell_2}{\ell_1 + \ell_2} = 25,042 \frac{43,1}{20,2 + 43,1} = 17,05 \text{ МВА}$$

$$S_{Л2} = S_{150} \frac{\ell_1}{\ell_{\Sigma}} = 25,042 \frac{20,2}{63,3} = 7,99 \text{ МВА}$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	48

Приведення балансу потужностей:

$$S_{Л1} + S_{Л2} = S_{150}$$

$$17,05 + 7,99 = 25,042 \text{ МВА}$$

25,042 = 25,042 – умова балансу виконується

Визначаємо розрахункові струми по лініям

$$I_{Л1} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \frac{25,042 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 101,3 \text{ А}$$

$$I_{Л2} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{S_{Л2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \frac{4,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 17,4 \text{ А}$$

Для обох повітряних ліній передбачено використання проводу марки АС120/19, що відповідає вимогам щодо виникнення коронного розряду. Максимально допустимий струм становить 390 А. Вартість прокладання одного кілометра одноцепної лінії напругою 150 кВ на залізобетонних опорах у III ожеледному районі складає:

$$\bar{K}_{Л} = 187 \text{ т.грн.}$$

Загальна сума інвестицій у будівництво ліній Л1 і Л2 дорівнює:

$$K_{\Sigma} = \bar{K}_{Л} \cdot \ell_{\Sigma} = 187 \cdot (20,2 + 43,1) = 11837,1 \text{ т.грн.}$$

Оскільки капіталовкладення у лінії другого варіанту значно вищі, ніж у першому, для подальшого аналізу обирається варіант I, що передбачає живлення підстанції I за допомогою двоцепної повітряної лінії.

Раніше було здійснено вибір силових трансформаторів для підстанції I, і як оптимальне рішення розглядалося встановлення двох агрегатів типу ТДТН 16000/150.

У цьому розділі виконується аналіз техніко-економічних характеристик двох можливих конфігурацій підстанції: перший варіант передбачає застосування трансформаторів потужністю 16 МВА, другий — використання більш потужних трансформаторів на 25 МВА.

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

Розрахунки техніко-економічних показників виконуються за допомогою програмного забезпечення, яке базується на методиці, описаній у відповідному розділі даної роботи.

Слід зауважити, що обчислення втрат потужності у триобмотковому трансформаторі виконується за наступною формулою:

$$\Delta P_{Т\tau} = 2 \left(\Delta P_{\chi} + K_{3,ВН}^2 \cdot \frac{\Delta P_{к.вс}}{2} + K_{3,СН}^2 \cdot \frac{\Delta P_{к.вс}}{2} + K_{3,НН}^2 \cdot \frac{\Delta P_{к.вс}}{2} \right),$$

де $K_{3,ВН}$, $K_{3,СН}$, $K_{3,НН}$ — коефіцієнти навантаження відповідно для обмоток високої, середньої та низької напруги.

$$K_{3,ВН} = \frac{S_{ВН}}{2 \cdot S_{НОМ}}, \quad K_{3,СН} = \frac{S_{СН}}{2 \cdot S_{НОМ}}, \quad K_{3,НН} = \frac{S_{НН}}{2 \cdot S_{НОМ}},$$

Схема, що використовується для розрахунків, представлена на рисунку 5.3.

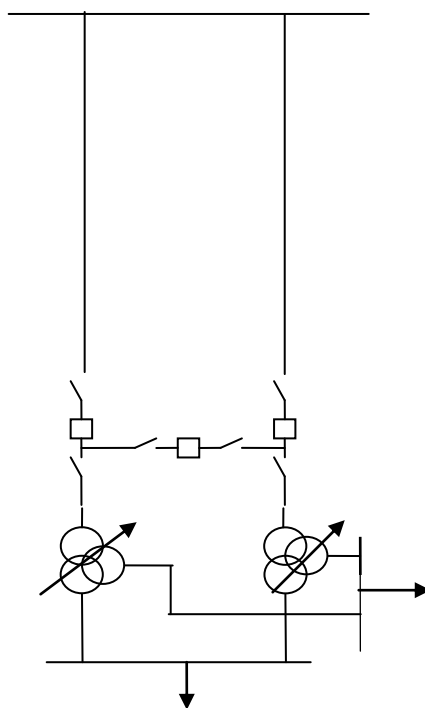


Рисунок 5.3 - Розрахункова схема електропостачання району

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

На підставі отриманих результатів встановлено, що конфігурація підстанції з трансформаторами типу ТДТН 16000/150 характеризується нижчими розрахунковими витратами, тому саме цей варіант обрано для подальшого аналізу.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

6 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

6.1. Складання розрахункових схем заміщення.

Метою проведення розрахунку електромережі є визначення розподілу активної та реактивної потужностей по лініях, а також значень напруги на шинах низької напруги районних підстанцій. Такий аналіз виконується для умов пікового та мінімального споживання, а також для окремо заданого аварійного стану системи.

Електрична мережа включає в себе велику кількість елементів, що утворюють єдину структуру через електричні з'єднання. До складу мережі входять: генератори, трансформатори для зміни рівня напруги, повітряні та кабельні лінії передачі, а також компенсуючі пристрої — такі як конденсаторні батареї та реактори.

При проектуванні та під час експлуатації необхідно проводити аналіз режимів функціонування системи, використовуючи математичні моделі. Такими моделями слугують розрахункові або заміщувальні схеми. Заміщувальні схеми формуються шляхом моделювання кожного компонента мережі окремо. Водночас, класичні заміщувальні схеми, що застосовуються для незначних за розміром мереж, передбачають явне зображення кожного елемента.

Для розрахунків у програмному середовищі (на ПК) створюються спрощені розрахункові схеми, які замість окремих елементів містять сукупні параметри — такі як повні опори або провідності. Це пояснюється тим, що сучасні програмні комплекси вже містять вбудовані моделі типових елементів мережі, тож немає потреби дублювати їх структуру в схемі вручну.

Для побудови розрахункової моделі лінії електропередачі подаються у вигляді П-подібних схем заміщення, де активна провідність вважається рівною нулю ($G_l=0$) і, відповідно, не враховується. Двообмоткові

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

трансформатори представляються через Г-подібні схеми, у яких провідність моделюється як додаткове навантаження, підключене паралельно:

$$\Delta S_{ст} = \Delta P_{ст} - j\Delta Q_{ст},$$

Триобмоткові трансформатори моделюються за допомогою трьохпроменевої схеми заміщення.

На графічних листах 8 та 9 презентації наведені розрахункові моделі для радіальної і замкненої мереж агропромислового району, що планується. Кожна з схем містить по п'ятнадцять вузлів. Радіальна мережа має 14 ліній, а замкнена — 15.

6.2. Використання та забезпечення необхідного рівня активної й реактивної потужності в проєктованій електромережі.

У рамках розрахунків баланс активної потужності в проєктованій електричній мережі визначається для періоду максимального навантаження. Структура споживання активної потужності включає навантаження у визначених вузлах споживання електроенергії, а також втрати в знижувальних трансформаторах та елементах мережі, зокрема в повітряних і кабельних лініях. При аналізі загального споживання враховується несинхронність пікових навантажень окремих споживачів, що обумовлено специфікою технологічного циклу підприємств та відмінностями кліматичних умов у різних частинах району проєктування. У дослідженні приймається припущення, що встановлена потужність генераторів джерел живлення є достатньою для забезпечення потреб району в активній потужності на розрахунковий період.

Оцінка балансу реактивної потужності в проєктованій мережі, а також попередній підбір номіналів, типів і розміщення компенсуючих пристроїв (КП) доцільні на етапі, що передують техніко-економічному обґрунтуванню схемних рішень. Введення джерел реактивної потужності (ДРП) може істотно змінити рівні повних навантажень на районних підстанціях, що, у свою чергу, впливає на вибір номінальної потужності трансформаторного

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

обладнання та перерізи проводів у лініях електропередачі. Перерозподіл реактивних потоків в мережі позначається на втраті напруги, потужності та електроенергії. Отже, визначення потужності КП та їх розміщення на підстанціях має суттєвий вплив на техніко-економічні характеристики прийнятої мережевої структури.

У даній роботі приймається припущення про збіг у часі періодів максимального споживання активної та реактивної потужності підстанціями. Розрахунок пікових реактивних навантажень на шинах районних підстанцій виконується на основі заданих значень максимального активного навантаження та відповідного коефіцієнта потужності. Сумарна потреба району в реактивній потужності включає одночасне навантаження визначених споживчих вузлів, а також втрати реактивної потужності у трансформаторах і лініях мережі.

Аналіз балансу реактивної потужності дає змогу оцінити відповідність між необхідною для реалізації певного режиму роботи мережі потужністю та наявними джерелами її компенсації. Величини, що входять до складу балансу, можуть бути визначені на основі результатів розрахунку режимів електричної мережі. Водночас у ряді випадків оцінити наявність балансу або потребу у додаткових джерелах реактивної потужності можливо орієнтовно — без повного моделювання, шляхом використання апроксимованих значень основних складових балансу.

Величина реактивної потужності, що подається від зовнішнього джерела живлення, визначається на основі максимальної сумарної активної потужності споживачів району та заданого коефіцієнта потужності, що характеризує режим передачі потужності від енергосистеми:

$$Q_1 = P_{\Sigma} \operatorname{tg} \varphi_1 \quad (6.1)$$

На етапі попередніх розрахунків генерація реактивної потужності повітряними одноколовими лініями напругою 150 кВ може орієнтовно прийматись у межах 0,05–0,06 Мвар на кожен кілометр довжини. Втрати реактивної потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах на цьому етапі також допускається враховувати наближено:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$\Delta Q_T \approx 0,1S_H, \quad (6.2)$$

де S_H – величина повної потужності навантаження підстанції.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах, з урахуванням втрат холостого ходу, можуть враховуватись наближено шляхом зменшення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ у максимальному режимі на величину 0,05. За такого підходу еквівалентне реактивне навантаження Q_i' для i -тої підстанції визначається за відповідною розрахунковою залежністю:

$$Q_i = P_{max} \operatorname{tg} \varphi_i', \quad (6.3)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_i'$ – визначається за погіршеним коефіцієнтом $\cos \varphi_i'$:

$$\cos\varphi_i' = \cos\varphi_i - 0,05.$$

Необхідна загальна потужність визначається через порівняння загальної спожитої реактивної потужності з потужністю, що подається від джерела живлення:

$$Q_{кп} = Q_{п} - Q_1, \quad (6.4)$$

де $Q_{п}$ – загальна використана потужність району, що проектується.

У цьому розділі роботи вибирається орієнтовна потужність компенсуючих пристроїв (КП). Припускається, що тангенс кута фазового зсуву $\operatorname{tg}\varphi$ на шинах підстанції 35 кВ для підстанції I становить 0,3. Також передбачається, що для комбікормового заводу необхідно встановлення батареї конденсаторів (БК) потужністю 0,9 Мвар.

Сумарна потужність навантаження на шинах 35 кВ п/ст I складає (без урахування втрат в трансформаторах 35/10 кВ і в лініях 35 кВ):

$$S_{35} = (23,02 - j12,817) - (6,4 - j1,65) = 16,62 - j11,167 = 20,03 \text{ МВА}$$

Реактивна Потужність, що видається в мережу 35 кВ:

$$Q_{35} = P_{35} \operatorname{tg}\varphi = 16,62 \cdot 0,3 = 4,99 \text{ Мвар}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

$$Q_{\text{КУ}} = 11,167 - 4,99 = 6,181 \text{ Мвар}$$

БК розміщують на шинах 10 кВ підстанцій 2–6, при цьому обладнання з більшою потужністю встановлюють на тій підстанції, де знаходиться більше споживачів РП. У таблиці 6.1 наведено навантаження підстанцій з урахуванням коефіцієнта потужності.

Таблиця 6.1 - Потужності на п/ст з урахуванням КУ.

п/ст	P, МВт	Q, Мвар	Q _{КУ} , Мвар	Q- Q _{КУ} , Мвар	S, МВА
1	6,41	1,66	1,923	0	6,62
2	3,87	1,48	1,161	0,9	3,951
3	3,75	2,58	1,125	1,6	3,88
4	3,28	2,75	0,984	1,2	3,6
5	2,56	1,77	0,768	1,8	2,56
6	3,15	2,64	0,945	0,6	3,75
Всього	23,02	12,87	6,906	5,964	23,57

На основі даних, наведених у таблиці 6.3, здійснюється підбір силових трансформаторів і визначення перерізів проводів для повітряних ліній.

6.3. Аналіз режимів роботи мережевих схем

1. Радіальна схема

При піковому споживанні сумарні втрати активної потужності сягають 452 кВт. Завдяки правильному регулюванню відпайок трансформаторів, рівень напруги в усіх вузлах навантаження утримується на позначці 10,5 кВ. У цьому стані значення коефіцієнта реактивної потужності ($\text{tg } \varphi$) становить 0,3.

Під час найменшого навантаження параметри напруги також залишаються в межах допустимих — на рівні 10 кВ, що свідчить про надійність та стабільність роботи радіальної конфігурації.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

2. Замкнута схема.

Для максимальної навантажувальної ситуації втрати активної потужності складають $\Delta P_{\Sigma}=672$ кВт. Рівень напруги на навантажувальних вузлах залишається у допустимих межах. Значення коефіцієнта реактивної потужності в балансуєчому вузлі відповідає технічним вимогам (конкретне значення доцільно уточнити за результатами моделювання чи розрахунків).

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{БП}} = \frac{6,636}{25,042} = 0,323.$$

В мінімальному режимі втрати потужності становлять $\Delta P=369$ кВт, БК всі ввімкнені. $\operatorname{tg} \varphi_{\text{БП}} = \frac{3,69}{18,1} = 0,203$.

У період максимального навантаження загальні втрати активної потужності становлять 672 кВт. Напруга в усіх навантажувальних вузлах зберігається в межах допустимих значень. Коефіцієнт реактивної потужності в балансуєчому вузлі відповідає встановленим технічним нормам (точне значення рекомендується визначити на основі розрахунків або моделювання).

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{БП}} = \frac{6,635}{25,042} = 0,323$$

За умов мінімального навантаження втрати потужності дорівнюють 368 кВт, при цьому всі батареї конденсаторів залишаються в роботі.

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{БП}} = \frac{3,79}{18,1} = 0,203$$

Для мережі з замкнутою конфігурацією були проведені розрахунки двох найбільш критичних аварійних сценаріїв:

- перший — це відключення одного з ланцюгів магістральної лінії 150 кВ (Л1);
- другий — повне знеструмлення лінії Л3, яка входить до кільцевого фрагмента мережі.

Результати, представлені в відповідних роздруківках, засвідчили, що відключення Л3 створює більш складні умови для стабільної роботи енергосистеми.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

У результаті аналізу встановлено, що обидві схеми електропостачання забезпечують нормативний рівень напруги в усіх досліджених станах — як у нормальних умовах, так і при аваріях. При цьому немає потреби обмежувати живлення споживачів, які не належать до категорії першочергового забезпечення.

Розрахунок характеристик замкнутої мережі

Виконання поточкорозподілу в кільцевій конфігурації є складнішим завданням порівняно з аналогічними розрахунками для радіальних систем, оскільки потребує використання спеціальних математичних виразів.

На рисунку 6.1 зображено спрощену схему, яка слугує основою для аналізу розподілу потужності по окремих елементах мережі. У цій моделі враховано п'ять ліній (1–5) та чотири вузли з підключенням навантаження (S_3 – S_6).

Як приклад, нижче наведено формули для визначення потужності, що передається через першу ділянку, відповідну до лінії ЛЗ.

$$S_{Л1} = \frac{S_3(l_4 + l_7 + l_6 + l_5) + S_4(l_7 + l_6 + l_5) + S_6(l_6 + l_5) + S_5 \cdot l_5}{l_3 + l_4 + l_7 + l_6 + l_5};$$

для ділянки 5 (Л5):

$$S_{Л5} = \frac{S_5(l_3 + l_4 + l_7 + l_6) + S_6(l_3 + l_4 + l_7) + S_4(l_3 + l_4) + S_3 \cdot l_3}{l_3 + l_4 + l_7 + l_6 + l_5}$$

Розрахунок потоків потужності виконано із застосуванням професійного програмного комплексу, розробленого для аналізу електричних мереж.



Рис. 6.1. Розрахункова схема

Таблиця 6.2- Розрахунок параметрів замкненої мережі по довжині

Лінія	P, кВт	Q, квар	S, кВА	I _{р.доп} , А
Л3	6,586	2,018	6,888	222,743
Л4	2,846	1,048	3,033	159,290
Л5	-6,114	-2,522	6,616	222,743
Л6	-2,844	-0,982	3,009	105,109
Л7	0,296	1,048	1,089	127,174

Розрахунок приведених витрат для варіантів.

Радіальна схема.

Загальні капітальні інвестиції:

$$K_{\Sigma} = 18845,8 + 19451 = 38296,8 \text{ т.грн.}$$

Загальні витрати:

$$E_{\Sigma} = 22651,13 + 43271,13 = 65922,26 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати:

$$Z_{I} = 65922,26 + 0,12 \cdot 38296,8 = 70517,8 \text{ т.грн.}$$

Замкнута схема.

Загальні капітальні інвестиції:

$$K_{\Sigma} = 15363,2 + 13896 = 29259,2 \text{ т.грн.}$$

Загальні витрати:

$$E_{\Sigma} = 21597,1 + 14238,49 = 35835,59 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати

$$Z_{II} = 35835,59 + 0,12 \cdot 29259,2 = 39346,7 \text{ т.грн.}$$

Мінімальні обчислені витрати спостерігаються в замкнутій схемі електропостачання району, тому ми приймаємо її для реалізації.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

7 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

7.1. Визначення кількості та номінальної потужності трансформаторів для головної понижувальної підстанції.

Вибір проводимо відповідно до методики, яка викладена в [2].

У структурі енергоспоживання промислових об'єктів зазвичай присутні споживачі першої та другої категорій, що зумовлює потребу монтажу щонайменше двох силових трансформаторів на головній зоні живлення. Згідно з вимогами технологічного проектування, у таких випадках доцільно використовувати трансформатори однакової номінальної потужності. При цьому визначення їхньої потужності враховує можливі аварійні ситуації та допустимі рівні тривалих перевантажень.

Відповідно до вимог ДЕСТ, у разі виникнення аварійної ситуації допускається перевищення номінального навантаження трансформатора до 40% протягом не більше п'яти діб. При цьому початковий рівень завантаження не повинен перевищувати 0,93, а тривалість щоденного перевантаження має обмежуватися шістьма годинами.

Аварійне навантаження розраховується виходячи з умови виходу з ладу одного з трансформаторів на головному живильному пункті. У такій ситуації дозволяється тимчасове відключення споживачів третьої категорії.

Трансформатори, встановлені на ГЗП, повинні бути оснащені пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН).

При цьому близько 80% загального енергоспоживання підприємства припадає на споживачів першої та другої категорій.

Максимальне навантаження, яке має комбікормовий завод $S_{\max}=4061,95$ кВА.

Розрахункова потужність силового трансформатора:

						Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{TP-P} = \frac{S_{\max} \cdot K_{I,II}}{1,4} = \frac{4061,95 \cdot 0,8}{1,4} = 2321,11 \text{ кВА}$$

Для забезпечення електропостачання комбикормового заводу з максимальним навантаженням $S_{\max} = 4061,95$ кВА, обираємо два силові трансформатори типу ТМН 2500/35.

У нормальному режимі роботи трансформатори працюватимуть з коефіцієнтом завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n \cdot S_{mp}} = \frac{4061,95}{2 \cdot 2500} = 0,81$$

В аварійних умовах, коли один із трансформаторів виходить з ладу, інший бере на себе повне навантаження:

$$K_{3-AB} = \frac{S_{\max}}{S_{mp}} = \frac{4061,95}{2500} = 1,62$$

Це значення перевищує допустимий рівень аварійного перевантаження згідно з ДЕСТ (не більше 1,4), отже, для забезпечення безпечної роботи необхідно тимчасово відключати споживачів III категорії.

7.2. Визначення місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).

Під час визначення місця встановлення, кількості, потужності та типу силових трансформаторів беруться до уваги такі аспекти:

1. проєктне енергоспоживання;
2. клас споживачів за вимогами до надійності живлення;
3. здатність трансформаторів витримувати перевантаження;
4. умови навколишнього середовища;
5. щільність енергоспоживання на одиницю площі;
6. наявність компенсувальних елементів;
7. обмеження, пов'язані з архітектурним рішенням.

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

На виробничих об'єктах використовуються як однострансформаторні, так і двохтрансформаторні підстанції цехового типу, що дає змогу обирати різні варіанти схем енергопостачання. Кількість трансформаторів у межах цеху визначається обсягом навантаження та рівнем вимог до безперервності електроживлення. Найбільш економічно доцільним і простим у реалізації є варіант з одним трансформатором.

На підприємствах з великим обсягом виробництва, де передбачено складські запаси трансформаторного обладнання, такі підстанції можна використовувати не тільки для споживачів третьої, а й другої категорії. При цьому однострансформаторні підстанції можуть також забезпечувати живлення споживачів першої категорії, за умови, що їхнє навантаження не перевищує 15–20% від потужності трансформатора, а резервування виконується по стороні низької напруги за допомогою автоматичного вводу резерву (АВР) або перемичок.

Двохтрансформаторні підстанції цехового типу доцільно використовувати в разі переважання споживачів першої та другої категорій, для яких безперебійне живлення є критично важливим з огляду на технологічні вимоги або безпеку персоналу. Також їх встановлюють у цехах з високим рівнем енергоспоживання та щільністю електричного навантаження.

У проектуванні цехових підстанцій трансформатори зазвичай підбирають, орієнтуючись на співвідношення між потужністю навантаження і номіналом трансформатора. Для підстанцій з двома трансформаторами та домінуванням споживачів першої категорії коефіцієнт завантаження зазвичай становить 0,65–0,7. Якщо використовується один трансформатор і є можливість резервування через з'єднання з іншими підстанціями по стороні низької напруги, його потужність підбирається з урахуванням рівня резервування.

						Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для випадків з перевагою навантажень другої категорії коефіцієнт завантаження зазвичай знаходиться в межах 0,7–0,8, а для третьої категорії — 0,9–0,95.

До встановлення передбачаються комплектні трансформаторні підстанції КТП-10/0,4 кВ як вбудованого, так і прибудованого виконання. Вважається, що навантаження на трансформатори розподіляється рівномірно. У таблиці 7.1 наведено варіанти вибору трансформаторів для підприємства.

Таблиця 7.1 - Вибір трансформаторів підприємства

№ ТП	N, шт	S _{роз} , кВА	Марка	Kз	S _{ном} ≥ S _p /K ₁	S _{ном} ≥ S _p /K ₂	Тип КТП
КТП1	1	850,91	ТМЗ1000/10	0,71	787,8796	607,7929	вбудов.
КТП2	2	1565,69	ТМЗ1000/10	0,7	1449,713	1118,35	вбудов.
КТП3, 4	3	2484,28	ТМЗ1000/10	0,72	2300,259	1774,486	вбудов.

						Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ І ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. Розрахунок струмів короткого замикання.

Струми короткого замикання розраховано відповідно до методики, наведеної у джерелі [2].

Обчислення виконано для електропостачальної схеми комбікормового заводу (лінія Л2 п/ст 2, згідно з матеріалами презентації). В якості вихідних даних використовуються схема живильної мережі та величина потужності КЗ на шинах 35 кВ підстанції І, яка становить $S_c'' = 850$ МВА.

Розрахунок опорів елементів схеми.

$$X_c = \frac{U_{срл}^2}{S_c''} = \frac{37^2}{850} = 1,61 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{30} = \frac{1,61}{30} = 0,0536 \text{ Ом}$$

Лінія Л2 напругою 35 кВ виконана проводом марки АС120/18. Питомий активний опір становить $r_0 = 0,249$ Ом/км, а реактивний опір — $x_0 = 0,414$ Ом/км.

$$R_L = 0,249 \cdot 10,1 = 2,514 \text{ Ом} \quad X_L = 0,414 \cdot 10,1 = 4,181 \text{ Ом}$$

На підстанції 2 встановлено трансформатор номінальною потужністю 2 500 кВА, із втратами короткого замикання 26 кВт та напругою короткого замикання 6,5%.

$$R_r = \frac{26,0 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{2500^2} = 4,6 \text{ Ом}$$

$$X_r = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10}{2500} = 31,85 \text{ Ом}$$

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

Опір до шин високої напруги з урахуванням опору силового трансформатора та лінії до точки короткого замикання K_0 становить:

$$R_{K0} = R_c + R_{л} = 0,0536 + 2,514 = 2,5676 \text{ Ом}$$

$$X_{K0} = X_c + X_{л} = 1,61 + 4,181 = 5,791 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання на шинах ВН (високої напруги) розраховується з урахуванням цих параметрів (значення в кА та час у секундах уточнюються окремо):

$$I''_{K0} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K0}^2 + X_{K0}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,568^2 + 5,791^2}} = 3,38 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{K0}}{\omega \cdot R_{K0}} = \frac{5,791}{314 \cdot 2,5676} = 0,0072 \text{ с}$$

Максимальний ударний струм у точці K_0 визначається за стандартною методикою (величина в кА уточнюється):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 3,38 \cdot (1 + e^{-0,01/0,0072}) = 5,95 \text{ кА}$$

Розрахунковий струм КЗ на шинах НН (точка $K1$)

$$R_{K1} = R_{K0} + R_T = 2,5676 + 4,6 = 7,167 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_{K0} + X_T = 5,791 + 31,85 = 37,641 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання в точці $K1$, приведений до сторони високої напруги, визначається на основі сумарного опору:

$$I''_{K1} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{7,167^2 + 37,641^2}} = 0,568$$

Фактичне значення струму КЗ у вузлі 1, а також ударний струм на шинах НН "II", розраховуються окремо, кА.

$$I''_{K1(\phi)} = I''_{K1} \cdot \frac{35}{11} = 0,568 \cdot \frac{35}{11} = 1,807 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{37,641}{314 \cdot 7,167} = 0,01672 \text{ с}$$

Ударний струм на шинах НН "II"

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,807 \cdot (1 + e^{-0,01/0,0167}) = 3,91 \text{ кА}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Результати обчислення струмів короткого замикання наведено в таблиці

8.1.

Таблиця 8.1 - Струми КЗ п/ст 35/10

КЗ	I_k'' , кА	i_y , кА	T_a , с
ВН(0)	3,38	5,95	0,0072
НН(1)	1,807	3,91	0,01672

Приклад розрахунку вибору кабелю до КТП 2

$$S_p = 1565,69 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{1565,69}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 45,25 \text{ А}$$

$F_{роз} = 45,25 / 1,4 = 32,32 \text{ мм}^2$. Допускається використання кабелю марки ААШв з перерізом $3 \times 35 \text{ мм}^2$, граничний струм тривалого навантаження якого становить 115 А.

Для перевірки відповідності умовам термічної стійкості, необхідно визначити мінімально допустимий переріз кабелю, виходячи з теплового впливу струму короткого замикання:

$$W_k = 1,807^2 (0,1 + 0,065 + 1,2 + 0,01672) = 4,51 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{4,511 \cdot 10^3}}{94} = 22,59 \text{ мм}^2$$

Мінімальний переріз кабелю, що задовольняє вимогам термічної стійкості, складає ААШв ($3 \times 25 \text{ мм}^2$).

У таблиці 8.2 подано результати вибору кабелів відповідно до умов експлуатації та вимог захисту.

Розрахунок струмів короткого замикання для всієї мережі 10 кВ виконано за допомогою програмного модуля, розробленого на профільній кафедрі.

Отримані значення струмів короткого замикання зведено у таблиці 8.2.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Таблиця 8.2 - Струми КЗ в мережі 10 кВ заводу, приведена до ВН

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_k'', \text{кА}$	1,807	1,61	0,67	1,57	0,652	1,578	0,649	1,584	0,654

8.2. Вибір високовольтного обладнання.

- У межах кваліфікаційної роботи слід виконати підбір таких електротехнічних апаратів:
- вимикачі для розподільчих пристроїв усіх рівнів напруги,
- роз'єднувачі, що забезпечують безпечне відключення ділянок мережі,
- розрядники для захисту від перенапруг,
- трансформатори струму — для вимірювання та релейного захисту,
- трансформатори напруги — для контролю параметрів електричної мережі.

Необхідно враховувати номінальні параметри, умови експлуатації, характеристики мережі та вимоги нормативних документів.

Вибір вимикачів 35 кВ. Область застосування тих чи інших типів вимикачів залежить від конкретних умов їх експлуатації. При проектуванні необхідно обрати новітні типи вимикачів, що виробляються вітчизняною чи зарубіжною промисловістю.

В РП 35-220 кВ можливе застосування маломасляних, бакових і повітряних вимикачів, але останнім часом йде їх заміна на більш надійні елегазові та вакуумні вимикачі.

В РП 10 кВ доцільно використовувати вимикачі вбудовані в комірки комплектних розподільних пристроїв. Це можуть бути вакуумні і елегазові вимикачі вітчизняних заводів високовольтної апаратури РЗВА та “Таврида електрик”.

									Арк.
									67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Згідно Держстандарту в таблиці А1 Додатку А наведені умови вибору вимикача. Вибираємо високовольтний вакуумний вимикач ВР-35НС-20/1600 на стороні 35кВ підстанції П.

$$S_p=4061,95 \text{ МВА}$$

$$I_{роб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4061,95}{\sqrt{3} \cdot 35} = 67,08 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 3,38 \cdot e^{-0,06/0,007} = 0,0011$$

$$t = t_{р.з \text{ мін}} + t_{с.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_k = 3,38^2 (0,48 + 0,007) = 5,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де

$$t_{відкл} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,01 + 0,065 + 0,4 = 0,48 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{робмакс} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4061,95}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 33,54 \text{ А}$$

Приймається до встановлення вакуумний вимикач типу ВР-35НС-20/1600. Даний апарат обладнаний електромагнітним приводом, який забезпечує надійне та швидкодійне увімкнення і вимкнення ланцюга при аварійних та робочих режимах. Такий тип приводу вирізняється простотою конструкції, високою швидкістю спрацювання та мінімальними витратами на обслуговування.

Вибір розеднувачів представлено в таблиці А2 Додатку А.

Вибір вимикачів 10 кВ.

$$S_p=4061,95 \text{ МВА}$$

$$I_{робмакс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4061,95}{\sqrt{3} \cdot 10} = 234,8 \text{ А}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot e^{-0,06/0,0167} = 0 \text{ кА}$$

$$t = t_{р.з \text{ min}} + t_{с.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$W_k = 1,807^2 (1,365 + 0,0167) = 4,43 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{де } t_{\text{відкл}} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,1 + 0,065 + 1,21 = 1,375 \text{ с}$$

Проводимо підбір вимикача для відхідної лінії, що підключає комплектну трансформаторну підстанцію КТП-2.

$$I_{\text{роб. макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1565,69}{\sqrt{3} \cdot 10} = 90,5 \text{ А}$$

Обираємо вимикач типу ВР1-20/630 для встановлення на відхідній лінії.

Для секційного вимикача:

$$I_{\text{роб. макс}} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4061,95}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 117,4 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630 на який вбудований електромагнітний привод, умови вибору представлені в таблиці А3 Додатку А.

Визначення потужностей та схем живлення трансформаторів власних потреб.

Система власних потреб (ВП) підстанції відіграє ключову роль у забезпеченні її стабільної роботи, оскільки безперервне живлення ВП є критичним для нормального функціонування всього електроенергетичного об'єкта. Надійність цієї системи безпосередньо впливає на стійкість і безаварійну роботу як підстанції, так і споживачів, які від неї живляться.

При виборі потужності трансформаторів ВП слід враховувати сумарне навантаження оперативних і технологічних систем, а також мати необхідний резерв на випадок аварійних чи пікових режимів. Крім того, особливу увагу слід приділити схемі їх живлення, яка має забезпечувати дублювання джерел у разі відмови одного з каналів.

$$S_{\text{НАВ}} = 40,18 - j30,9 \text{ кВА}$$

$$|S_{\text{НАВ}}| = 40,62 \text{ кВА}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

З урахуванням коефіцієнта попиту $K_c=0,7$ приймаємо два трансформатора ТМ-25/10. Завантаження трансформаторів складає $K_z=40,62/50=0,81$.

Вибір розрядників.

Для захисту обладнання підстанції від прямих атмосферних розрядів застосовують тросові та стрижневі блискавковідводи, які забезпечують відведення струму блискавки в землю.

З метою обмеження перенапруг, викликаних грозовими або комутаційними процесами, на вводах силового трансформатора 35/10 кВ передбачено встановлення розрядників типу РВС-35.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

9 АНАЛІЗ ТА РОЗРОБКА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ

Цей розділ кваліфікаційної роботи присвячений розробленню методів управління напругою в системах розподілу електроенергії. У ньому аналізуються способи регулювання напруги, компенсація реактивної потужності, а також централізовані й локальні підходи до керування напругою.

9.1. Основні положення регулювання напруги і компенсації реактивної потужності

Електрична енергія дедалі більше набуває статусу товару, а отже, постає питання її якості.

Погіршення характеристик електропостачання зазвичай пов'язують із відхиленнями параметрів електричної напруги у мережах змінного струму напругою 0,4 кВ від встановлених нормативних значень.

Відхилення напруги.

Причинами відхилення напруги можуть бути добові, сезонні й технологічні коливання електричного навантаження споживачів; зміни роботи компенсуючих пристроїв; регулювання напруги генераторами електростанцій та енергетичних підстанцій; зміни топології чи параметрів електричних мереж.

Відхилення визначається різницею між фактичним значенням напруги U та її номінальним рівнем $U_{НОМ}$, В:

$$\delta U = U - U_{НОМ}$$

або, %

$$\delta U = \frac{U - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Стале відхилення напруги δU_y , в %:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} 100$$

де – усталена величина напруги за інтервал усереднення.

Стандарт встановлює допустимі межі відхилення напруги на виходах електроприймачів. У нормальному режимі відхилення не повинно перевищувати $\pm 5\%$ від номінального значення, а в граничних випадках — не більше $\pm 10\%$.

Значення напруги у точках загального приєднання споживачів необхідно фіксувати в договорах на постачання електроенергії окремо для періодів найменшого і найбільшого навантаження енергосистеми. При цьому потрібно забезпечити виконання вимог стандарту щодо якості напруги на виходах споживачів відповідно до чинних нормативних документів.

Коливання напруги

Причиною коливань напруги в електричних мережах є різкі зміни навантаження на певних ділянках мережі. Такі явища можуть виникати під час пуску асинхронних двигунів із високою кратністю пускового струму або при роботі технологічних установок зі швидкоплинними режимами навантаження. До джерел поштовхів активної та реактивної потужності, що спричиняють коливання напруги, належать, зокрема, приводи реверсивних прокатних станів, дугові сталеплавильні печі, зварювальні установки та інше обладнання подібного характеру.

Характеристика коливань напруги здійснюється за двома основними показниками:

- амплітудою зміни напруги δU_t
- флікерною дозою P_t

Амплітуда зміни напруги δU_t визначається за відповідною формулою у відсотках.

$$\delta U_t = \frac{U_i - U_{i+1}}{U_{НОМ}} 100$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

Де U_i, U_{i+1} , — це відповідно значення послідовних екстремумів (або екстремуму та горизонтальної ділянки) огинаючої середньоквадратичних значень напруги, згідно зі схемою, поданою на рисунку 9.1.

Допустимість розмахів зміни напруги (коливань) оцінюється за допомогою кривих, що показують залежність допустимих величин коливань від частоти їх повторення або часу між наступними змінами напруги.

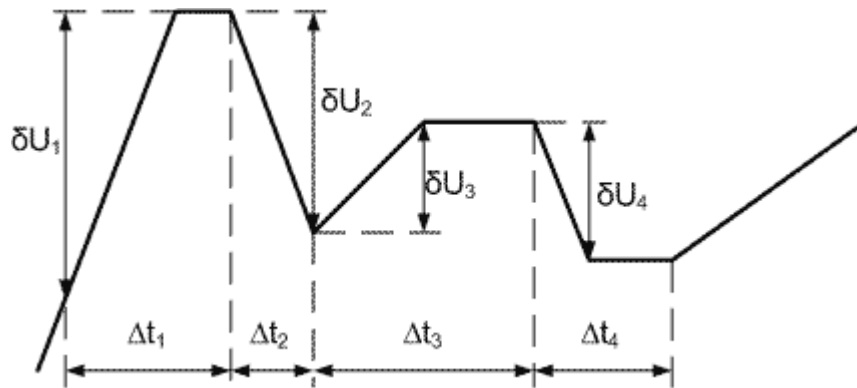


Рисунок 9.1 - Коливання напруги

Рівень напруги в електромережі є важливою характеристикою, що визначає якість постачання електроенергії. Від нього значною мірою залежить стабільність функціонування електрообладнання та приймачів струму, тому контроль і коригування цього параметра має суттєве значення. У локальних енергосистемах зазвичай використовують два головні методи стабілізації напруги:

1. Регулювання величини напруги у вузлах живлення або в системах розподілу шляхом зміни вихідних параметрів генераторів, налаштування трансформаторів за допомогою зміни трансформаційного співвідношення або застосування додаткових трансформаторних пристроїв, що підвищують напругу;
2. Зменшення падіння напруги в окремих елементах системи шляхом управління реактивною енергією або шляхом часткової компенсації індуктивних властивостей мережі.

Скорочення обсягів реактивної енергії, яка циркулює по мережі,

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

досягається за рахунок компенсації реактивного навантаження на рівні окремих споживачів або груп споживання. Це дозволяє мінімізувати втрати активної енергії, що позитивно впливає на загальну продуктивність електричної системи. Застосування пристроїв для компенсації створює можливість одночасно вирішувати завдання з оптимізації напруги та підвищення енергетичної ефективності. За потреби такі пристрої можуть мати функцію налаштування режиму роботи.

Зміна напруги відповідно до першого методу впливає на величину споживаної реактивної потужності через появу так званого ефекту навантаження. Це означає, що й у цьому випадку спостерігається взаємозв'язок між регулюванням напруги та рухом реактивної енергії в системі. Найчастіше в електромережах обидва способи керування напругою використовуються одночасно.

Щоб забезпечити ефективне регулювання напруги, необхідно правильно розрахувати потужність компенсаційних пристроїв, враховуючи коливання реактивного навантаження при зміні напруги. Оскільки монтаж регулюючих та компенсаційних засобів супроводжується фінансовими витратами, доцільність їх використання, розміщення і оптимальні параметри визначаються на основі аналізу співвідношення між витратами та отриманими перевагами — покращенням напруги в точках споживання і зменшенням енергетичних втрат у мережі. Таке оцінювання проводиться з урахуванням сумарних наведених витрат.

Коли зміна напруги здійснюється у головному джерелі живлення, це впливає на всю мережу розподілу, тому такий підхід називають централізованим. Якщо ж централізований метод не дозволяє досягти необхідної стабільності на окремих відгалуженнях, у таких місцях встановлюють додаткові регулюючі або компенсуючі елементи. Подібна система керування називається локальною.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

9.2. Засоби регулювання напруги і компенсації реактивної потужності.

Доцільно аналізувати економічну ефективність використання різноманітного обладнання для стабілізації напруги та компенсації реактивної енергії. Серед таких пристроїв варто розглянути генератори, трансформатори з можливістю регулювання під навантаженням у точці живлення, пристрої лінійного типу, синхронні електродвигуни та компенсатори, батареї конденсаторів для поздовжньої й поперечної компенсації, а також трансформатори розподільчої мережі 20—6/0,4 кВ, обладнані РПН. Далі подано стислу оцінку технічних та економічних параметрів деяких із них.

Трансформатори та автотрансформатори, здатні змінювати напругу, можуть реалізовувати це завдяки безперервному або ступінчастому регулюванню. Основною перевагою конструкцій з плавним регулюванням є відсутність контактної взаємодії в силовому ланцюзі: зміна рівня напруги досягається шляхом впливу на магнітне поле, що регулюється пересувними котушками, переміщенням магнітопроводів або використанням постійного струму для підмагнічування. Проте через високу вартість такі трансформатори зазвичай застосовуються в спеціалізованих або експериментальних установках.

Найбільш активно використовуються трансформатори, що працюють за принципом ступінчастої зміни напруги. Відмінною рисою таких пристроїв від трансформаторів із перемиканням без навантаження (ПБЗ) є наявність спеціального механізму, який дозволяє змінювати трансформаційне співвідношення без необхідності вимикати трансформатор із мережі.

Зазвичай перемикач встановлюють в обмотці високої напруги, оскільки через неї проходить менший струм, що дозволяє зробити конструкцію простішою та компактнішою. Щоб зменшити вимоги до ізоляції перемикача, його зазвичай розташовують у точці нейтралі. У триобмоткових моделях

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

додатково передбачають фіксовані відгалуження під навантаженням в обмотці середньої напруги.

Зміна ступенів у трансформаторах з регулюванням під навантаженням виконується плавно, без розриву струму в ланцюзі. Проте в момент перемикання між сусідніми точками обмотка на короткий час може опинитися в замкненому стані, що спричиняє виникнення струму, здатного викликати пошкодження або перевантаження:

$$I = \frac{\Delta U_c}{Z_c}$$

де ΔU_c - напруга ступеня;

Z_c - повний опір між обома ступенями обмотки.

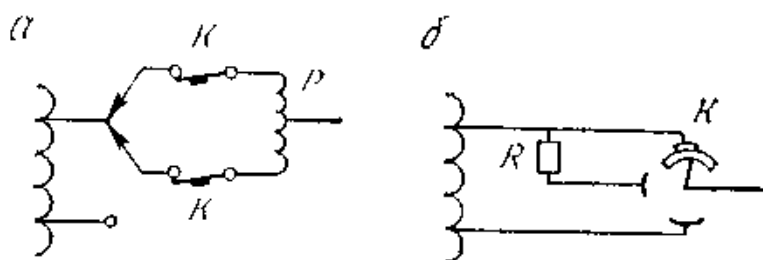


Рисунок 9.2 - Схеми перемикання трансформаторних відгалужень:

R — активний опір; К — контактори; Р — реактор.

Для зниження струму під час перемикань використовують два типи обмежувальних елементів — індуктивного типу (див. рис. 9.2, а) або з активним опором (рис. 9.2, б). Індуктивні обмежувачі мають конструкцію, яка дозволяє безперервно проводити навантажувальний струм протягом тривалого періоду, тому в таких схемах немає потреби у надшвидкій комутаційній апаратурі. Проте значні габарити цих елементів призводять до збільшення розміру самого трансформатора.

Активні опори, навпаки, вирізняються компактністю, але потребують точного й дуже швидкого спрацювання захисного обладнання — з часом реагування приблизно 0,15 секунди. Довготривале проходження струму через них є економічно невиправданим, тому їх використання можливе лише за

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

умов миттєвої дії комутаційної системи.

Раніше у трансформаторах застосовували переважно індуктивні струмообмежуючі елементи. Однак нині виробляють трансформатори, в яких використовуються як індуктивні, так і активні обмежувачі струму.

Можливості трансформатора щодо зміни рівня напруги багато в чому визначаються шириною діапазону регулювання та кількістю його ступенів. Величина цього діапазону залежить від номінальних параметрів обмоток та допустимих відхилень від номінальної напруги. Для трансформаторів різної потужності та класу напруги встановлюються індивідуальні межі регулювання.

З метою забезпечення зворотного впливу на напругу на вторинному боці та компенсації втрат у самому трансформаторі, номінальна напруга низьковольтних обмоток зазвичай перевищує стандартну величину мережі — становить 1,05 або 1,1 її значення. Для обмоток високої напруги, як правило, береться значення, рівне 1,0 від номіналу. Крім того, пристрої проектується так, щоб витримувати напругу, вищу за стандартну для конкретного відгалуження. При цьому допускається тривале (але не безперервне) перевищення на 5%, а епізодичне — до 10% у межах шести годин щодоби, за умови, що трансформатор працює не вище номінального навантаження. Якщо навантаження не перевищує 25% номінального, то допустиме довготривале перевищення може досягати 10%. Такі обмеження необхідні для збереження надійності ізоляційної системи трансформатора та запобігання перенасиченню магнітного осердя.

Окрім звичайних трансформаторів, у місцевих енергосистемах широко застосовують лінійні регулятори, або автотрансформатори, призначені для мереж з напругою 6–10 кВ і потужністю від 400 до 6300 кВА. Вони забезпечують зміну напруги в межах $\pm 10\%$ з дискретністю 1,25% або 1,67%, при цьому перемикання здійснюється без відключення навантаження.

Синхронні електродвигуни широко впроваджуються в енергетичні системи промислових об'єктів, де вони виконують роль засобу для зниження

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

споживання реактивної потужності та стабілізації рівня напруги. Їхня здатність до компенсації визначається співвідношенням між реактивною потужністю, яку пристрій передає в мережу, та повним номінальним навантаженням. Цей параметр залежить як від конструктивних характеристик двигуна (зокрема, розрахункового коефіцієнта потужності), так і від умов його експлуатації — зокрема, рівня механічного навантаження, величини напруги на клеммах та сили збуджуючого струму.

Важливою перевагою синхронних машин є здатність до короткочасного підвищення збудження, що дозволяє оперативно згладжувати значні зміни напруги в мережі. Проте через суттєву вартість ця функція зазвичай реалізується лише на обладнанні, потужність якого перевищує 200–300 кВт.

Щодо засобів компенсації типу конденсаторів, то вони класифікуються за такими параметрами, як робоча напруга, номінальна потужність та умови монтажу (всередині приміщення чи на відкритому повітрі). У мережах з напругою до 1 кВ зазвичай використовуються трифазні конденсаторні установки зі з'єднанням за схемою «трикутник» або однофазні варіанти. Для рівнів 6,3 кВ та 10,5 кВ конденсатори виготовляються лише однофазними. Щоб досягти необхідної сумарної потужності, їх об'єднують у батареї за комбінованою (послідовно-паралельною) схемою підключення.

Експлуатаційні умови для конденсаторів, які застосовуються у поперечному та поздовжньому ввімкненні, істотно відрізняються між собою. У випадку поперечного підключення конденсатори постійно знаходяться під дією робочої напруги, а сила струму через них визначається їхньою номінальною потужністю. Натомість при поздовжньому включенні величина напруги на клеммах конденсатора залежить від струму, що протікає через лінію. Під час короткочасних аварійних режимів, наприклад при коротких замиканнях, це може спричинити значне зростання напруги на затискачах. Через такі особливості експлуатації виробники враховують ці фактори ще на етапі конструкторської розробки пристроїв.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

9.3. Метод централізованого регулювання напруги.

У місцевих розподільчих мережах головним методом стабілізації напруги є її регулювання безпосередньо в центрі живлення. Основним технічним засобом для реалізації цього підходу служать трансформатори з регулюванням під навантаженням (РПН). Згідно з положеннями "Тимчасових вказівок щодо регулювання напруги в електромережах", подібні трансформатори мають бути встановлені на всіх понижувальних підстанціях, де вторинна напруга складає від 6 до 20 кВ. Якщо передбачається їх не використовувати, це рішення повинне бути підтвержене економічною та технічною доцільністю.

Окрім РПН-трансформаторів, у централізованих системах регулювання напруги також застосовують синхронні компенсуючі пристрої, керовані конденсаторні батареї та регулювальні пристрої, розташовані на окремих лініях. Регулювання напруги зазвичай здійснюється в автоматичному режимі.

Якість виконання заданого алгоритму регулювання значною мірою залежить від технічних характеристик обладнання, зокрема — величини ступеня регулювання у трансформаторах з РПН. При зміні положення відгалуження напруга варіюється відповідно до цього ступеня. Чим більший крок регулювання, тим помітнішими будуть коливання напруги. Крім того, між перемикаваннями можливі відхилення від встановленого значення, які також зростають із більшим кроком зміни.

Діапазон плавної регуляції напруги між двома перемикаваннями визначається так званою зоною нечутливості, що прямо залежить від ступеня регулювання. Якщо зона нечутливості є занадто малою, це спричиняє часті перемикавання, що, в свою чергу, може призвести до прискореного зносу контактів перемикача. Зазвичай рекомендується встановлювати зону нечутливості в межах від 120% до 140% (але не

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

більше 200%) від значення напруги ступеня регулювання. Наприклад, якщо ступінь регулювання становить 1,5%, а зона нечутливості дорівнює 2,1% (що є 140% від напруги ступеня регулювання), то автоматичний регулятор підтримуватиме напругу в межах 2,1% (з відхиленням $\pm 1,05\%$).

Для запобігання зайвим перемиканням, зазвичай встановлюється витримка часу регулюючого пристрою, яка становить від 40 до 60 секунд. Для забезпечення необхідної якості напруги в розподільчій мережі дуже важливо коректно вибрати закон регулювання в Центрі Споживання (ЦС), встановити відповідні налаштування для регулятора та правильно налаштувати автоматичний регулятор напруги.

Одним із ключових факторів для ефективного централізованого регулювання напруги є ступінь однорідності графіків навантаження. Якщо графіки навантаження ліній, що живлять мережу, є однорідними, достатньо одного регулюючого пристрою в ЦС (наприклад, трансформатора з РПН). Водночас, якщо в ЦС працює кілька регулюючих пристроїв (наприклад, на двотрансформаторних підстанціях), важливо правильно розподіляти навантаження між секціями та лініями, беручи до уваги однорідність графіків навантаження, при цьому не знижуючи надійності електропостачання споживачів.

Якщо графіки навантаження для різних груп споживачів мають суттєві відмінності, необхідно додатково встановлювати регулюючі пристрої, наприклад, лінійні регулятори.

Вибір оптимального закону регулювання напруги безпосередньо залежить від характеру навантаження. Якщо зміни навантаження протягом доби незначні, доцільно застосовувати режим стабілізації напруги. У такому випадку автоматичний регулятор напруги (АРН) реагує тільки на рівень напруги на шинах вторинної напруги Центру живлення (ЦЖ) (див. рис. 9.3, а).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Межі зміни напруги при такому способі регулювання, з урахуванням зони нечутливості, зображені на рис. 9.3, б. Цей режим сприяє підтримці стабільної напруги в мережі, зменшуючи коливання та покращуючи якість електричної енергії для споживачів.

Такий підхід зазвичай використовується в мережах, де коливання навантаження є незначними і де важливо забезпечити стабільну напругу для безперебійної роботи обладнання.

Якщо в мережі спостерігаються зміни навантаження протягом доби, але ці зміни мають певний характер, як, наприклад, на двозмінних промислових підприємствах, доцільно застосовувати регулювання напруги за графіком напруги (залежно від часу доби). Це дозволяє покращити стабільність напруги в різні періоди доби, коли навантаження на мережу змінюється.

У такому випадку автоматичний регулятор напруги налаштовується на конкретні уставки, які змінюються протягом дня в залежності від графіка роботи підприємства (див. рис. 9.4, а). Це підвищує ефективність регулювання, знижуючи коливання напруги та підтримуючи її в межах допустимих значень, що, у свою чергу, сприяє надійності електропостачання.

Діапазон можливих змін напруги в цьому випадку, як показано на рис. 9.4, б, визначається в межах, що відповідають коливанням навантаження на підприємстві залежно від часу доби та рівня навантаження.

Такий режим регулювання дозволяє ефективніше використовувати електричну енергію, адаптуючи рівень напруги до змінних потреб споживачів у різні моменти часу.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

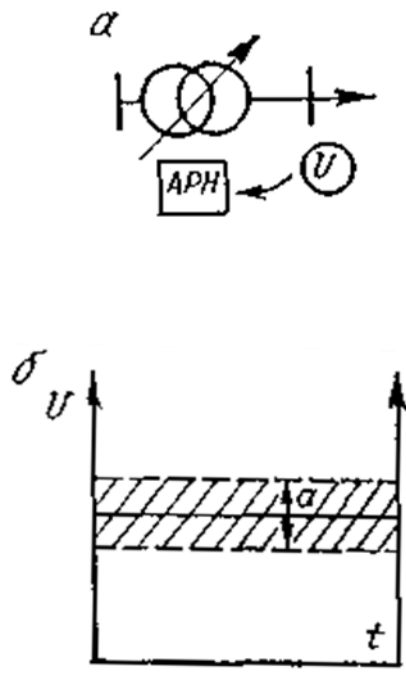


Рисунок 9.3 - Режим стабілізації напруги по часу доби

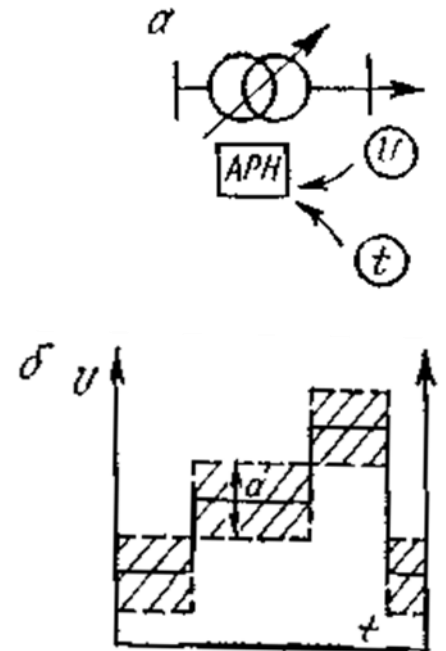


Рисунок 9.4 - Регулювання напруги

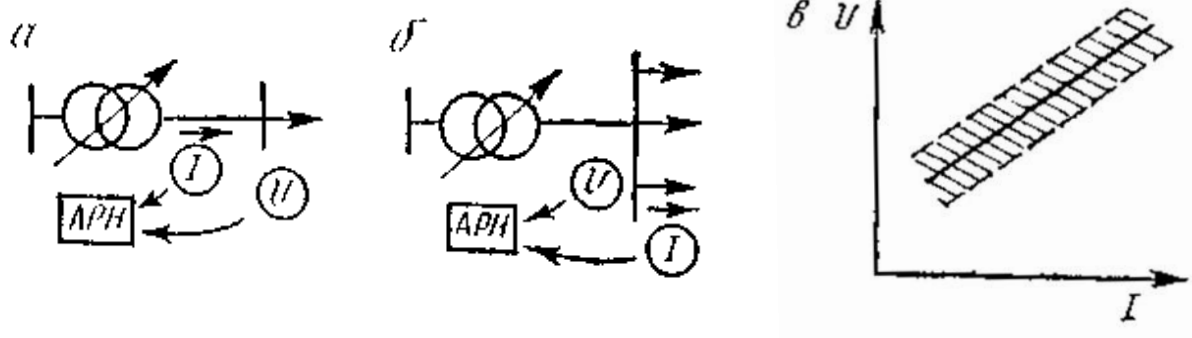


Рисунок 9.5 - Зустрічне регулювання напруги

Зустрічний закон регулювання напруги, який застосовується при змішаному навантаженні з випадковими змінами, є важливим інструментом для забезпечення стабільності напруги в електричних мережах. Він компенсує коливання втрат напруги, що виникають через варіації навантаження, особливо в умовах, коли зміни навантаження непередбачувані.

У цьому типі регулювання, коли навантаження збільшується, напруга на шинах ЦЖ також підвищується, що допомагає підтримувати стабільну роботу мережі (див. рис. 9.5,в). Для цього в регулятор напруги вводиться уставка по напрузі з корекцією по струму, що дозволяє збільшувати напругу у відповідь на підвищення навантаження.

Струмова компенсація реалізується шляхом вимірювання сумарного струму навантаження на ЦЖ (див. рис. 9.5,а). Це дає змогу автоматично коригувати напругу на шинах і компенсувати збільшення втрат при високих навантаженнях.

Іноді компенсація здійснюється за струмом однієї лінії, яка забезпечує живлення для найбільш відповідальних споживачів (див. рис. 9.5,б). Це дозволяє локалізувати корекцію на критичних ділянках мережі, що сприяє підтримці стабільного живлення для найважливіших споживачів.

Зустрічний закон регулювання активно використовується в міських, сільських і промислових мережах, де зміни навантаження відбуваються часто та непередбачувано. Цей підхід забезпечує більш ефективну та надійну роботу мережі в умовах змішаних навантажень.

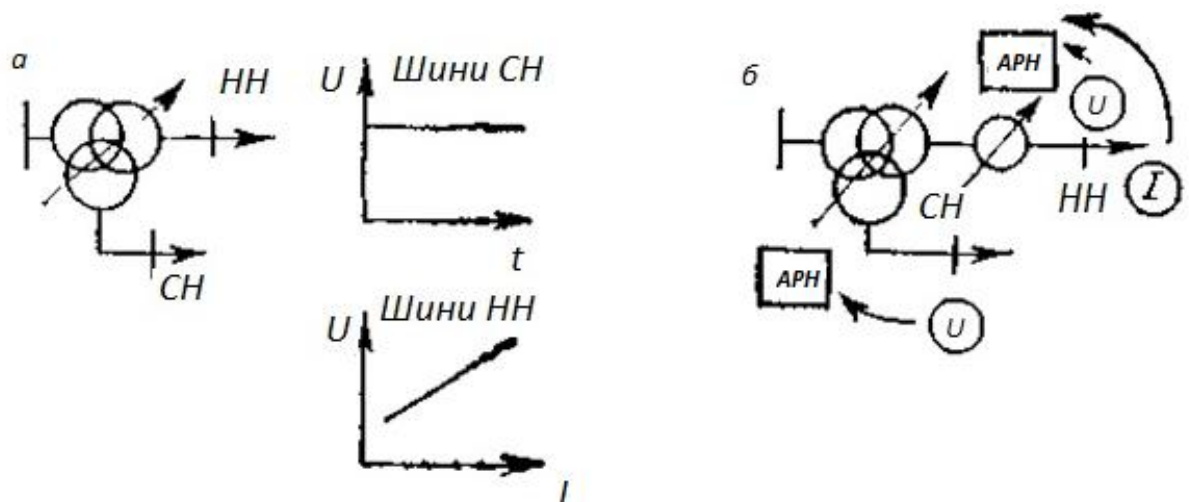


Рисунок 9.6 - Регулювання напруги в ЦЖ із триобмотковим трансформатором.

Згадані принципи регулювання напруги можуть бути застосовані до різних типів регулюючих пристроїв в Центрі Живлення (ЦЖ), зокрема до

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

синхронних компенсаторів, які використовуються для компенсації реактивної потужності та стабілізації напруги. Важливим аспектом є необхідність узгодження регулювання між різними обмотками трансформаторів або на різних лініях, що відходять від ЦЖ.

Коли споживання на різних лініях або обмотках має різні характеристики, потрібно застосовувати кілька регулюючих пристроїв для забезпечення стабільної напруги. Наприклад, на стороні середньої напруги (СН) триобмоткового трансформатора може бути використано регулювання по принципу стабілізації напруги, а на стороні низької напруги (НН) — закон зустрічного регулювання. У цьому випадку регулятор на стороні СН налаштовується на стабілізацію напруги, а для лінії НН додатково встановлюється лінійний регулятор, що працює за принципом зустрічного регулювання (див. рис. 9.6,б). Такий підхід забезпечує необхідний рівень стабільності напруги на обох обмотках трансформатора.

Подібні схеми можна застосовувати і на двообмоткових трансформаторах, де лінійні регулятори оптимізують напругу на лініях, що відходять від ЦЖ (див. рис. 9.7). У таких випадках лінійні регулятори забезпечують точне налаштування напруги залежно від зміни навантаження, що дозволяє досягти потрібного балансу між стабільністю напруги та ефективністю роботи всієї мережі.

Ці принципи налаштування регулюючих пристроїв є важливими для ефективного контролю напруги на різних рівнях розподілу електричної енергії. Це має особливе значення для забезпечення надійної роботи як промислових підприємств, так і житлових мереж.

Правильний вибір уставок автоматичного регулювання напруги сприяє стабільності роботи мережі, запобігаючи негативному впливу на споживачів. Врахування таких факторів, як характеристики навантаження, типи споживачів і їх вимоги до якості напруги, дозволяє налаштувати регулятори таким чином, щоб зберігати напругу в межах допустимих коливань.

Потрібно також враховувати час реакції регулюючих пристроїв.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

Занадто часті зміни можуть призвести до швидшого зношування обладнання, тому важливо встановлювати відповідні затримки між перемиканнями. Крім того, при налаштуванні уставок необхідно забезпечити належну компенсацію втрат напруги, особливо в умовах змішаних навантажень. Це допоможе уникнути перевантажень і підтримувати стабільну роботу електричної мережі.

Втрати напруги в мережах, спричинені опором провідників та коливаннями навантаження, є важливим фактором, що визначає якість електропостачання. Для компенсації цих втрат необхідно застосовувати регулюючі пристрої, такі як трансформатори з РПН, що дають змогу адаптувати напругу відповідно до поточних умов.

Для забезпечення належної якості напруги на споживачах в умовах реальних втрат напруги важливо коригувати уставки регуляторів. Це дозволяє враховувати коливання навантаження, зміни у стані мережі та ефективно компенсувати втрати, підтримуючи стабільну напругу на виході мережі. Врахування цих факторів допомагає оптимізувати роботу системи, знижуючи ризик пошкоджень обладнання та забезпечуючи надійне постачання електроенергії.

Автоматичні системи регулювання відіграють ключову роль у забезпеченні стабільної напруги в мережах, оскільки вони здатні миттєво реагувати на зміни навантаження та коливання напруги. Це досягається шляхом автоматичної корекції напруги в реальному часі, що допомагає зменшити відхилення і втрати, спричинені змінами в мережі.

Швидка адаптація системи дозволяє підтримувати стабільний рівень напруги на виході ЦП, що є критично важливим для забезпечення надійного енергопостачання споживачам. Така гнучкість також дозволяє знизити ризик пошкоджень обладнання і поліпшити загальну ефективність роботи електричної мережі.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

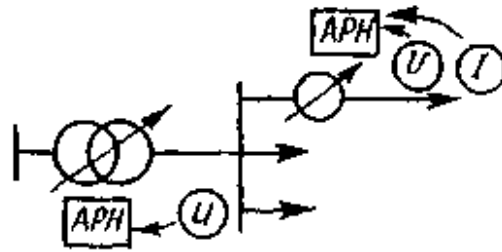


Рисунок 9.7 - Регулювання напруги лінійним регулятором від лінії, що відходить.

При достатній кількості регулюючих пристроїв у мережі та дотриманні нормованих відхилень напруги, регулювання напруги в центрі живлення (ЦП) може бути орієнтоване на економічні показники. Це є критичним для промислових мереж, де не тільки стабільність напруги, але й ефективність енергоспоживання мають значний вплив на фінансові витрати підприємства.

Оцінка економічних показників, що пов'язані з рівнем напруги на шинах ЦП, дозволяє визначити доцільність коригування режиму напруги, необхідного для підтримання нормованих відхилень. Це також допомагає виявити необхідність додаткових засобів регулювання у ділянках мережі, де можуть виникати перепади напруги за межі допустимих значень. Такий підхід сприяє оптимізації налаштувань системи регулювання, забезпечуючи баланс між технічними вимогами та економічною ефективністю.

Визначення економічних характеристик для шин ЦП може бути складним завданням, особливо для мереж з нерівномірним навантаженням або змінним режимом споживання. Однак для ділянок мережі з однорідним навантаженням і сталим режимом споживання розрахунки є значно простішими, оскільки зміни навантаження відбуваються синхронно серед усіх споживачів.

У таких випадках зазвичай аналізується лише активне навантаження, тоді як реактивне навантаження вважається повністю компенсованим. Це дозволяє спростити розрахункові процеси та зосередитись на активному навантаженні, яке є основним фактором при оцінці економічної доцільності регулювання напруги в таких мережах.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

9.4. Принцип місцевого регулювання напруги

Коли централізоване регулювання не здатне забезпечити необхідну якість енергопостачання для окремих споживачів, виникає потреба в місцевому регулюванні. Місцеві пристрої можуть бути регульованими або нерегульованими під навантаженням. Останні змінюють рівень напруги, але не можуть коригувати її в динаміці. Наприклад, статичні конденсатори, крім коригування напруги, також компенсують реактивну потужність, що допомагає підтримувати стабільність мережі.

Згідно з „Тимчасовими вказівками по регулюванню напруги”, серед автоматичних засобів регулювання, що рекомендуються для розподільних мереж, є лінійні регулятори, синхронні двигуни з автоматичним регулюванням струму збудження, керовані батареї конденсаторів і трансформатори з РПН.

Ефективність регулюючих пристроїв залежить від їхнього правильного розміщення в мережі, яке визначається локальними умовами. Пристрої можуть бути індивідуальними або груповими.

Індивідуальні системи передбачають установку пристроїв на кожному електроприймачі. Вони активуються тільки під час використання енергії споживачем. Однак ця схема має ряд недоліків, зокрема високі витрати на установку та неефективне використання компенсуючих пристроїв, що призводить до збільшення потужності компенсації в мережі. З цих причин індивідуальне регулювання не є широко поширеним в промислових мережах, хоча в міських і сільських мережах воно використовується для певних електроприймачів, незважаючи на економічну не вигідність.

Групове регулювання передбачає встановлення кількох регулюючих і компенсуючих пристроїв в різних точках мережі, що дозволяє коригувати напругу на окремих ділянках. Частина з цих пристроїв може бути нерегульованими. Така схема ефективно застосовується у розподільних мережах з напругою 6—20 кВ, на шинах трансформаторних підстанцій з

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

напругою до 1000 В або в мережах до 1000 В.

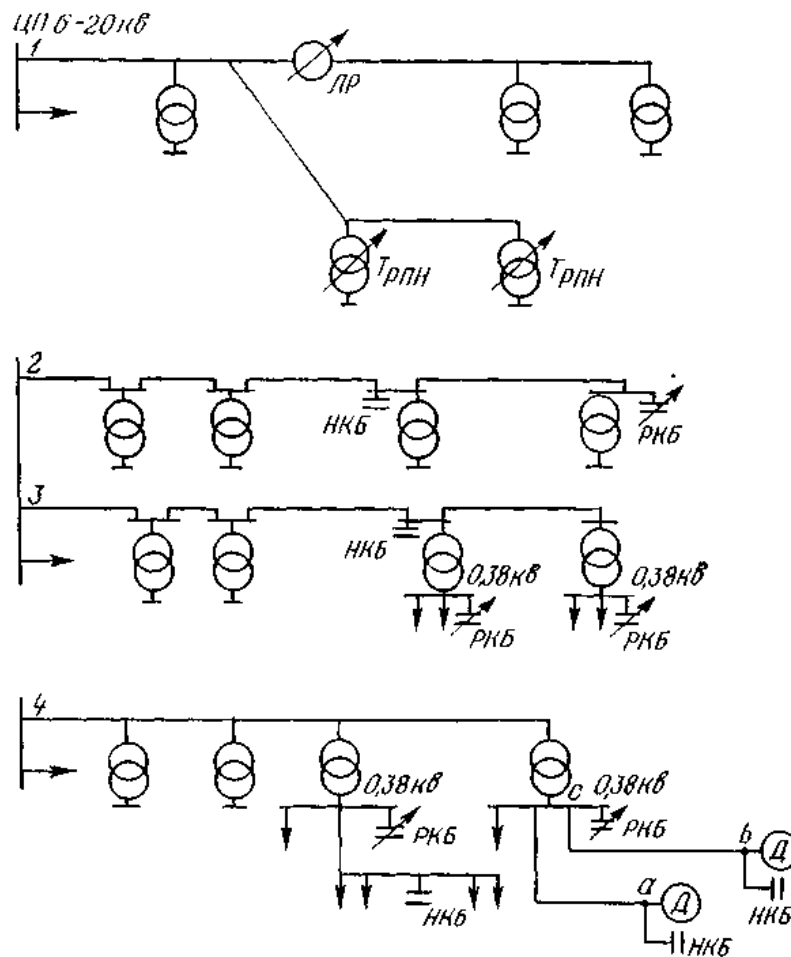


Рисунок 9.8 - Варіанти установки засобів місцевого регулювання напруги.

У промислових і міських мережах для коригування напруги часто застосовуються керовані батареї конденсаторів. Вони ефективні при значних коливаннях і дають змогу регулювати рівень реактивної потужності. Лінійні регулятори, які встановлюються на проміжних ділянках лінії, виявляються доцільними для великих сільських мереж з напругою 6-20 кВ, де важливо підтримувати стабільність на значних відстанях.

Розподільні трансформатори з регулюванням напруги на обмотці (РПН) невеликих потужностей використовуються рідко через високу вартість. Однак вони необхідні у випадках, коли споживачі потребують високої якості напруги, або інші методи регулювання не можуть забезпечити

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

потрібний результат.

Можливі місця для встановлення пристроїв місцевого регулювання та компенсації реактивної потужності показані на рис. 9.8. На лінії 1 зображено застосування лінійного регулятора (ЛР) та трансформаторів із РПН (Трпн). Лінія 2 демонструє поєднання регульованих (РКБ) і нерегульованих (НКБ) батарей конденсаторів у мережах із напругою 6-20 кВ. Лінія 3 ілюструє підключення нерегульованих пристроїв до лінії з напругою 6-20 кВ, при цьому регульовані батареї конденсаторів встановлені на шинах трансформаторної підстанції, що працює при напрузі до 1000 В. Лінія 4 показує комбіновану схему, де індивідуальна компенсація (точки а і б) комбінується з груповою компенсацією (точка с) в мережах до 1000 В.

Дані схеми є лише прикладами і відображають декілька можливих варіантів розташування засобів місцевого регулювання. Вибір конкретних пристроїв та їх розташування залежить від особливостей мережі та конкретних умов експлуатації.

9.5. Регулювання напруги в розподільчих мережах методом характеристичного вузла

РПН (регулювальники напруги) застосовуються для компенсації втрат напруги, що виникають в розподільчих мережах, як показано на рис. 9.9.

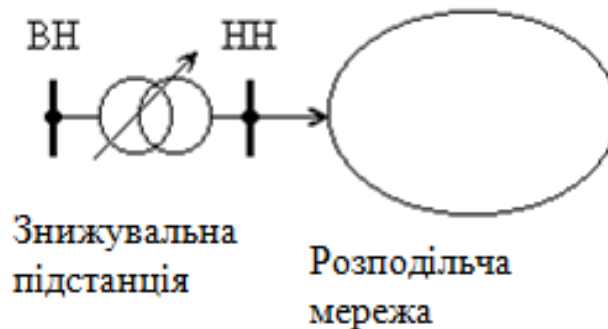


Рисунок 9.9 - РПН знижувальної підстанції.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	89

Для оцінки втрат напруги в розподільних мережах використовуються різні методи. Одним із них є телевимірювання, але цей підхід є занадто витратним для широкого застосування в таких мережах. Іншим методом є використання моделі повного опору розподільної мережі, яка широко застосовується в деяких країнах. Це дозволяє здійснити розрахунки максимальних втрат напруги і забезпечити точну інформацію для налаштування системи регулювання.

В Україні для регулювання напруги на знижувальних підстанціях використовується принцип зустрічного регулювання, що передбачає зміну напруги залежно від рівня навантаження. Це дозволяє підтримувати стабільність напруги в мережі, адаптуючи її до змінних умов навантаження.

Метод, заснований на моделі повного опору, передбачає використання даних про напругу (U), активну (P) та реактивну потужність (Q), а також струм (I), що проходить через мережу, на підстанціях, обладнаних регулювальними пристроями напруги (РПН). Цей підхід описує процес енергетичного транспорту через мережу, де регулюється тільки напруга, навіть коли споживачі є численними та розподіленими по різних точках. Така модель дає змогу точно коригувати напругу з урахуванням всіх важливих параметрів мережі.

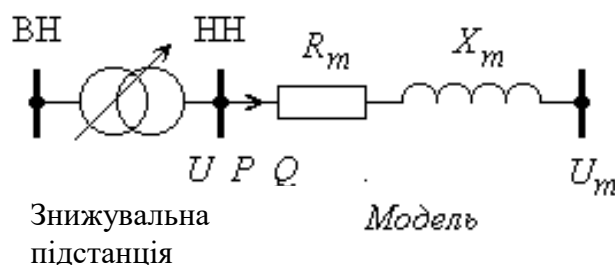


Рисунок 9.10 - Модель повного опору.

Отже, ця схема регулювання впливає на напругу лише в одній визначеній точці мережі, яку вибирають на основі оптимального розташування серед навантажень. Така точка отримала назву характеристичної або відтворюючої. Її правильний вибір є критичним для забезпечення мінімальних загальних втрат у мережі, адже зміщення цієї точки збільшує втрати.

У разі, коли лінія не має розгалужень, середнє квадратичне відхилення напруги в характеристичній точці має дорівнювати середньозваженому відхиленню в інших точках лінії з урахуванням енергоспоживання. Для лінії з довжиною L і рівномірним навантаженням характеристична точка розташована на відстані $0,4L$ від підстанції. В розгалужених мережах розрахунок ускладнюється, але характеристична точка зазвичай знаходиться близько до цієї відстані, тобто на $0,4L$ від початкової точки.

Положення характеристичної точки змінюється з часом через різночасні коливання навантажень. Тому досягти високої точності регулювання без врахування цих змін складно. На практиці споживачі в мережі часто мають подібну природу, наприклад, побутові споживачі в житлових будинках або сільськогосподарські та промислові об'єкти. У таких випадках коефіцієнт кореляції між навантаженнями зазвичай варіюється від 0,7 до 0,9, що свідчить про високу однорідність навантажень (ідеальним коефіцієнтом є 1,0).

Для мереж з різнорідними навантаженнями коефіцієнт кореляції може бути низьким (менше 0,3) або навіть негативним (наприклад, -1,0, якщо навантаження змінюються в протилежних напрямках). У таких випадках доцільно розділити мережу на кілька підмереж, кожна з яких буде мати своє окреме регулювання напруги. Це дозволяє краще налаштувати регулювання під конкретні умови кожної частини мережі, що сприяє зменшенню втрат.

В реальних умовах точне визначення місця характеристичної точки не завжди є необхідним. Замість цього достатньо обчислити статистичний розподіл напруги в цій точці, який отримав назву фіктивної напруги U_f . Для

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

цього застосовують статистичний вольтметр, що дає змогу вимірювати напругу в різних точках мережі та оцінювати її залежність від споживаних навантажень у цих точках.

Навантаження для кожної конкретної точки можна оцінити за допомогою річних енергій W_i , що споживаються всіма навантаженнями, які знаходяться поблизу цієї точки. Це дає можливість створити більш точну модель регулювання, навіть якщо точне місце розташування характеристичної точки не визначено з високою точністю. Такий підхід дозволяє врахувати сумарну енергію, спожиту навантаженнями, і використовувати її для покращення ефективності регулювання напруги.

Отже

$$U_f(t) = \frac{\sum_{i=1}^n W_i U_i(t)}{\sum_{i=1}^n W_i}. \quad (9.1)$$

Відносне відхилення фіктивної напруги V_f можна визначити для оцінки якості напруги в електричній мережі, порівнюючи різницю між номінальним значенням напруги і фіктивною напругою. Також враховуються варіації цієї величини в часі та просторі, що дозволяє більш точно оцінити коливання напруги в різних точках мережі і впливати на стабільність енергопостачання.

$$V_f = \frac{(U_f - U_{\text{ном}})}{U_{\text{ном}}}. \quad (9.2)$$

Математична модель, заснована на повному опорі, має відтворювати фіктивну напругу U_f , враховуючи всі компоненти мережі. Це включає активні та реактивні навантаження, а також зниження напруги по лінії через опір та індуктивність. Ось як це можна виразити:

R_m і X_m — величини активного та реактивного опору моделі;

U_0 — параметр напруги для налаштування системи регулювання;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

P і Q — активна та реактивна потужність повного навантаження мережі;

U — напруга на шинах підстанції, що живить мережу;

U_m — напруга, яка визначена математичною моделлю.

Тобто маємо

$$U_m = U - \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{НОМ}}} \quad (9.3)$$

Регулятор має підтримувати напругу U_m фіксованою і рівною за величиною $U_{\text{НОМ}} + U_0$. Приведемо з виразу (9.3) напругу, яку потрібно підтримувати на шинах підстанції:

$$U = U_m + \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{НОМ}}} \quad (9.4)$$

і підставимо натомість модельної напруги вираз $U_m = U_{\text{НОМ}} + U_0$, в результаті маємо

$$U = U_{\text{НОМ}} + U_0 + \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.5)$$

та у відносних одиницях

$$V = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{U_0}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (9.6)$$

Або

$$V = V_0 + \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (9.7)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

$$\text{де } V_0 = \frac{U_0}{U_{\text{ном}}}.$$

Величина фіктивної напруги U_f дорівнює:

$$U_f = U - \Delta U \quad (9.8)$$

Тоді

$$\Delta U = U - U_f \quad (9.9)$$

у відносних одиницях

$$\Delta V = \frac{(U - U_f)}{U_{\text{ном}}} \quad (9.10)$$

Відносне значення відхилення фіктивної напруги

$$V_f = V - \Delta V \quad (9.11)$$

Або

$$V_f = V_0 + \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{ном}}^2} - \Delta V \quad (9.12)$$

Значення V_0 – постійна величина, а всі інші є випадковими величинами ($P, Q, \Delta V$). Ці величини можна виразити за допомогою середніх величин (або математичних очікувань) $\bar{P}, \bar{Q}, \bar{\Delta V}$, або середньоквадратичних відхилень $\sigma[P], = \sigma_P, \sigma[Q] = \sigma_Q, \sigma[\Delta V] = \sigma_{\Delta V}$ та коефіцієнтів кореляції $r_{P\Delta V}, r_{Q\Delta V}, r_{PQ}$.

Регулювання напруги буде оптимальним, якщо параметри R_m, X_m і V_0 вибираються таким чином, що середньоквадратичне відхилення V_f буде

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

мінімальним. В такому випадку економічний збиток, який зазнають всі споживачі, мінімальний, оскільки напруга в характеристичній точці мережі оптимально налаштована для забезпечення найбільш ефективного використання електричної енергії..

Визначимо оптимальні значення величин R_m , X_m і V_0 . Для цього проведемо дисперсію відхилення V_f по R_m , X_m

$$\sigma_{V_f}^2 = \frac{R_m^2}{U_{\text{НОМ}}^4} \sigma_P^2 + \frac{X_m^2}{U_{\text{НОМ}}^4} \sigma_Q^2 + \sigma_{\Delta V}^2 + 2 \left(\frac{R_m X_m}{U_{\text{НОМ}}^4} r_{PQ} \sigma_P \sigma_Q - \frac{R_m}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{P\Delta V} \sigma_P \sigma_{\Delta V} - \frac{X_m}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{Q\Delta V} \sigma_Q \sigma_{\Delta V} \right) \quad (9.13)$$

Проведемо диференціацію і прирівняємо отримані похідні до нуля:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{V_f}^2}{\partial R_m} &= 2R_m \frac{\sigma_P^2}{U_{\text{НОМ}}^4} + 2 \frac{X_m}{U_{\text{НОМ}}^4} r_{PQ} \sigma_P \sigma_Q - \frac{1}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{P\Delta V} \sigma_P \sigma_{\Delta V} = 0, \\ \frac{\partial \sigma_{V_f}^2}{\partial X_m} &= 2X_m \frac{\sigma_Q^2}{U_{\text{НОМ}}^4} + 2 \frac{R_m}{U_{\text{НОМ}}^4} r_{PQ} \sigma_P \sigma_Q - \frac{1}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{Q\Delta V} \sigma_Q \sigma_{\Delta V} = 0 \end{aligned} \quad (9.14)$$

В результаті отримуємо систему лінійних рівнянь:

$$\begin{aligned} R_m \frac{\sigma_P}{U_{\text{НОМ}}^2} + X_m \frac{\sigma_Q}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{PQ} - \sigma_{\Delta V} r_{P\Delta V} &= 0, \\ R_m \frac{\sigma_P}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{PQ} + X_m \frac{\sigma_Q}{U_{\text{НОМ}}^2} - \sigma_{\Delta V} r_{Q\Delta V} &= 0, \end{aligned} \quad (9.15)$$

рішення яких можна написати в матричному виді

$$\begin{pmatrix} R_m \\ X_m \end{pmatrix} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{\Delta} \begin{pmatrix} \sigma_Q & -\sigma_Q r_{PQ} \\ -\sigma_P r_{PQ} & \sigma_P \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \sigma_{\Delta V} r_{P\Delta V} \\ \sigma_{\Delta V} r_{Q\Delta V} \end{pmatrix}. \quad (9.16)$$

де

$$\Delta = \sigma_P \sigma_Q - \sigma_P \sigma_Q r_{PQ}^2 = \sigma_P \sigma_Q (1 - r_{PQ}^2). \quad (9.17)$$

Таким чином, отримано вирази для визначення оптимальних значень величин R_m , X_m , а вирази для V_0 визначаються з (9.12), якщо прийняти, що математичне очікування V_f буде дорівнювати нулю $\bar{V}_f = 0$:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	95

– $r_{Q\Delta V}$ — кореляція між реактивною потужністю і зміною напруги, що допомагає виявити, як варіації в реактивному навантаженні впливають на коливання напруги.

Ці характеристики разом дозволять не тільки оцінити стан мережі, а й спрогнозувати ефективність змін в режимах регулювання, що дає змогу знизити енергетичні втрати та забезпечити стабільність системи.

Перша та друга групи характеристик, як правило, визначаються через обробку статистичних даних, отриманих у ході натурних або обчислювальних експериментів. Це дає можливість отримати точні значення для математичних очікувань і середньоквадратичних відхилень активної та реактивної потужності, а також величин втрат напруги.

Що стосується коефіцієнтів кореляції, то в більшості розподільних мереж активне й реактивне навантаження змінюються одночасно, тому коефіцієнт кореляції між активною та реактивною потужністю зазвичай дорівнює $r_{PQ} = 1$. Це означає, що ці два параметри змінюються синхронно, що важливо для оцінки їхнього взаємозв'язку в мережі.

У випадку кореляції між активною потужністю і зміною напруги (r_{PAV}), цей коефіцієнт зазвичай варіюється в межах 0,7...0,95, що свідчить про значну, але не ідеальну кореляцію. Це означає, що зміни в активному навантаженні мають значний вплив на напругу, але існують й інші фактори, що впливають на її варіації.

Крім того, r_{PAV} і r_{QAV} зазвичай є однаковими, оскільки зміни реактивного навантаження також часто корелюють із варіаціями напруги в мережі.

Ці коефіцієнти кореляції важливі для розрахунків і налаштувань системи регулювання напруги, оскільки вони дозволяють оцінити взаємозв'язки між різними енергетичними параметрами мережі.

З урахуванням приведених вище значень формули (9.18) набувають вид:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97

$$\begin{aligned}
 R_m &= U_{\text{НОМ}}^2 \frac{\sigma_{\Delta V}}{\sigma_P} \frac{r_{P\Delta V}}{2}, \\
 X_m &= U_{\text{НОМ}}^2 \frac{\sigma_{\Delta V}}{\sigma_Q} \frac{r_{Q\Delta V}}{2}, \\
 V_0 &= \Delta \bar{V} - \frac{R_m}{U_{\text{НОМ}}^2} \bar{P} - \frac{X_m}{U_{\text{НОМ}}^2} \bar{Q}.
 \end{aligned}
 \tag{9.19}$$

Для регулювання напруги повинно підтримуватися наступне значення напруги на шинах підстанції:

$$U = U_{\text{НОМ}} + U_{\text{НОМ}} V_0 + \frac{PR_m + QX_m}{U_{\text{НОМ}}}.
 \tag{9.20}$$

Приклад. Задача полягає в перевірці можливості забезпечення необхідного рівня напруги на шинах низької напруги (НН) для схеми, зображеної на рис.9.11,а, в режимі максимальних навантажень за допомогою регульовального діапазону РПН трансформаторів. Якщо цього діапазону недостатньо, потрібно оцінити потужність конденсаторної батареї, яку необхідно встановити на шинах НН для компенсації втрат.

У схемі передбачено два знижуючих трансформатори типу ТРДНС-25000/35, кожен з яких має опір обмоток $0,3 + j5,1$ Ом і втрати холостого ходу $0,025 + j0,125$ МВА. Номінальні напруги обмоток становлять 36,75/10,5 кВ, а регулювання напруги на високій напрузі здійснюється в межах $+8 \times 1,5\%$ для кожного трансформатора. Розрахункова схема мережі з параметрами зображена на рис.9.11,б.

Лінія електропередачі (ЛЕП) має довжину 24 км, виконана проводом АС-120/19 з опором 0,249 Ом/км та індуктивним опором 0,414 Ом/км.

У режимі найбільших навантажень початкова напруга на вході трансформаторів становить 36 кВ, а бажана напруга на шинах НН — 10,5 кВ. Навантаження має потужність $18 + j13$ МВА.

Для зручності введемо буквені позначення на розрахунковій схемі (рис.9.11,в).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

Для спрощення розрахунків знехтуємо зарядною потужністю ЛЕП і втратами холостого ходу трансформаторів. Тому опір лінії і трансформаторів можна об'єднати в один еквівалентний опір, який дорівнює $3,14 + j7,52$ Ом.

Далі розраховуємо струм навантаження, використовуючи потужність навантаження і початкову напругу. Оскільки це розгалужена схема, потрібно оцінити величину падіння напруги і перевірити, чи вистачає регулювального діапазону РПН трансформаторів для підтримання необхідної напруги на шинах НН.

Якщо регулювання трансформатора не дає бажаного результату, то оцінюється потужність конденсаторної батареї, яку слід встановити для компенсації реактивної потужності та зменшення падіння напруги на шинах НН.

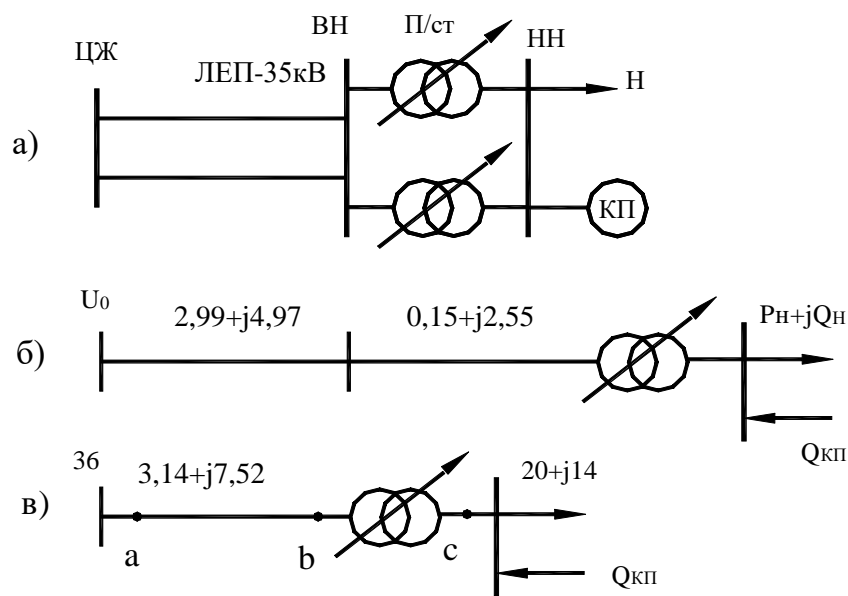


Рисунок 9.11 - Принципова (а) і розрахункова (б і в) схеми електричної мережі

Розрахунки для цієї задачі можна виконати за допомогою програми Mathcad, враховуючи, що всі величини будуть виражені в таких одиницях: кВ, МВт, МВар, Ом.

Потужності навантаження:

$$U_{ном} = 35,0 \text{ кВ}$$

$$R = 3,14 \text{ Ом}$$

$$U_0 = 36,0 \text{ кВ}$$

$$U_{вн} = 36,8 \text{ кВ}$$

$$X = 7,52 \text{ Ом}$$

$$U_{баж} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{нн} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$P_n = 18,0 \text{ МВт}$$

$$Q_{кв} = 0$$

$$Q_c = Q_n - Q_{кв}$$

$$Q_n = 13,0 \text{ Мвар}$$

$$P_c = P_n$$

$$P_в = P_c$$

$$Q_в = Q_c$$

Розрахунок потокорозподілення і напруги в точці b:

$$P_a = P_b + \left(\frac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{ном}^2} R \right) \quad Q_a = Q_b + \left(\frac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{ном}^2} X \right)$$

$$P_a = 18,9 \text{ МВт} \quad Q_a = 9,9 \text{ Мвар}$$

$$\Delta U = \frac{P_a R + Q_a X}{U_0} + j \frac{P_a X - Q_a R}{U_0}$$

$$\Delta U = 3,73 + j3,1 \text{ кВ}$$

$$U_b = U_0 - \Delta U \quad U_b = 32,27 - j3,1 \text{ кВ} \quad |U_b| = 32,42 \text{ кВ}$$

При тому ж відгалуженні РПН напруга в кінці лінії:

$$U_{відп8} = 32,34 \text{ кВ}$$

$$U_2 = |U_b| \frac{U_{нн}}{U_{відп8}} \quad U_2 = 10,53 \text{ кВ}$$

Отже, після встановлення на шинах низької напруги конденсаторної батареї потужністю приблизно 9 Мвар, забезпечується необхідний рівень напруги на шинах. Це дозволяє компенсувати реактивну потужність, яку не можуть покрити лише трансформатори з регулюванням напруги, тим самим підтримуючи стабільність напруги на шинах при високих навантаженнях.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		100

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі запропоновано проект електропостачання агропромислової зони, який включає п'ять районних підстанцій напругою 35/10 кВ, і одну підстанцію з рівнями напруги 150/35/10 кВ.

У межах дослідження здійснено аналіз споживання електроенергії комбикормовим підприємством методом упорядкованих діаграм. В результаті техніко-економічного обґрунтування було визначено найдоцільніший варіант підключення заводу до електромережі — за допомогою дволанцюгової повітряної лінії 35 кВ довжиною 10,1 км. На промисловому майданчику заводу передбачається спорудження головної знижувальної підстанції 35/10 кВ.

Особливе значення в роботі надано заходам з компенсації реактивної потужності в межах електропостачальної структури підприємства. Для цього передбачено встановлення конденсаторних установок на рівнях напруги 10 кВ та 0,38 кВ. Живлення заводу здійснено за радіальною схемою з використанням кабелів типу ААШв(3х35). Передбачено також монтаж комплектних трансформаторних підстанцій цехового типу, кожна із яких оснащена трансформатором потужністю 1000 кВА.

Із урахуванням струмів короткого замикання було здійснено вибір та перевірку високовольтного обладнання головної знижувальної підстанції. Для сторони напругою 35 кВ передбачено встановлення вакуумних вимикачів ВРП-35НС-20/1600, а на стороні 10 кВ — вимикачів типу ВР1-20/630А.

Під час проектування системи електропостачання агропромислового регіону розглядалися два можливі варіанти: радіальна схема та схема із кільцевим з'єднанням. Режими роботи обох варіантів були змодельовані з використанням прикладного програмного забезпечення для інженерних розрахунків. Аналіз економічної доцільності показав перевагу замкненої схеми, яка характеризується нижчими експлуатаційними витратами, тому вона була обрана для реалізації.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

У спеціальному розділі кваліфікаційної роботи розглянуто різні підходи до регулювання напруги в електричних розподільчих мережах. Проведено аналіз методів керування напругою, включаючи способи компенсації реактивної потужності, а також централізовані та децентралізовані стратегії контролю.

Результати дослідження свідчать про те, що стабільність напруги є ключовим показником якості електропостачання. Вона безпосередньо впливає на надійність роботи електротехнічного обладнання та електроспоживачів, тому забезпечення стабільного рівня напруги є критично важливим завданням.

Під час розробки проекту широко використовувались чинні нормативи, галузеві стандарти та сучасні технічні джерела. Усі прийняті інженерні рішення мають обґрунтовану економічну доцільність.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

2. 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.

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

4. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В. В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А. І., Величко Т. В., Плешков С. П.]; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. –Кропивницький : ЦНТУ, 2021.– 209 с.

5. Енергетичний інжиніринг та менеджмент : в 3-х ч. Ч. 1. Проектування ефективних енергетичних систем / П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, О.І. Сіріков, І.В. Савеленко; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2018.– 156 с.

6. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с. ISBN 978-966-402-076-0

7. Збірник завдань та методичні вказівки до курсового проектування по курсу “Електротехнічні комплекси та системи електроспоживання” : для

						Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

здобувачів освіти II рівня спец. 141 “Електротехнічні системи електроспоживання” / [уклад.: П. Г. Плешков, І. В. Савеленко, А. І. Котиш, Н. Ю. Гарасьова] ; М-во освіти і науки України ; Центральноукраїн. нац. техн. ун-т, каф. електротехн. систем та енергетичного менеджменту. – Кропивницький: ЦНТУ, 2022. – 135 с.

8. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту „Електропостачання промислових підприємств (Електропостачання заводу). П.Г. Плешков, А.І. Котиш, А.Ю. Орлович. Кіровоград: КНТУ, 2004 р.

9. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. — 2-е вид. — Вінниця: УНІВЕРСУМВінниця, 2010. — 171 с.

10. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.- Бібліогр.: с.126-140.

11. Регулювання режимів електричних систем-1 : Практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В.В. Чижевський, О.С. Богомолова. – Електронні текстові дані (1 файл: 8,33 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 64 с.

12. Енергозберігаючі технології в електропостачанні : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков, І. М. Дяговченко, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2023. – 99 с.

						Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

