

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

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**Проектування системи електропостачання
споживачів п/ст “Новомиргород” 150/35/10 кВ
Design of a power supply system for consumers of the
Novomyrhorod 150/35/10 kV substation**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-23мб,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Софія НОВІКОВА
« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи
старший викладач
_____Тетяна ВЕЛИЧКО
« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2026 р.

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

Новікової Софії Леонідівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Проектування системи електропостачання споживачів п/ст
“Новомиргород” 150/35/10 кВ

Design of a power supply system for consumers of the Novomyrhorod 150/35/10 kV
substation

2. Керівник роботи Величко Тетяна Володимирівна, старший викладач

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

3. Строк подання роботи до захисту 08.06.2026 р.

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

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>13.04-17.04</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>18.04-25.04</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>26.04-28.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>29.04-04.05</i>	
5	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>05.05-09.05</i>	
6	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>10.05-15.05</i>	
7	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>16.05-18.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>19.05-24.05</i>	
9	<i>Сруктурна оптимізація та техніко-економічне обґрунтування районної системи електропостачання ПС «Новомиргород»</i>	<i>25.05-31.05</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>01.06-04.06</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>05.06-09.06</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2026 р.

Підпис керівника

Тетяна ВЕЛИЧКО

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2026 р.

Підпис здобувача

Софія НОВІКОВА

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 92 с.; 13 рис.; 11 табл.; 9 джерел

Новікова С.Л. Проектування системи електропостачання споживачів п/ст «Новомиргород» 150/35/10 кВ. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2026 рік.

Робота присвячена розробці та оптимізації системи електропостачання споживачів підстанції «Новомиргород» 150/35/10 кВ, із детальним проектуванням мережі комбікормового заводу.

У процесі виконання проєкту здійснено розрахунок електричних навантажень об'єктів, визначено оптимальні класи напруги та розроблено раціональну схему компенсації реактивної потужності. Виконано науково обґрунтований вибір силових трансформаторів, кабельних ліній та комутаційної апаратури з обов'язковою перевіркою обладнання на стійкість до струмів короткого замикання.

Шляхом порівняльного техніко-економічного аналізу доведено доцільність впровадження замкненої (кільцевої) районної розподільчої мережі та прогресивні рішення щодо модернізації інфраструктури за міжнародним стандартом ІЕС 61850 («Цифрова підстанція»).

Ключові слова: система електропостачання, підстанція, електричні навантаження, струми короткого замикання, компенсація реактивної потужності, техніко-економічний розрахунок, цифрова підстанція.

ABSTRACT

Qualification work: 92 p.; 13 Fig.; 11 tables; 9 sources

Novikova S. Design of a power supply system for consumers of the Novomyrhorod 150/35/10 kV substation. – Manuscript.

Qualification work thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2026.

The work is dedicated to the development and optimization of the power supply system for consumers of the Novomyrhorod 150/35/10 kV substation, including the detailed design of the feed mill network.

During the project execution, the electrical loads of the facilities were calculated, optimal voltage classes were determined, and a rational reactive power compensation scheme was developed. A scientifically substantiated selection of power transformers, cable lines, and switching equipment was carried out, with a mandatory verification of the equipment for short-circuit current withstand capability.

Through a comparative technical and economic analysis, the feasibility of implementing a closed (ring) district distribution network was proven, along with progressive solutions for infrastructure modernization according to the international standard IEC 61850 ("Digital Substation").

Keywords: power supply system, substation, electrical loads, short-circuit currents, reactive power compensation, techno-economic calculation, digital substation.

З М І С Т

	ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	7
1.	ВСТУП. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДСТАНЦІЇ «НОВОМИРГОРОД»	8
2.	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
2.1.	Розрахунок освітлювальних навантажень	9
2.2.	Розрахунок силових навантажень у мережах 0,4 кВ	9
2.3.	Розрахунок електричних навантажень у мережах 10 кВ	10
2.4.	Побудова графіків електричних навантажень комбікормового заводу	16
3.	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ	20
4.	ВИБІР НАПРУГИ ТА СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ	22
5.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	27
5.1.	Розрахунок загального балансу реактивної енергії підприємства	27
5.2.	Локалізація та вибір параметрів конденсаторних установок	29
6.	ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ЇХ КІЛЬКОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВІ	31
6.1.	Розрахунок обладнання для головної знижувальної підстанції	31
6.2.	Вибір параметрів для локальних цехових підстанцій	32
7.	АНАЛІЗ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМКНЕННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО УСТАТКУВАННЯ	35
7.1.	Розрахунок струмів короткого замикання	35
7.2.	Комплексний вибір високовольтного устаткування	38
8.	СТРУКТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ ТА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РАЙОННОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПС «НОВОМИРГОРОД»	42
8.1.	Формування конфігурації магістралей та обґрунтування класів напруги	42
8.2.	Баланс потужностей та інтеграція засобів компенсації	44
8.3	Вибір параметрів трансформаторного устаткування районних підстанцій	45

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА			
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Новікова				Проектування системи електропостачання споживачів п/ст "Новомиргород" 150/35/10 кВ Design of a power supply system for consumers of the Novomyrhorod 150/35/10 kV substation	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Величко						5	92
Н.контр.	Величко					ЦНТУ, гр.ЕЕ-23мб		
Затв.	Плешков							

8.4.	Оптимізація перерізів струмопровідних частин повітряних ліній	47
8.5.	Комплексне моделювання нормальних та післяаварійних режимів	50
8.6.	Техніко-економічний аналіз та затвердження оптимальної конфігурації мережі	53
8.7.	Перспективні напрямки модернізації: перехід до концепції «Цифрова підстанція» та Smart Grid	54
9.	Висновки	58
10.	Перелік посилань	60
	Додатки	61
	Додаток А	62
	Додаток Б	63
	Додаток В	67
	Додаток Г	69
	Додаток Д	73
	Додаток Е	75
	Додаток Ж	91

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

БК — Батарея конденсаторів

ВН — Вища напруга

ВРП — Відкритий розподільчий пристрій

ГЗП — Головна знижувальна підстанція

КЗ — Коротке замикання

КРП — Комплектний розподільчий пристрій

КТП — Комплектна трансформаторна підстанція

НН — Нижча напруга

ПЛ — Повітряна лінія електропередачі

ПС — Підстанція

РЗА — Релейний захист та автоматика

ТН — Трансформатор напруги

ТС — Трансформатор струму

ADMS — Advanced Distribution Management System (удосконалена система управління розподільчими мережами)

GOOSE — Generic Object Oriented Substation Event (загальнопідстанційна об'єктно-орієнтована подія — протокол швидкої передачі команд)

IED — Intelligent Electronic Device (інтелектуальний електронний пристрій / мікропроцесорний термінал)

SCADA — Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерського управління та збору даних)

						Арх.
						7
Змн.	Арх.	№ доум.	Підпис	Дата		

1. ВСТУП. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДСТАНЦІЇ «НОВОМИРГОРОД»

Енергетична інфраструктура є стратегічною основою для розвитку промисловості та аграрного сектору будь-якої країни. Модернізація та випереджальний розвиток електроенергетики створюють необхідний фундамент для впровадження інноваційних технологій, автоматизації виробничих процесів і стабільного зростання продуктивності праці.

Новомиргородська територіальна громада знаходиться в центральній частині Кіровоградської області. Агропромисловий комплекс цієї території постійно модернізується, що вимагає надійної та ефективної енергетичної інфраструктури. У даній роботі ставиться задача розробити систему електропостачання агропромислових споживачів району, що живляться від підстанції 150/35/10 кВ, а також розробити систему електропостачання комбикормового заводу.

Сучасний комбикормовий завод — це високотехнологічне підприємство, виробничий цикл якого охоплює приймання та очищення сировини, її дозування, подрібнення, змішування компонентів, гранулювання і кінцеве фасування продукції. Безперебійна робота цього механізму критично залежить від стабільного енергозабезпечення.

За даними ПрАТ “Кіровоградобленерго”, навантаження на шинах 10 кВ підстанції становить 9,3-11,462 МВА. З шин 10 кВ цієї підстанції отримують живлення такі споживачі: тваринницький комплекс, елеватор, ремонтно-транспортне підприємство та інші споживачі.

З шин 35 кВ підстанції “Новомиргородська” отримують живлення розподільчі підстанції 35/10 кВ. На всіх підстанціях є споживачі I та II категорії, тому всі підстанції є двотрансформаторними і живляться дволанцюговими лініями. На шинах 35 кВ підстанції “Новомиргородська” потужність короткого замикання складає 910 МВА.

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

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1. Розрахунок освітлювальних навантажень

Розрахунок освітлювального навантаження виробничих приміщень виконується методом питомої потужності. Цей метод базується на використанні усередненої потужності освітлювальних установок на одиницю площі приміщення залежно від характеру зорових робіт та типу світильників.

Приклад розрахунку освітлювального навантаження для підрозділу комбікормового заводу «Комплекс підготовки сировини»: вихідні дані: площа приміщення $F = 5480 \text{ м}^2$, питома потужність $P_0 = 16 \text{ Вт/м}^2$, коефіцієнт попиту $K_c = 0,95$. Для врахування втрат у пускорегулювальній апаратурі (ПРА) приймаємо коефіцієнт $K_{пра} = 1,2$.

1. Встановлена потужність освітлювальної установки:

$$P_y = P_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 16 \cdot 5480 \cdot 10^{-3} = 87,68 \text{ кВт.}$$

2. Розрахункове активне освітлювальне навантаження:

$$P_{p.oy} = P_y \cdot K_c \cdot K_{пра} = 87,68 \cdot 0,95 \cdot 1,2 = 99,96 \text{ кВт.}$$

3. Розрахункове реактивне навантаження (приймаємо $\text{tg}\varphi = 0,48$):

$$Q_{p.oy} = P_{p.oy} \cdot \text{tg}\varphi = 99,96 \cdot 0,48 = 47,98 \text{ квар.}$$

Розрахунок освітлювальних навантажень інших підрозділів виконується аналогічно, а його результати зведено в таблицю 2.1.

2.2. Розрахунок силових навантажень у мережах 0,4 кВ

Визначення розрахункових електричних навантажень силових електроприймачів напругою до 1000 В здійснюється методом коефіцієнта максимуму (метод впорядкованих діаграм). Цей метод є основним для промислових підприємств і враховує ефективну кількість електроприймачів та їх коефіцієнт використання.

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

Приклад розрахунку для підрозділу «Відділ технічного обслуговування та ремонту»: вихідні дані групи приймачів: кількість електроприймачів $n_{\text{ел}} = 50$; максимальна потужність приймача $P_{\text{н.мак}} = 33$ кВт; мінімальна потужність $P_{\text{н.мін}} = 0,5$ кВт; сумарна номінальна потужність $P_{\text{сум}} = 668,4$ кВт; середньозважений коефіцієнт використання $K_{\text{н}} = 0,44$; $\cos\varphi = 0,663$; $\text{tg}\varphi = 1,13$.

1. Середнє навантаження групи за найбільш завантажену зміну:

$$P_{\text{см}} = K_{\text{н}} \cdot P_{\text{сум}} = 0,44 \cdot 668,4 = 291,23 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 291,23 \cdot 1,13 = 328,81 \text{ квар.}$$

2. Визначаємо ефективну кількість електроприймачів ($n_{\text{еф}}$). Оскільки відношення $P_{\text{н.мак}} / P_{\text{н.мін}} > 3$, розрахунок ведемо за формулою:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \cdot \sum P_{\text{ном}}}{P_{\text{н.мак}}} = \frac{2 \cdot 668,4}{33} = 40,5.$$

Згідно з довідковими даними приймаємо $n_{\text{еф}} = 50$.

3. За значеннями $K_{\text{н}}$ та $n_{\text{еф}}$ за довідковими таблицями знаходимо коефіцієнт максимуму: $K_{\text{м}} = 1,171$.

4. Розрахункове силове навантаження підрозділу:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{см}} \cdot K_{\text{м}} = 291,23 \cdot 1,171 = 341,17 \text{ кВт.}$$

Оскільки $n_{\text{еф}} > 10$, розрахункове реактивне навантаження приймається рівним середньому: $Q_{\text{р}} = Q_{\text{см}} = 328,81$ квар.

В таблиці 2.2 приведені результати розрахунку силового навантаження по всіх підрозділах. Загальне сумарне активне навантаження по комбикормовому заводу дорівнює 3656,36 кВт, а реактивне – 2649,3 квар.

2.3. Розрахунок електричних навантажень у мережах 10 кВ

Для визначення навантаження на стороні високої напруги (10 кВ) необхідно врахувати сумарне силове та освітлювальне навантаження на шинах 0,4 кВ підстанції, а також втрати активної та реактивної потужності в силових трансформаторах. Приклад розрахунку навантаження для КТП4 (живить основний виробничий комплекс та логістичний центр).

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

1. Сумарне розрахункове навантаження на шинах 0,4 кВ:

- силові: $P_p = 1218,87$ кВт; $Q_p = 757,14$ квар;

- освітлювальні: $P_{p.ou} = 133,48$ кВт; $Q_{p.ou} = 64,07$ квар.

Всього сумарне навантаження підстанції (НН):

$$P_{\Sigma} = 1218,87 + 133,48 = 1352,35 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\Sigma} = 757,14 + 64,07 = 821,21 \text{ квар.}$$

2. Вибір силових трансформаторів:

Виходячи з умови повної компенсації реактивної потужності та забезпечення I-II категорії надійності, обираємо для даної підстанції два трансформатори типу ТМЗ-1000/10. Коефіцієнт їх завантаження в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{P_{\Sigma}}{N \cdot S_{ном}} = \frac{1352,35}{2 \cdot 1000} = 0,676.$$

3. Розрахунок втрат у трансформаторах:

Паспортні дані ТМЗ-1000/10: $U_k = 5,5\%$; $\Delta P_k = 11$ кВт; $\Delta P_x = 2,1$ кВт; $I_x = 1,4\%$.

Втрати потужності у двох трансформаторах КТП4 розраховуються за формулами

$$\Delta P = 2(2,1 + 11 \cdot 0,676^2) = 14,26 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 2 \left(\frac{1,4}{100} 1000 + \frac{5,5}{100} 1000 \cdot 0,676^2 \right) = 78,29 \text{ квар}$$

4. Розрахункове навантаження на стороні вище 1000 В (шини 10 кВ) для КТП4:

$$P_{10} = P_{\Sigma} + \Delta P_T = 1352,35 + 14,26 = 1366,61 \text{ кВт.}$$

$$Q_{10} = Q_{\Sigma} + \Delta Q_T = 821,21 + 78,29 = 899,5 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність: $S_p = \sqrt{1366,61^2 + 899,5^2} = 1636,07 \text{ кВА}$

Розрахунок навантажень у мережі вище 1000 В для інших підстанцій виконується аналогічно і наведений у таблиці 2.3. Загальне розрахункове навантаження комбікормового заводу складає 4062,3 кВА.

						Арх.
						11
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зм.

Арх.

№ доум.

Підпис

Дата

Таблиця 2.1.

Розрахунок освітлення

№	Найменування	F,м²	ρ₀,Вт/м²	Pв,кВт	K1	Kс	tgφ	Pρ,кВт	Qρ,квар	Sp,кВА
1	Комплекс підготовки сировини	5480	16	87,68	1,2	0,95	0,48	99,96	47,98	110,87
2	Основний виробничий комплекс	5480	16	87,68	1,2	0,95	0,48	99,96	47,98	110,87
3	Відділ технічного обслуговування та ремонту	1160	18	20,88	1,2	0,95	0,48	23,80	11,43	26,40
4	Енергоблок	480	8	3,84	1,2	0,8	0,48	3,69	1,77	4,09
5	Адміністративний департамент	680	26	17,68	1,2	0,9	0,48	19,09	9,17	21,18
6	Зона харчування персоналу	380	22	8,36	1,2	0,9	0,48	9,03	4,33	10,02
7	Логістичний центр	5820	8	46,56	1,2	0,6	0,48	33,52	16,09	37,19
8	Територія заводу	252500	0,1	25,25	1,12	1	1,73	28,28	48,92	56,51
	Всього по комбікормовому заводу							317,33	187,67	368,67

Таблиця 2.2.

Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ

№	Назва вузлів навантаження	Кіл-сть	Встановлена потужність, кВт				m	Kи	cosφ	tgφ	Середнє навантаження, кВт, квар		ne	Km	Розрахункова потужність, кВт, квар, кВА			
			Одного	Сумарна							Pcp	Qcp			Pp	Qp	Sp	
1	2	3	4				5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Комплекс підготовки сировини	96	1,0	-	185	3185		0,46	0,759	0,858	1482,85	1272,17	34	1,20	1776,70	1272,17	2185,19	
2	Основний виробничий комплекс	66	5,0	-	100	1750		0,42	0,791	0,773	726,50	561,92	35	1,22	886,61	561,92	1049,68	
3	Відділ технічного обслуговування та ремонту	50	0,5	-	33	668,4		0,44	0,663	1,13	291,23	328,81	50	1,171	341,17	328,81	473,83	
4	Енергоблок	12	4,5	-	25	265		0,6	0,75	0,882	159,00	140,22	12	1,25	199,23	140,22	243,63	
5	Адміністративний департамент	17	2,5	-	25	210		0,64	0,85	0,62	134,40	83,29	17	1,18	158,71	83,29	179,24	
6	Зона харчування персоналу	20	0,5	-	34	254		0,55	0,9	0,484	139,70	67,66	15	1,26	175,42	67,66	188,02	
7	Логістичний центр	15	5,5	-	50	525		0,6	0,85	0,62	315,00	195,22	15	1,22	384,80	195,22	431,49	
	Всього по комбікормовому заводу	276	0,50	-	185	6857,4		0,47	0,775	0,815	3248,7	2649,3	74	1,13	3656,36	2649,29	4515,28	

12

Арх.

Таблиця 2.3

Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В

Назва групи споживачів	Кіль-ть ЕС	Родного, кВт			Рсум, кВт	m	K _н	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		п _{еф}	K _м	Розрахункове навантаження		
		min		max						P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3			4	5	6	7		8	9	10	11	12	13	14
ТП№1,2																
Комплекс підготовки сировини																
силова	96	0	-	185	3185		0,466	0,76	0,86	1482,85	1272,17	34	1,198	1776,70	1272,17	2185,19
освітлювальна														99,96	47,98	
Всього														1876,65	1320,15	
Енергоблок																
силова	12	5	-	25	265		0,6	0,75	0,88	159	140,22	12	1,253	199,23	140,22	243,63
освітлювальна														3,69	1,77	
Всього														202,92	141,99	
Всього по ТП1,2																
силова	108	0		185	3450,00		0,5	0,8	0,86	1641,85	1412,39	37	1,18	1944,20	1412,39	2403,07
освітлювальна														131,92	98,67	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1,2														2076,12	1511,07	2567,80
Втрати в трансформаторах														22,10	121,02	
Кількість трансформаторів:	3															
Номінальна потужність, кВА:	1000															
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,69															
Всього на шинах 10кВ ТП№1,2														2098,22	1632,09	2658,24
ТП№3																
Відділ технічного обслуговування та ремонту																
силова	50	1	-	33	668,4		0,44	0,66	1,13	291,226	328,81	50	1,171	341,17	328,81	473,83
освітлювальна														23,80	11,43	
Всього														364,97	340,23	498,96
Адміністративний департамент																
силова	17	3	-	25	210		0,64	0,85	0,62	134,4	83,29	17	1,181	158,71	83,29	179,24
освітлювальна														19,09	9,17	

Продовження таблиці 2.3.

1		2	3			4	5	6	7		8	9	10	11	12	13	14
Коефіцієнт завантаження $K_3 =$	0,68																
Всього на шинах 10 кВ ТП4															1366,61	899,50	1636,07
Всього по комбикормовому заводу																	
силова		276	0,0	-	185	6857,4		0,47	0,77	0,82	3248,68	2649,29	74	1,13	3656,36	2649,29	4515,28
освітлювальна															317,33	187,67	
Всього															3973,69	2836,96	4882,47
БК 0,4 кВ																	
Втрати в трансформаторах															43,66	239,32	
Всього по комбикормовому заводу															4017,35	3076,28	5059,90
БК 10 кВ																-2473,67	
Всього по заводу на шинах 10 кВ													tgφ=	0,766	4017,35	602,60	4062,30

2.4. Побудова графіків електричних навантажень комбікормового заводу

Для аналізу режимів електроспоживання підприємства та правильного вибору електрообладнання будуються добові та річні графіки електричних навантажень.

- Добові графіки ($P(t)$, $Q(t)$): будуються на підставі фактичних замірів або з використанням характерних графіків навантажень для відповідної галузі промисловості. Графіки розробляються для характерних зимового та літнього періодів, з обов'язковим урахуванням режиму роботи підприємства у робочі та вихідні дні. За їх допомогою визначається навантажувальна здатність силових трансформаторів, а також фіксуються значення максимального та мінімального навантаження, які є необхідними для розрахунку рівнів напруги в мережі.

- Річний графік за тривалістю: формується на основі добових графіків. Він дозволяє визначити ключові техніко-економічні показники: річні витрати активної та реактивної енергії, середньозважений коефіцієнт потужності, кількість годин використання максимуму навантаження ($T_{\max}$) та річний час найбільших втрат (τ).

Розрахунок основних показників енергоспоживання. На основі наведених графіків (рис.2.1-.2.5) розраховуються річні витрати енергії. Річне споживання активної та реактивної енергії визначається як сума добутків потужності на час її споживання:

$$W^P = \sum_1^{24} P_{3,i}^{роб} \cdot 147 + \sum_1^{24} P_{3,i}^{вих} \cdot 65 + \sum_1^{24} P_{л,i}^{роб} \cdot 105 + \sum_1^{24} P_{л,i}^{вих} \cdot 48 = 9384333 + 1618500 + 5697510 + 10115968 = 1,772 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

$$V^P = \sum_1^{24} Q_{3,i}^{роб} \cdot 147 + \sum_1^{24} Q_{3,i}^{вих} \cdot 65 + \sum_1^{24} Q_{л,i}^{роб} \cdot 105 + \sum_1^{24} Q_{л,i}^{вих} \cdot 48 = 1407525 + 352560 + 854595 + 221280 = 0,2836 \cdot 10^7 \text{ квар} \cdot \text{г}$$

Час використання максимуму навантаження

$$T_M = \frac{\sqrt{(1,772 \cdot 10^7)^2 + (0,2836 \cdot 10^7)^2}}{4062,3} = 4416,6 \text{ Г}$$

Час найбільших втрат

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{4416,6}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2802,9 \text{ Г}$$

						Арх.
						16
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

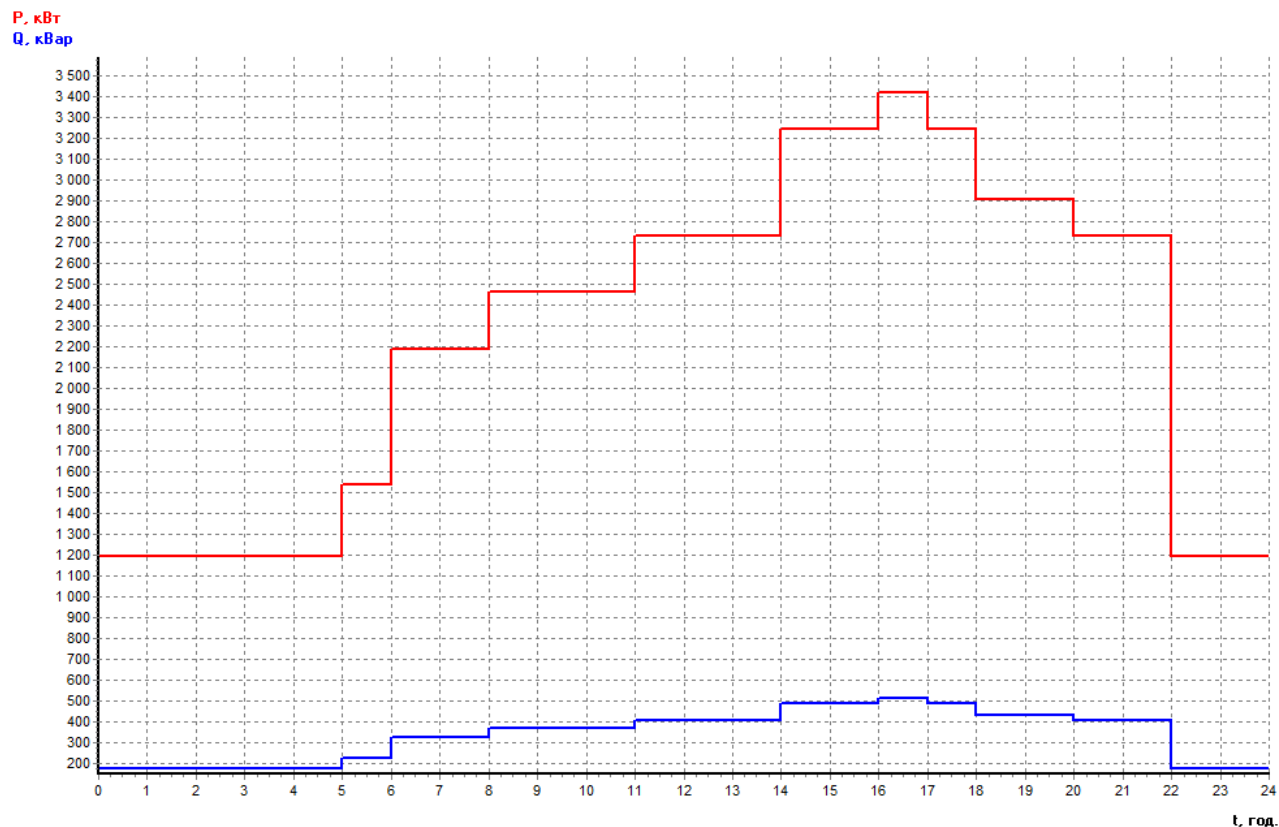


Рис.2.1. Графік літнього робочого дня

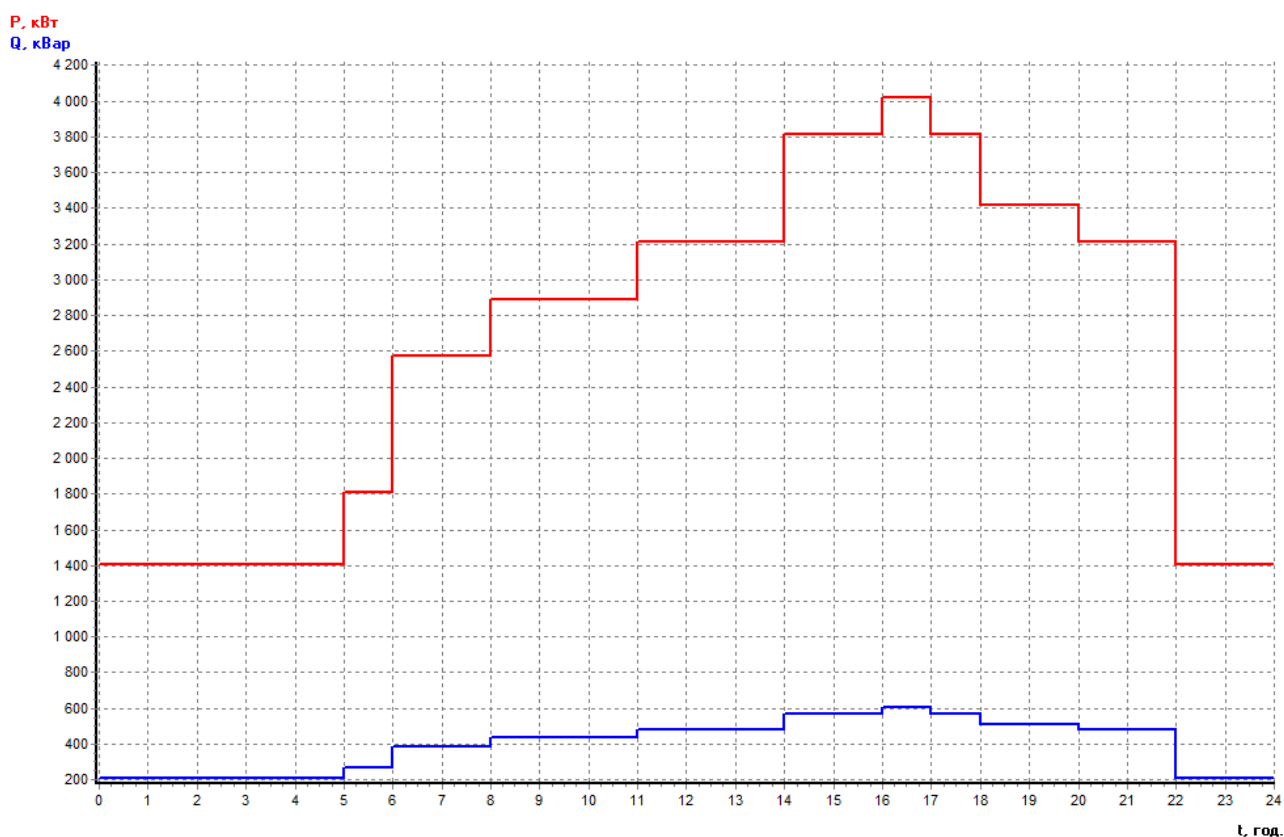


Рис.2.2. Графік зимового робочого дня

Р, кВт
Q, кВар

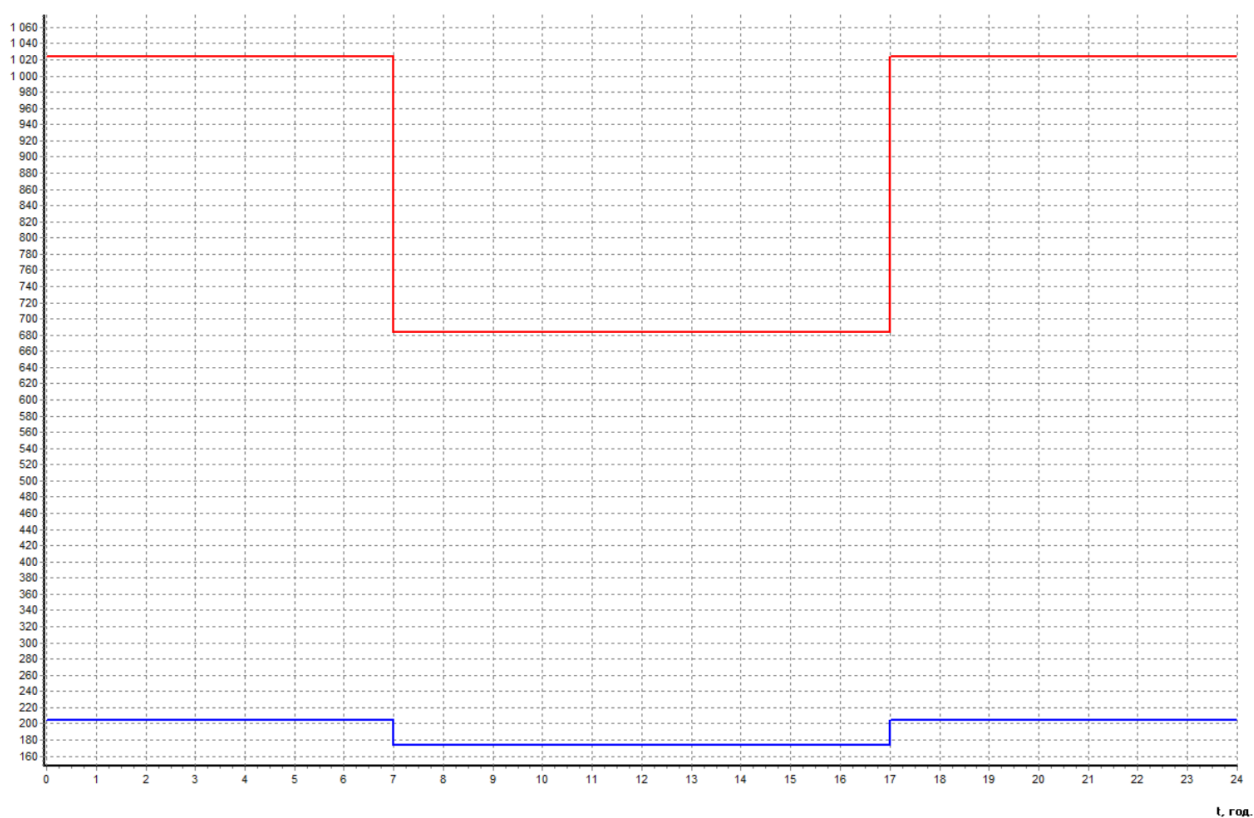


Рис.2.3. Графік літнього вихідного дня

Р, кВт
Q, кВар

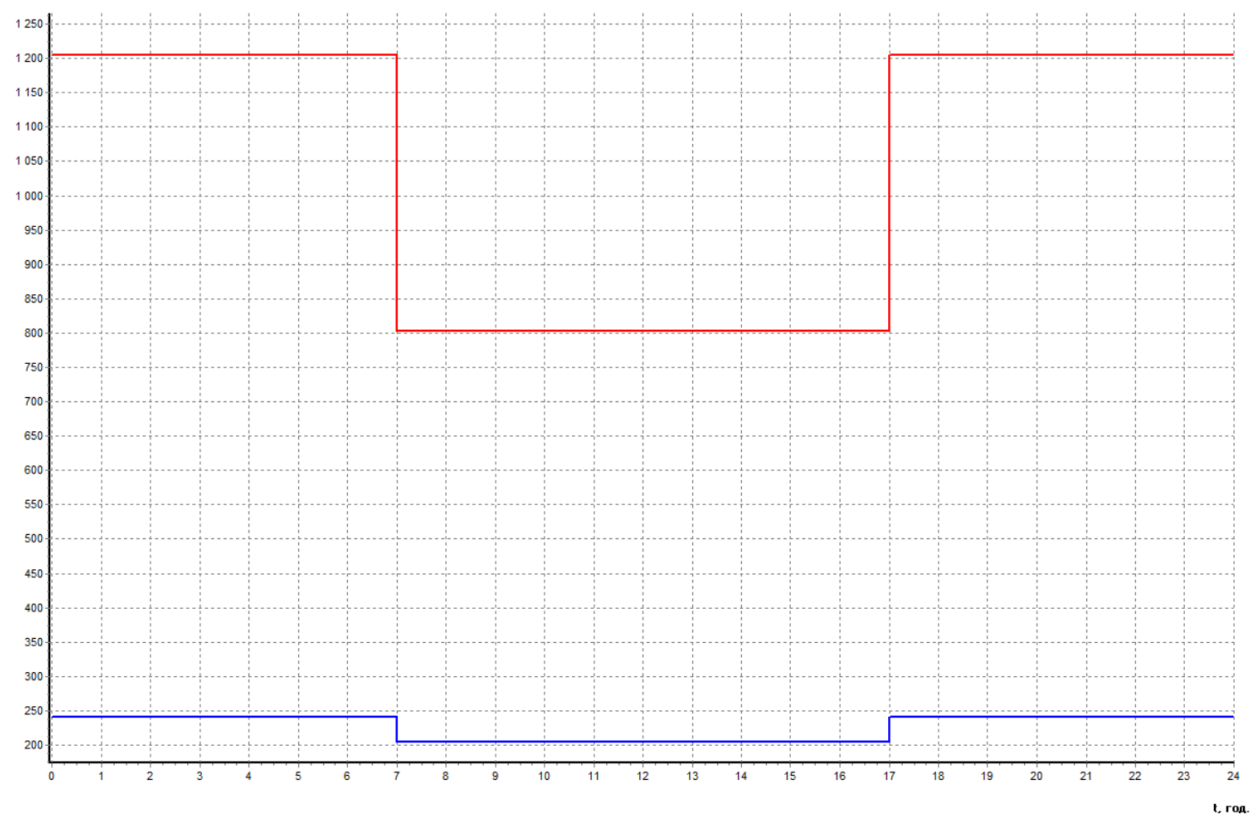


Рис.2.4. Графік зимового вихідного дня

Р, кВт
Q, кВар

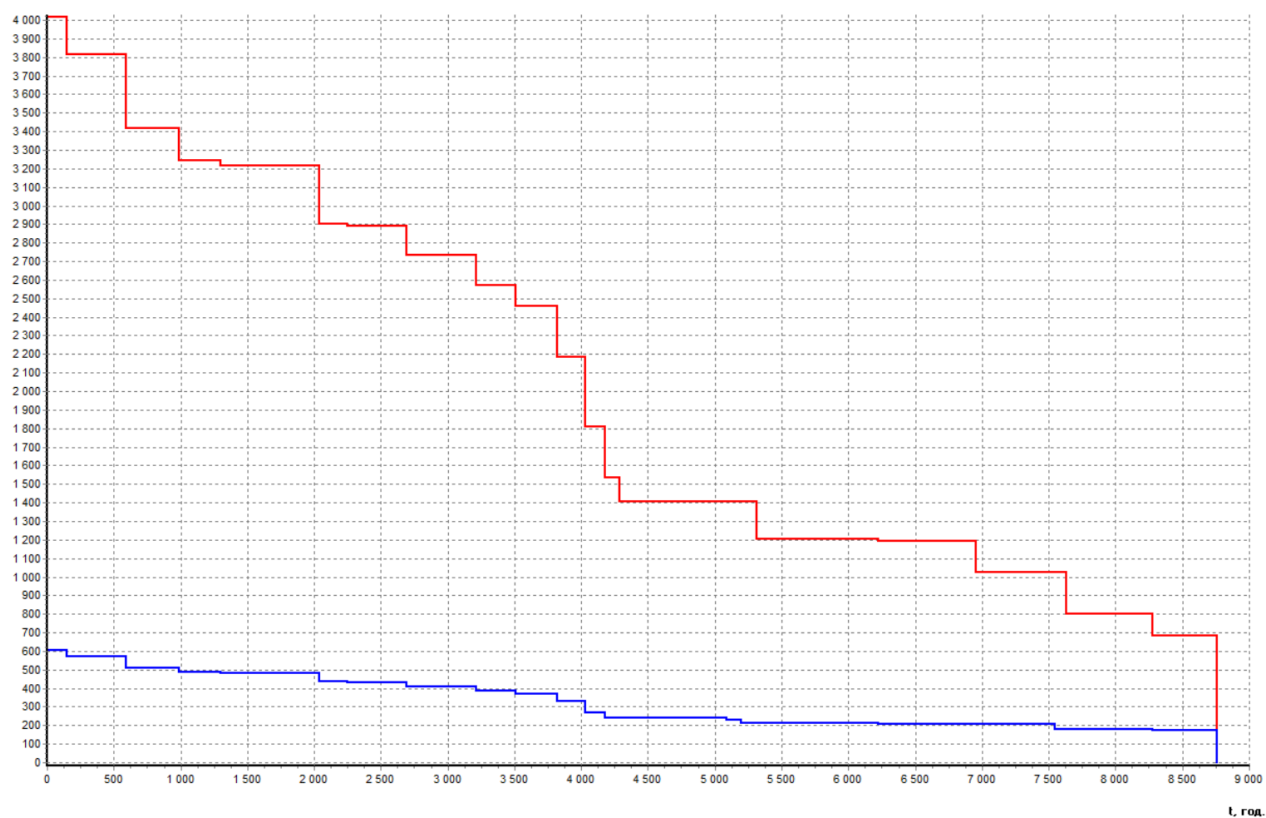


Рис.2.5. Графік річний

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ

Для оптимального визначення місця розташування головної знижувальної підстанції на генеральний план промислового підприємства наноситься картограма електричних навантажень.

Приклад розрахунку для відділу технічного обслуговування та ремонту: приймаємо масштаб навантаження $m = 0,2 \text{ кВт/мм}^2$. Радіус кола (R) та кут сектора освітлювального навантаження (α) визначаються за виразами:

$$R = \sqrt{\frac{P_{pc} + P_{po}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{341,17 + 23,8}{3,14 \cdot 0,4}} = 24,1 \text{ мм},$$

$$\alpha = \frac{P_{po} \cdot 360^\circ}{\pi R^2} = \frac{23,8 \cdot 360}{3,14 \cdot 24,1^2} = 23,5^\circ.$$

Розрахунки параметрів картограми для інших комплексів та служб заводу виконуються аналогічно, а результати зводяться у таблицю 3.1.

Визначення центру електричних навантажень (ЦЕН): координати розрахункового центру електричних навантажень (X_0 , Y_0) знаходяться за допомогою формул:

$$X_0 = \frac{1222719,11}{4211,7} = 290,32 \text{ см},$$

$$Y_0 = \frac{1308366}{4211,7} = 310,65 \text{ см}$$

Згідно з проведеними розрахунками, ідеальний центр електричних навантажень припадає на територію логістичного центру заводу. Проте, виходячи з конструктивних міркувань та з метою зменшення перетоків потужності, місце спорудження підстанції 35/10 кВ доцільно змістити в сторону джерела живлення. Прийняті остаточні координати розташування підстанції на генплані становлять: $X = 3,65 \text{ см}$, $Y = 17,9 \text{ см}$.

						Арх.
						20
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Y_0 = 310,65 \quad 10,35 \text{ cm}$$

4. ВИБІР НАПРУГИ ТА СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ

Етап вибору раціональної напруги та схеми живлення є одним із ключових при проєктуванні систем електропостачання, оскільки від нього залежать як капітальні витрати, так і надійність роботи підприємства в цілому.

Джерелом живлення для комбікормового заводу з розрахунковим навантаженням $S_p = 4062$ кВА виступає районна підстанція енергосистеми напругою 150/35/10 кВ, яка обладнана двома трансформаторами. Відстань від джерела живлення до території заводу складає $L = 9,7$ км. З огляду на величину навантаження та значну віддаленість, доцільно розглянути два конкурентні варіанти побудови схеми електропостачання:

- **Варіант I:** Передача електроенергії на напрузі 35 кВ (повітряною лінією) із спорудженням підстанції 35/10 кВ на заводі.
- **Варіант II:** Передача електроенергії на напрузі 10 кВ (кабельною лінією) із спорудженням центрального розподільчого пункту (ЦРП) 10 кВ.

Кінцеве проєктне рішення буде прийнято на основі техніко-економічного порівняння зведених витрат.

Аналіз варіанта I: електропостачання на напрузі 35 кВ. Живлення здійснюється дволанцюговою повітряною лінією (ПЛ) напругою 35 кВ. На території самого заводу передбачається спорудження власної знижувальної підстанції 35/10 кВ. Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 35 кВ виконується за надійною схемою містка з трьома вимикачами.

Вибір перерізу проводів ПЛ 35 кВ: струм нормального режиму на один ланцюг лінії складає $I_M = \frac{4062}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 33,5$ А.

Розрахунковий струм з урахуванням коефіцієнтів становить

$$I_p = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 33,5 = 35,18 \text{ А}$$

Для монтажу на залізобетонних опорах обираємо сталесалюмінієвий провід марки АС 120/19, допустимий струм для якого дорівнює $I_{\text{доп}} = 390$ А. Перевірка

						Арх.
						22
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

на нагрів у найбільш важкому післяаварійному режимі (при відключенні одного з ланцюгів) показує: $I_{ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 35,18 = 70,35$ А. Оскільки $70,35 \text{ А} < 390 \text{ А}$, провід повністю задовольняє умови нагріву. Коефіцієнт завантаження лінії у нормальному режимі є дуже низьким і становить $K_3 = 0,09$. (Зазначимо, що провід на 35 кВ за умовами виникнення корони не перевіряється).

Вибір силових трансформаторів: оскільки частка критично важливих споживачів (I та II категорії надійності) на комбикормовому заводі становить 80%, необхідна потужність трансформатора обирається з умови:

$$S_{P.T} \geq \frac{4,062 \cdot 0,8}{1,4} = 2,32 \text{ МВА.}$$

Приймаємо до встановлення два трансформатори типу ТМН-2500/35.

Коефіцієнт їх завантаження: $K_3 = \frac{4,062}{2 \cdot 2,5} = 0,812$.

Технічні дані ТМН-2500/35: $U_{вн} = 35 \text{ кВ}$; $U_{нн} = 11 \text{ кВ}$; $\Delta P_k = 23,5 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 5,1 \text{ кВт}$; $U_k = 6,5\%$; $I_x = 1,1\%$.

Розрахунок втрат електроенергії.

Втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} l_{\Sigma} K_3^2 = 140 \cdot 19,4 \cdot 0,0081 = 22 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії в лінії:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau = 22 \cdot 2802,95 = 61664,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W &= n(\Delta P_x t + \Delta P_k K_3^2 \tau) = 2(5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 0,66 \cdot 2802,95) = \\ &= 176311,53 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

						Арх.
						23
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{м}} = 61664,9 + 176311,53 = 237976,43 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 237976,43 \cdot 8,65 \cdot 0,001 = 2058,5 \text{ тис.грн.}$$

Очікуваний збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, тис.грн.:

$$Y = Y_0 P_{\text{ср}} T_a = 420 \cdot 2,03 \cdot 0,05482 = 46,74$$

Зведені витрати для варіанту 1, тис.грн./рік:

$$Z_i = E_{\text{н}} K_i + C_i + C_{\text{втр},i} + Y_i = 0,12 \cdot 7612,2325 + 1215,22325 + 2058,5 + 46,74 = 4233,9$$

Аналіз варіанта II: електропостачання на напрузі 10 кВ. У цьому варіанті електропостачання заводу виконується кабельними лініями (КЛ) 10 кВ, що прокладаються у траншеї на всю довжину траси (9,7 км). На території заводу замість підстанції споруджується ЦРП-10 кВ.

Вибір перерізу кабелю: розрахунковий максимальний струм в одній лінії становить $I_M = \frac{4062}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 117,26 \text{ А}$. Враховуючи річний час використання максимуму навантаження ($T_m \leq 5000 \text{ год}$), економічна густина струму приймається рівною $j_{\text{ек}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$. Економічно доцільний переріз жили:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_M}{j_{\text{ек}}} = \frac{117,26}{1,4} = 83,75.$$

Відповідно до розрахунку, приймаємо два кабелі марки АСБУ (3х95) із допустимим струмом 205 А кожен. Перевірка кабелю на нагрів у післяаварійному режимі (все навантаження на одному кабелі):

						Арх.
						24
Змн.	Арх.	№ док.м.	Підпис	Дата		

$$I_{p.ав} = 2I_p = 2 \cdot 117,27 = 234,54 \text{ А}$$

З урахуванням поправочних коефіцієнтів для спільного прокладання, реальний допустимий струм становить

$$I'_{доп} = K_1 \cdot K_{ав.л} \cdot I_{доп} = 0,9 \cdot 1,35 \cdot 205 = 249,08 \text{ А}$$

Умова $234,54 \text{ А} < 249,08 \text{ А}$ виконується, тому кабель підходить.

Коефіцієнт завантаження кабельної лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{доп}} = \frac{117,27}{205} = 0,57$$

Розрахунок втрат електроенергії.

Втрати потужності в кабельній лінії:

$$\Delta P_{кл} = \Delta P_{1км} l_{\Sigma} K_3^2 = 50 \cdot 19,4 \cdot 0,3249 = 315,15 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії в кабельній лінії:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \tau = 315,15 \cdot 2802,95 = 883349,69 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{втр} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 883349,69 \cdot 10,23 \cdot 0,001 = 9036,67 \text{ тис.грн.}$$

Очікуваний збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, тис.грн.:

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 420 \cdot 2,03 \cdot 0,04181 = 35,65$$

Зведені витрати для варіанту 2, тис.грн./рік:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{втр.i} + Y_i = 0,12 \cdot 4600,502 + 499,4502 + 9036,67 + 35,65 = 10123,83044$$

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

На основі сформованих конфігурацій було виконано детальний розрахунок капітальних вкладень та щорічних експлуатаційних витрат, що приведений в додатку А.

В таблиці 4.1 приведені основні техніко-економічні показники по варіанту I та варіанту II.

Таблиця 4.1. Техніко-економічні показники варіантів.

№ пп	Показники	Одиниця виміру	Варіанти	
			I (ПЛ 35кВ)	II (КЛ 10 кВ)
1	Капітальні вкладення	т.грн.	7612,2325	4600,502
2	Поточні витрати	т.грн.	1215,22325	499,4502
3	Вартість втрат електроенергії	т.грн.	2058,5	9036,67
4	Збиток	т.грн.	46,74	35,65
5	Зведені витрати	т.грн.	4233,93	10123,83

Аналіз результатів розрахунку однозначно показав, що найдоцільнішим варіантом електропостачання комбикормового заводу є **варіант I** (на номінальну напругу 35 кВ). Хоча спорудження власної підстанції 35/10 кВ вимагає певних інвестицій, передача потужності на вищій напрузі за допомогою проводу АС 120/19 суттєво знижує втрати електроенергії на такій довгій трасі (9,7 км) у порівнянні з кабелем 10 кВ.

Отже, до подальшого проєктування приймається схема зовнішнього живлення із дволанцюговою ПЛ 35 кВ та підстанцією 35/10 кВ на території підприємства.

5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Більшість сучасного індустріального обладнання (зокрема, асинхронні двигуни та трансформатори) під час своєї експлуатації генерує потребу не лише в активній, але й у значних обсягах реактивної енергії. Транспортування таких струмів від головного джерела живлення через живильні лінії та розподільче устаткування є вкрай неефективним рішенням. Це спричиняє низку негативних наслідків для підприємства:

- суттєве зростання втрат активної енергії у всіх ланках енергосистеми через додаткове теплове навантаження від реактивних струмів;
- штучне обмеження доступної пропускної здатності кабельних ліній та трансформаторів;
- падіння рівнів напруги на клеммах кінцевих споживачів, що погіршує режими роботи установок.

Щоб уникнути цих проблем, ще на стадії проектування передбачається встановлення спеціальних компенсуючих пристроїв (конденсаторних установок). Вони обираються в єдиному комплексі з іншим силовим обладнанням, що дозволяє суттєво розвантажити мережу.

5.1. Розрахунок загального балансу реактивної енергії підприємства

Сумарна потужність засобів компенсації, які необхідно інтегрувати в систему електропостачання заводу, обчислюється як різниця між загальною потребою підприємства та тією часткою енергії, яку економічно доцільно отримувати з централізованої мережі:

$$Q_{\text{ку.}\Sigma} = Q_{\text{нн.}\Sigma} - Q_c$$

де $Q_{\text{нн.}\Sigma}$ — максимальне сумарне розрахункове реактивне навантаження заводу;
 Q_c — оптимальний обсяг реактивної потужності, дозволений енергосистемою для споживання в період найбільших навантажень.

						Арх.
						27
Змн.	Арх.	№ доум.	Підпис	Дата		

Дозволений перетік Q_c обчислюється через цільовий коефіцієнт потужності:

$$Q_c = P_{\text{нн.}\Sigma} \cdot \text{tg}\varphi_c$$

де $P_{\text{нн.}\Sigma}$ — сумарне активне навантаження підприємства; $\text{tg}\varphi$ — нормативний показник компенсації, заданий енергопостачальною організацією (приймаємо рівним 0,15).

Вихідні дані по комбікормовому заводу:

$$P_n = \sum P_{\text{ТП}} = 3973,69 \text{ кВт} \quad Q_n = \sum Q_{\text{ТП}} = 2836,96 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_m = \sum \Delta P_{\text{ТП}} = 46,47 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = \sum \Delta Q_{\text{ТП}} = 253,35 \text{ кВАр}$$

$$P_p = P_n + \Delta P_m + P_e = 3973,69 + 46,47 + 0 = 4020,16 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_m + Q_e = 2836,96 + 253,35 + 0 = 3090,31 \text{ кВАр}$$

Дозволена потужність із зовнішньої мережі становить:

$$Q_e = P_p \cdot \text{tg}\varphi_c = 4020,16 \cdot 0,15 = 603,02 \text{ кВАр}$$

Відповідно, необхідний обсяг генерації від власних конденсаторних установок:

$$Q_{\text{КП}} = Q_p - Q_e = 3090,31 - 603,02 = 2487,29 \text{ кВАр}$$

Оскільки комплектні трансформаторні підстанції (КТП) є дороговартісним обладнанням, ключовим завданням при компенсації є оптимізація кількості силових трансформаторів. Орієнтовне мінімальне їх число ($N_{\text{опт}}$) визначається:

$$N_o = \frac{P}{K_3 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{4,11}{0,73 \cdot 1,0} = 5,63$$

Для нашого підприємства приймаємо $N_{\text{опт}} = 6$ одиниць.

В таблиці 5.1 зведений розрахунок потужності компенсуючих пристроїв для $N = N_0$, $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$.

Для варіанту $N = N_0$

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{\text{ном}})^2 - (P_n + \Delta P_m)^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 4020,16^2} = 1215,86 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\text{КН}} = (Q_n + \Delta Q_m) - Q_1 = 3090,31 - 1215,86 = 1874,45 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\text{КВ}} = Q_{\text{КП}} - Q_{\text{КН}} = 2487,29 - 1874,45 = 612,84 \text{ кВАр}$$

						Арх.
						28
Змн.	Арх.	№ доум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1.

Розрахунок потужності КП

№ варіанту	Кількість тр-торів	$Q_1, \text{кВАр}$	$Q_{KH}, \text{кВАр}$	$Q_{KB}, \text{кВАр}$
1	6	1215,86	1874,45	612,84
2	7	2801,48	288,83	2198,46
3	8	3898,5	0	2487,29

5.2. Локалізація та вибір параметрів конденсаторних установок

Точна потужність батарей конденсаторів (БК), що монтуються безпосередньо на шинах 0,4 кВ кожної цехової підстанції, залежить не лише від місцевого реактивного навантаження, але й від резерву пропускної здатності самих трансформаторів.

Приклад розрахунку для КТП-4 (основний виробничий комплекс та логістичний центр).

Фактичні навантаження: $P_{нн} = 1352,35 \text{ кВт}$; $Q_{нн} = 821,21 \text{ квар}$. Встановлено $N_T = 2$ трансформатори по $S_{ном} = 1000 \text{ кВА}$, розрахунковий коефіцієнт завантаження $K_z = 0,71$. Резервна реактивна потужність, яку здатні пропустити ці трансформатори (Q_1), становить:

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,71 \cdot 1000)^2 - 1352,35^2} = 362,16 \text{ квар}$$

$$Q_{кп} = Q_{нн} - Q_1 = 821,21 - 362,16 = 459,16 \text{ квар}$$

Для покриття цієї потреби обираємо стандартне обладнання: дві установки типу КРМ-0,4-200-У3, що в сумі дає 400 квар. Розрахунки для інших вузлів виконуються за аналогічним алгоритмом та зводяться в додатку Б (таблиці Б1-Б.3, загальна Б.4). У підсумку, до встановлення на шинах 0,4 кВ цехових КТП приймається такий розподіл пристроїв компенсації:

- **КТП-1:** 2 шт. КРМ-0,4-300-У3 (600 квар)
- **КТП-2:** 1 шт. КРМ-0,4-300-У3 (300 квар)
- **КТП-3:** 1 шт. КРМ-0,4-300-У3 (300 квар)
- **КТП-4:** 2 шт. КРМ-0,4-200-У3 (400 квар)

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

Залишкова реактивна потужність компенсується на високовольтній стороні. На шинах 10 кВ комбікормового заводу передбачається монтаж двох установок типу УКРМ-10,5-450-У3 загальною потужністю 900 квар.

У результаті комплексного впровадження цих заходів розрахунковий тангенс кута втрат підприємства знижується до значення $\text{tg}\varphi_p = 0,147$. Цей показник є меншим за нормативні 0,15, що свідчить про досягнення ідеального балансу реактивної потужності в розробленій системі електропостачання.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності та розрахунок електричних навантажень вище 1000 В з урахуванням КП приведені в додатку В.

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

6. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ЇХ КІЛЬКОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВІ

Енергосистеми сучасних індустріальних об'єктів характеризуються значною часткою електроприймачів першої та другої категорій надійності. Для гарантування безперебійного живлення таких критичних вузлів, головна знижувальна підстанція (ГЗП) обов'язково комплектується щонайменше двома трансформаторними агрегатами. Згідно з актуальними правилами проектування, найбільш раціональним рішенням є використання апаратів однакової номінальної потужності.

6.1. Розрахунок обладнання для головної знижувальної підстанції

Оптимальна пропускна здатність силових трансформаторів визначається не лише базовим розрахунковим навантаженням, а й їхньою здатністю витримувати систематичні або післяаварійні перевантаження. Нормативні документи (зокрема стандарти ДСТУ) дозволяють короточасне перевищення номінального струму апарата на 40%. Такий форсований режим може тривати до п'яти діб поспіль, за умови, що початкове завантаження обладнання не перевищувало 93%, а тривалість самого перевантаження становить максимум шість годин щоденно.

Загальне максимальне споживання нашого підприємства досягає значення $S_{max} = 4063,27$ кВА. Частка відповідальних споживачів (І та ІІ категорії) оцінюється на рівні 80% від сумарного максимуму. Відповідно, мінімально необхідна потужність одного агрегату в аварійній ситуації обчислюється так:

$$S_{тр} \geq 0,8 \cdot S_{max} = 0,8 \cdot 4063,27 = 3250,6 \text{ кВА}$$

Зважаючи на допустиме перевантаження у 40%, для монтажу на території заводу обираємо два трансформатори марки ТМН-2500/35 ($S_{ном} = 2500$ кВА). Їхні основні паспортні характеристики є наступними:

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

- Вища напруга: $U_{вн} = 35 \text{ кВ}$;
- Нижча напруга: $U_{нн} = 11 \text{ кВ}$;
- Втрати короткого замикання: $\Delta P_k = 23,5 \text{ кВт}$;
- Втрати холостого ходу: $\Delta P_x = 5,1 \text{ кВт}$;
- Напруга короткого замикання: $U_k = 6,5\%$;
- Струм холостого ходу: $I_x = 1,1\%$.

Під час штатного функціонування підприємства кожен агрегат працюватиме з оптимальним коефіцієнтом завантаження

$$K_3 = \frac{S_{MAX}}{n \cdot S_{Н.Т}} = \frac{4063,27}{2 \cdot 2500} = 0,812.$$

Якщо ж відбудеться аварійне відключення однієї з живильних ліній, єдиний працюючий трансформатор візьме на себе забезпечення найважливіших цехів, що вимагатиме превентивного відключення споживачів III категорії надійності.

6.2. Вибір параметрів для локальних цехових підстанцій

Визначення кількості, типу та просторового розміщення локальних трансформаторних вузлів базується на комплексному інженерному аналізі. До ключових факторів впливу належать: просторовий розподіл потужності, категорійність споживачів, параметри навколишнього середовища, локалізація установок компенсації реактиву та архітектурно-планувальні обмеження будівель.

Сучасна практика проектування пропонує ефективний підхід для пошуку економічно обґрунтованої номінальної потужності ($S_{ном.ек}$) — метод питомої густини електричного навантаження ($S_{пит}$). Взаємозв'язок між цими величинами виражається такими рекомендаціями:

- при $S_{пит} \leq 0,2 \text{ кВА/м}^2$ доцільно застосовувати апарати на 1000 кВА;
- у діапазоні від 0,2 до 0,3 кВА/м^2 раціональними є агрегати на 1600 кВА;
- якщо густина перевищує 0,3 кВА/м^2 , варто орієнтуватися на 2500 кВА.

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

У випадках, коли цей показник перетинає межу 0,4 кВА/м², проектується виключно двотрансформаторні вузли, незалежно від початкових вимог до надійності.

Теоретична перевірка обраної потужності для цехових агрегатів здійснюється шляхом вирішення системи з трьох базових нерівностей:

1. Обмеження пікових струмів (перевірка здатності до прямого пуску потужних електродвигунів): $S_{\text{ном}} \geq 0,25 \cdot S_{\text{пik}}$.
2. Перевірка теплового зносу (умова систематичного перевантаження): $S_{\text{ном}} \geq \frac{S_p}{K_1}$, де $K_1 = 1,08$ (нормативний коефіцієнт для класичного двозмінного режиму роботи).
3. Забезпечення післяаварійного резервування: , $S_{\text{ном}} \geq \frac{S_p}{K_2}$, де $K_2 = 1,4$ (припустиме перевантаження тривалістю від 8 до 24 годин).

Для максимального наближення джерела електроенергії до кінцевих споживачів мережі до 1 кВ, локальні вузли реалізуються у вигляді комплектних трансформаторних підстанцій (КТП-10/0,4 кВ) вбудованого чи прибудованого типу. Вважається, що розподіл навантаження між паралельними гілками є рівномірним. Зведені результати розрахунку цехового силового обладнання представлені у таблицях 6.1 та 6.2.

						Арх.
						33
Змн.	Арх.	№ док.м.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1. Вибір параметрів та місця локалізації цехових ТП

№ ТП	Pp	Qp	Sp	Вид ТП	Nтр	Стр	Кз	Категорія за ПБ	Місце розташування	% обмеження споживачів III категорії	Категорія споживачів
ТП 1,2	2076,12	611,07	2164,18	вбуд.	3	х 1000	0,7	Д	Комплекс підготовки сировини	2,97	I,II,III
ТП 3	687,61	204,69	717,43	вбуд.	1	х 1000	0,72	Д	Відділ технічного обслуговування та ремонту	2,43	I,II,III
ТП 4	1352,35	421,21	1416,42	вбуд.	2	х 1000	0,71	Д	Основний виробничий комплекс	1,16	I,II,III

Таблиця 6.2. Характеристики та вибір цехових трансформаторів підприємства

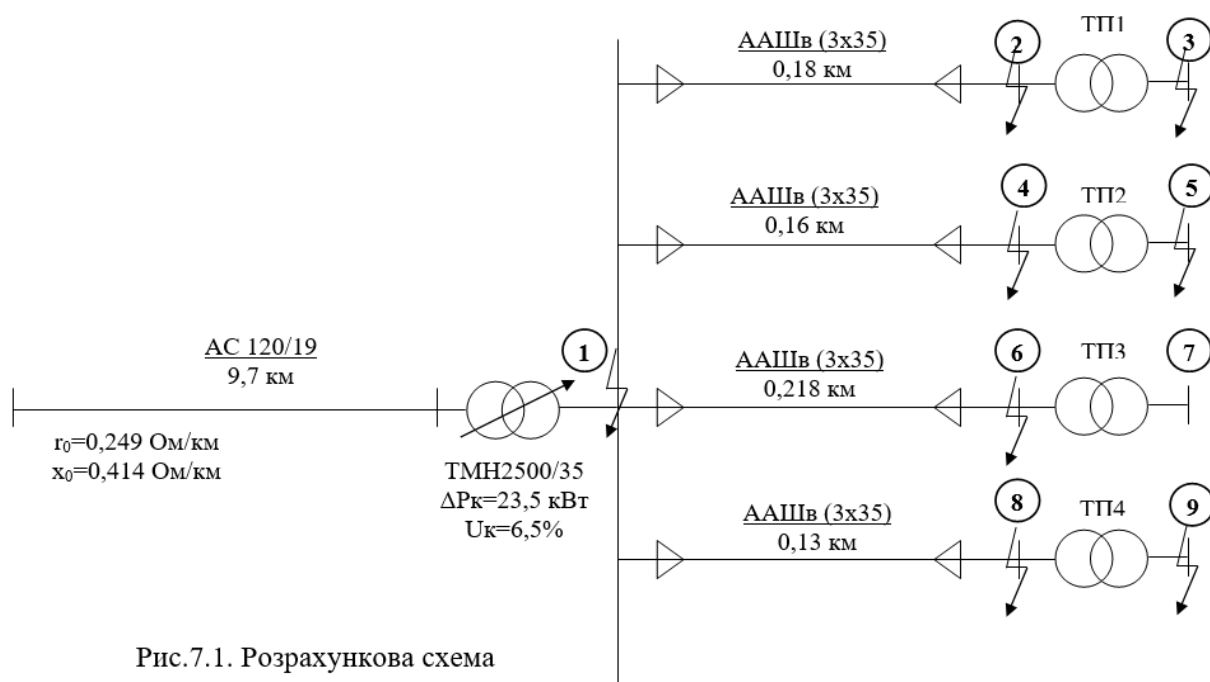
№ ТП	N шт	Spоз, кВА	Марка	Кз	Sном≥ Sp/K ₁	Sном≥ Sp/K ₂	Тип КТП
КТП 1	2	1442,79	ТМЗ1000/10	0,7	667,96	515,28	вбудов.
КТП 2	1	721,39	ТМЗ1000/10	0,7	667,96	515,28	вбудов.
КТП 3	1	717,43	ТМЗ1000/10	0,72	664,29	512,45	вбудов.
КТП 4	2	1416,42	ТМЗ1000/10	0,72	655,75	505,87	вбудов.

7. АНАЛІЗ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМКНЕННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО УСТАТКУВАННЯ

7.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Щоб коректно підібрати елементи захисту та кабельні лінії енергосистеми, необхідно виконати обчислення струмів КЗ. Базовим етапом є формування розрахункової моделі у вигляді однолінійної схеми (рис.7.1). До неї включаються всі генеруючі джерела, здатні підживлювати місце аварії (включно із синхронними та потужними асинхронними двигунами), а також проміжні ланки мережі — лінії електропередачі, реактори та силові трансформатори. Далі ця фізична модель перетворюється на електричну схему заміщення (рис.7.2), де всі компоненти представлені своїми еквівалентними опорами, приведеними до єдиного базисного ступеня напруги.

Основою для математичних обчислень слугує конфігурація живильної мережі, а також базове значення потужності КЗ на шини головного джерела (ПС «Новомиргород»), котре дорівнює $S_{c''} = 910$ МВА. Оцінка аварійних режимів проводиться для лінії Л2 підстанції комбікормового заводу.



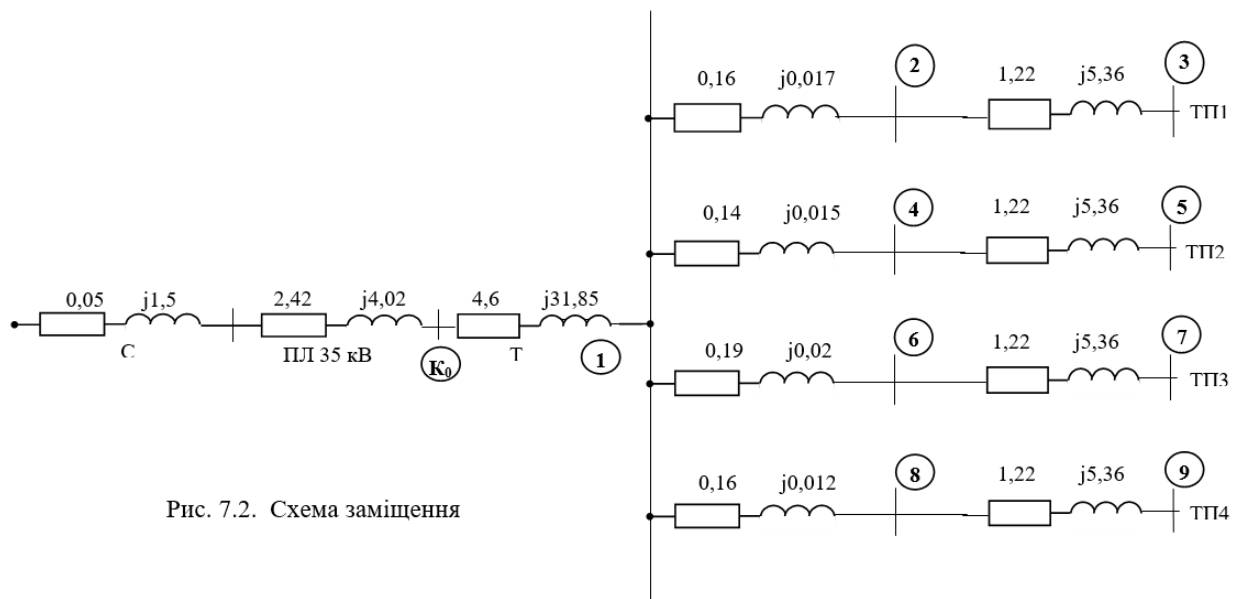


Рис. 7.2. Схема заміщення

Опори елементів розрахункового кола:

$$X_C = \frac{U_{CP1}^2}{S_C''} = \frac{37^2}{910} = 1,5 \text{ Ом}$$

$$R_C = \frac{X_C}{30} = \frac{1,5}{30} = 0,05 \text{ Ом}$$

Повітряна лінія 35 кВ (провід АС-120/19 довжиною 9,7 км:

$$R_{\pi} = 0,249 \cdot 9,7 = 2,415 \text{ Ом};$$

$$X_{\pi} = 0,414 \cdot 9,7 = 4,016 \text{ Ом}.$$

Силовий трансформатор

$$S_{\text{ном}} = 2500 \text{ кВА}, \Delta P_k = 23,5 \text{ кВт}, U_k = 6,5\%$$

$$R_T = 4,6 \text{ Ом}; X_T = 31,85 \text{ Ом}.$$

Струми КЗ на стороні 35 кВ (точка K_0): сумарний опір до шин вищої напруги становить: $R_{K0} = 2,47 \text{ Ом}; X_{K0} = 5,516 \text{ Ом}.$

Діюче значення струму трифазного КЗ на високій стороні досягає

$$I_{K0}'' = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K0}^2 + X_{K0}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,47^2 + 5,52^2}} = 3,54 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{K0}}{\omega \cdot R_{K0}} = \frac{5,52}{314 \cdot 2,46} = 0,007 \text{ с}$$

					Арх.
Змн.	Арх.	№ док.	Підпис	Дата	36

При цьому ударний струм (з урахуванням постійної часу затухання) становить

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 3,54 \cdot (1 + e^{-0,01/0,007}) = 6,23 \text{ кА}$$

Струми КЗ на стороні 10 кВ (точка К₁): загальний опір з урахуванням трансформатора: $R_{K1} = 7,07 \text{ Ом}; X_{K1} = 37,37 \text{ Ом}.$

$$I''_{K1} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{7,07^2 + 37,37^2}} = 0,561 \text{ кА}$$

$$I''_{K1(\phi)} = I''_{K1} \cdot \frac{35}{11} = 0,561 \cdot \frac{35}{11} = 1,79 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{37,37}{314 \cdot 7,07} = 0,0168 \text{ с}$$

Максимальний ударний імпульс фіксується на рівні

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,79 \cdot (1 + e^{-0,01/0,0168}) = 3,92 \text{ кА}$$

Оцінка термічної стійкості кабельних ліній 10 кВ. Для надійного функціонування розподільчої мережі заводу переріз жил кабелів повинен витримувати теплове навантаження під час протікання надструмів до моменту спрацювання захисту. Час відключення ($t_{відк}$) формується із затримок релейного захисту та власного часу вимикача, складаючи 1,365 с. Розрахунковий тепловий імпульс становить $W_k = 1,79^2 (1,365 + 0,0168) = 4,43 \text{ кА}^2\text{с}$. Мінімально безпечний переріз жили визначається співвідношенням:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} = \frac{\sqrt{4,43 \cdot 10^6}}{90} = 23,4 \text{ мм}^2$$

З огляду на ці результати, найменшим допустимим варіантом за термічною стійкістю є кабель із жилами 25 мм². Однак, при виборі конкретних ліній враховується ще й робоче навантаження. Наприклад, для живлення КТП-4:

$$S_p = 1457,6 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{1457,6}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 42,1 \text{ А}$$

						Арх.
						37
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

оптимальним рішенням стає марка ААШв (3х35) з допустимим струмом 115 А.

В додатку Г приведені результати по вибору кабелів та розрахунків струмів КЗ.

7.2. Комплексний вибір високовольтного устаткування

Комплектація підстанції розподільчими апаратами (вимикачами, роз'єднувачами та вимірювальними приладами) здійснюється шляхом детального зіставлення їхніх паспортних характеристик із розрахованими параметрами мережі. Головними критеріями є відповідність тривалим робочим струмам, а також здатність обладнання витримувати термічні та електродинамічні удари під час замикань (додаток Г).

Комутаційні апарати відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 35 кВ.

Для надійного розриву силових кіл на стороні 35 кВ приймаємо до встановлення вакуумні вимикачі ВР35НС-20/1600, оснащені електромагнітними приводами. Перевірка підтверджує їхню абсолютну придатність: номінальний струм апарата (1600 А) у багато разів перевищує робоче навантаження (67,03 А). Струм гарантованого відключення (20 кА) має величезний запас порівняно з імовірним струмом аварії (3,54 кА). Динамічна та термічна стійкість також задовольняють вимоги мережі.

Для створення безпечного видимого розриву під час ремонтних робіт передбачено використання роз'єднувачів РНДЗ-35 із ручним приводом ПРН-110М.

Устаткування розподільчого пункту 10 кВ.

В ролі ввідних, секційних механізмів та апаратів на відхідних гілках (наприклад, до цехових КТП) використовуються сучасні вимикачі типу ВР1-20/630. Максимальний струм нормального режиму тут становить 234,6 А, що ідеально вписується в номінал пристрою (630 А). Ударний імпульс КЗ у цій точці (3,92 кА) не здатний порушити електродинамічну стійкість вимикача, межа якої сягає 52 кА.

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

Забезпечення власних потреб та захист від перенапруг.

Робота оперативних кіл, обігрів комірок, освітлення території та примусовий обдув силових агрегатів вимагають незалежного джерела енергії. Повна розрахункова потужність цих споживачів дорівнює 36,23 кВА. Враховуючи коефіцієнт одночасності, живлення власних потреб організовується від двох спеціалізованих трансформаторів ТМ-25/10, що забезпечує оптимальне завантаження на рівні 72%.

Для убезпечення високовольтних введів трансформаторів 35/10 кВ від руйнівного впливу грозових хвиль передбачено монтаж вентильних розрядників РВС-35.

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН).

Точний комерційний облік електроенергії та коректне функціонування релейного захисту неможливі без правильного підбору вимірювальних перетворювачів. Усі вони мають працювати у високому класі точності (0,5).

Струмові кола: на лінії живлення 35 кВ впроваджуються ТС моделі ТФЗМ-35АУ1. Для вводу 10 кВ застосовуються ТЛК-10-300У3, а на лініях до цехових підстанцій — ТЛК-10-100У3. Усі моделі успішно пройшли перевірку на здатність протистояти тепловому (1200 та 300 $\text{кА}^2\cdot\text{с}$ відповідно) та електродинамічному руйнуванню.

Кола напруги: на збірних шинах 35 кВ монтуються трансформатори НОМ-35-72У1 із допустимим навантаженням 150 В·А. Фактична потужність, яку споживають електронні лічильники та вольтметри, становить лише 4,99 В·А, що гарантує відсутність похибок. На секціях 10 кВ аналогічну функцію виконують апарати НАМИ-10, сумарне навантаження на які (64,8 В·А) також не перевищує їхніх паспортних можливостей.

Організація систем комерційного та технічного обліку електроенергії.

Для забезпечення точного контролю за споживанням енергоресурсів, оптимізації витрат та проведення фінансових розрахунків, на комбикормовому заводі впроваджується дворівнева система обліку: комерційний (розрахунковий) та технічний (внутрішньогосподарський).

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		39

1. *Комерційний облік електроенергії.* Головною метою комерційного обліку є здійснення точних фінансових розрахунків між підприємством та енергопостачальною організацією (обленерго). Відповідно до нормативних вимог, точки комерційного обліку розміщують на межі балансової належності електричних мереж.

У роботі розрахункові вузли обліку встановлюються: на вводі високовольтної лінії 35 кВ відкритого розподільчого пристрою (ВРП); на вводах від силових трансформаторів головної знижувальної підстанції (ГЗП) до комплектного розподільчого пристрою (КРП) 10 кВ.

Оскільки облік ведеться в мережах середньої та високої напруги, лічильники підключаються непрямим способом — через вимірювальні трансформатори струму (ТФЗМ-35АУ1, ТЛК-10) та трансформатори напруги (НОМ-35, НАМИ-10). Для мінімізації похибок комерційні лічильники повинні мати клас точності не нижче 0,5S для активної енергії та 1,0 для реактивної.

З огляду на необхідність фіксації перетоків реактивної потужності (для контролю балансу компенсації) та багатотарифного обліку, на вводах передбачено встановлення мікропроцесорних трифазних лічильників типу НІК 2303 ART.1000.MC.15. Вони розраховані на номінальну вимірювальну напругу 3х57,7/100 В та інтегруються до загальнозаводської автоматизованої системи комерційного обліку (АСКОЕ) за допомогою цифрових інтерфейсів зв'язку.

2. *Технічний (контрольний) облік електроенергії.* Технічний облік організовується безпосередньо всередині підприємства і не використовується для зовнішніх фінансових розрахунків. Його завдання — забезпечення енергетичного менеджменту: внутрішній аудит, контроль ефективності використання потужностей, виявлення технологічних втрат та калькуляція собівартості електроенергії на одиницю готової продукції (тонну комбікорму) окремо по кожному виробничому етапу.

Для уніфікації обладнання та зручності обслуговування на відхідних лініях також застосовуються лічильники серії НІК 2303 ART, що підключаються через трансформатори струму ТЛК-10-100У3. Дані з цих пристроїв зводяться на

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

центральний диспетчерський пульт енергетика заводу. Це дозволяє в реальному часі аналізувати графіки навантаження кожного підрозділу, контролювати роботу локальних конденсаторних батарей (КРМ-0,4) та оперативно виявляти нераціональне використання енергії у вихідні чи міжзмінні періоди.

Комплексна перевірка вимірювальних трансформаторів (наведена в додатку Г) підтверджує, що і комерційні, і технічні лічильники працюватимуть у заданому класі точності без додаткових похибок від перевантажень чи падіння напруги в лініях зв'язку.

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

8. СТРУКТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ ТА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РАЙОННОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПС «НОВОМИРГОРОД»

Головним джерелом енергії для п'яти знижувальних вузлів (35/10 кВ), що обслуговують аграрний сектор Новомиргородської громади, виступає підстанція «Новомиргород» (150/35/10 кВ). Одним із ключових споживачів цієї інфраструктури є комбікормовий завод, підключений до ПС-ІІ у селі Коробчине, енергетичні параметри якого були детально проаналізовані у попередніх розділах. Наступним стратегічним кроком проєктування є формування раціональної топології глобальної мережі та визначення оптимальних характеристик її елементів.

8.1. Формування конфігурації магістралей та обґрунтування класів напруги

Визначення економічно доцільної напруги базується на двох фундаментальних критеріях: загальній довжині траси та обсягах потужності, що транспортується. Загальне сумарне навантаження на стороні 10 кВ від ПС «Новомиргород», куди входять різноманітні агропромислові об'єкти (зокрема, елеватори та тваринницькі підприємства), становить $S_{10} = 9,3 - j1,462$ МВА.

В таблиці 8.1 приведені розрахункові навантаження на вторинних шинах підстанцій, що живляться від п/ст Новомиргород.

Таблиця 8.1. Зведені параметри потужності районних підстанцій (шини 10 кВ)

№п/ст	Населений пункт	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
1	Новомиргород	9,3	1,462	9,414
2	Коробчино	4,02	1, 49	4,29
3	Панчево	3,88	2,63	4,69
4	Ярошівка	2,37	1,58	2,85
5	Кам'янка	3,79	2,36	4,46
6	Дібровка	2,36	1,36	2,77
Всього на шинах 10 кВ і 35 кВ п/ст. І		25,72	10,88	27,93

Враховуючи розрахункові потужності всіх підлеглих підстанцій та протяжність гілок, для головної живильної магістралі (Л1) приймаємо клас 150 кВ, тоді як для розподільчих ліній використовуємо 35 кВ. Робоча напруга на вторинних обмотках районних знижувальних вузлів становитиме стандартні 10 кВ (таблиця 8.2).

Таблиця 8.2. Визначення раціональної напруги ліній електропередачі

Лінія	Активна потужність на один ланцюг, МВт	Довжина лінії, км	Напруга, кВ
Л1	12,86	10,4	150
Л2	2,01	9,7	35
Л3	3,13	19,6	35
Л4	1,19	10,6	35
Л5	3,08	7,2	35
Л6	1,18	15,6	35

Щодо просторової організації мережі, розглядаються дві конкурентні концепції:

- радіальна мережа — всі повітряні лінії проєктуються дволанцюговими, з монтажем обох ланцюгів на спільних опорах (рис.8.1);
- замкнена (кільцева) мережа — резервованими дволанцюговими залишаються лише ввід 150 кВ та гілка до ПС-II, а решта ділянок виконується у вигляді одноланцюгового кільця (рис.8.2).

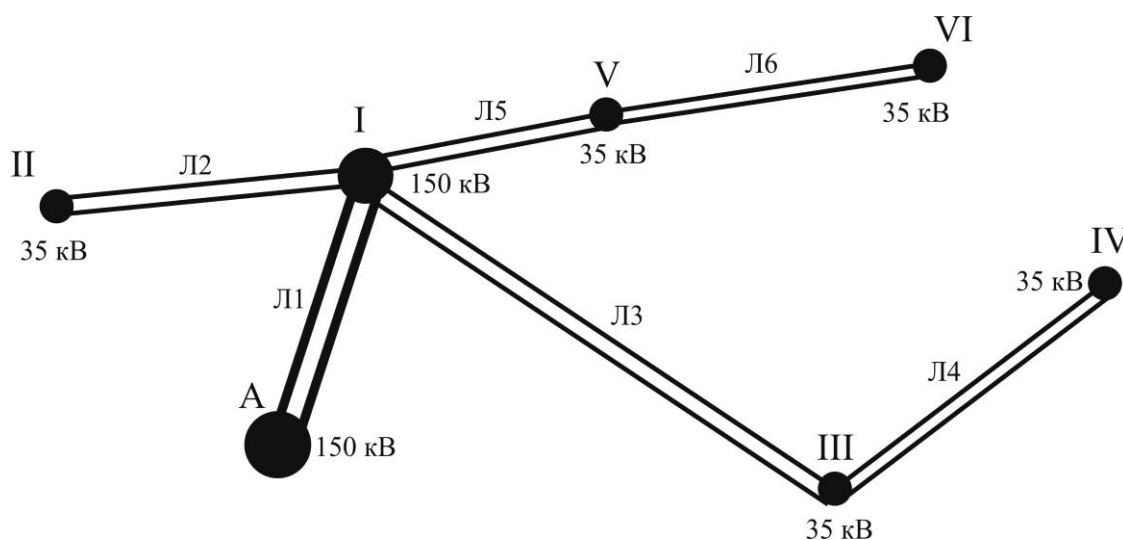


Рис.8.1. Схема радіальної конфігурації мережі

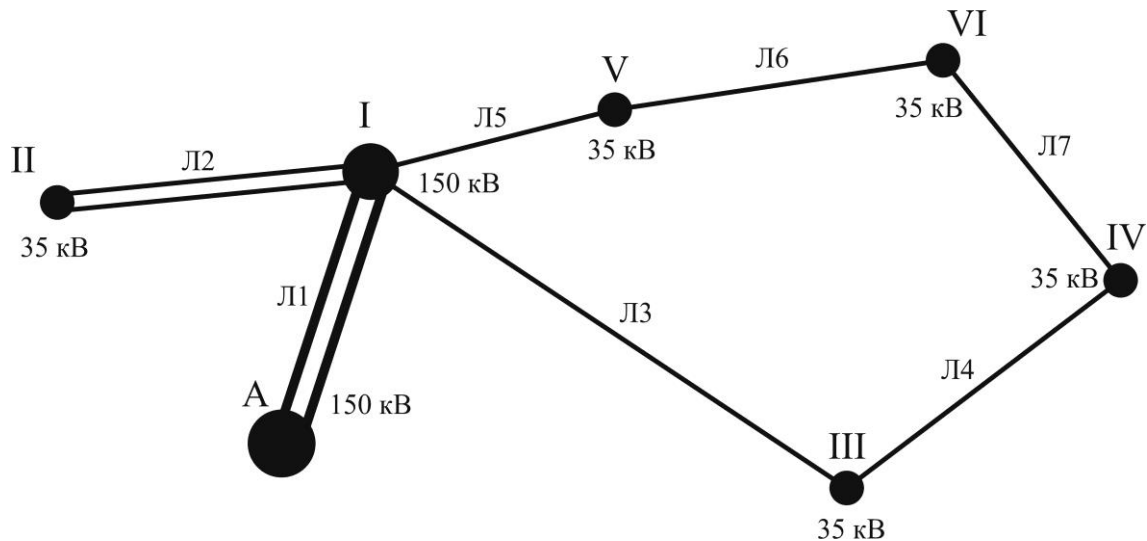


Рис.8.2. Схема замкненої конфігурації мережі

8.2. Баланс потужностей та інтеграція засобів компенсації

Для стабілізації енергетичних режимів цільовий тангенс кута втрат на шинах 35 кВ головного джерела живлення приймається на рівні 0,3. Оскільки територія комбікормового заводу вже оснащена БК на 0,9 Мвар, загальний дефіцит реактивної потужності, який необхідно компенсувати додатковими пристроями:

$$S_{35} = (25,72 - j10,88) - (9,3 - j1,462) = 16,42 - j9,42 \text{ МВА}$$

$$Q_{35} = P_{35} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 16,42 \cdot 0,3 = 4,93 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{КП}} = 9,42 - 4,93 = 4,49 \text{ Мвар.}$$

Цей необхідний обсяг розподіляється між вторинними шинами підстанцій II÷VI. Найбільші ємності інтегруються у тих вузлах, де фіксується найвище споживання реактиву (таблиця 8.3).

Таблиця 8.3. Розрахункові навантаження на вторинних шинах підстанцій з урахуванням КП

п/ст	P, МВт	Q, МВар	Q _{КП} , МВар	Q- Q _{КП} , МВар	S, МВА
1	9,3	1,462	0	1,462	9,41
2	4,02	1,49	0,9	0,59	4,063
3	3,88	2,63	1,8	0,83	3,97
4	2,36	1,58	0,6	0,98	2,56
5	3,79	2,36	0,9	1,46	4,06
6	2,36	1,36	0,6	0,76	2,48
Всього	25,72	10,88	4,8	4,62	26,43

Скориговані значення навантажень з урахуванням встановлених конденсаторних установок стають надійним базисом для подальшого вибору силових агрегатів.

8.3. Вибір параметрів трансформаторного устаткування районних підстанцій

Визначення оптимальних параметрів трансформаторного устаткування на проєктованих підстанціях є базовим етапом для подальшого моделювання електричних режимів системи. Потужність силового обладнання підбирається з урахуванням сумарних перспективних навантажень, графіків електроспоживання та обов'язкового забезпечення нормативного післяаварійного резервування.

Вибір та аналіз параметрів автотрансформаторів ПС «Новомиргород» (ПС-I). Центральний вузол системи - підстанція 150/35/10 кВ - забезпечує транзит потужності як у мережу середньої напруги (35 кВ), так і безпосередньо місцевим споживачам напругою 10 кВ. При визначенні розрахункової потужності на вищій стороні (150 кВ) враховується коефіцієнт одночасності (неспівпадіння часових максимумів навантаження шин 35 кВ та 10 кВ), який приймається рівним 0,95.

Сумарне навантаження на рівні 150 кВ обчислюється за виразом:

$$S_{150} = 0,95 \cdot (S_{35} + S_{10}) = 0,95 \cdot (25,72 - j6,082) = 25,1 \text{ МВА}$$

З огляду на отримане значення та вимогу щодо обов'язкового встановлення двох незалежних одиниць обладнання для забезпечення надійності споживачів I та II категорій, до впровадження приймаються два триобмоткові автотрансформатори типу ТДТН-16000/150. Коефіцієнт їхнього завантаження в нормальних умовах експлуатації складає:

$$K_3 = \frac{25,1}{2 \cdot 16} = 0,78$$

						Арх.
						45
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Паспортні технічні характеристики обраного автотрансформатора ТДТН-16000/150 є такими:

- Номінальні напруги обмоток (ВН / СН / НН): 158 / 38,5 / 11 кВ;
- Сумарні втрати короткого замикання ($\Delta P_{кз}$): 96 кВт;
- Втрати холостого ходу (ΔP_x): 25 кВт;
- Струм холостого ходу ($I_{хх}$): 1%;
- Напруги короткого замикання за парами обмоток:

$$U_{к1-2} = 10,5\%; U_{к1-3} = 18\%; U_{к2-3} = 6\%.$$

Активний опір вважається розподіленим порівну між гілками схеми заміщення:

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{96 \cdot 150^2}{2 \cdot 16000^2} = 4,68 \text{ Ом}$$

Для паралельної роботи двох ідентичних апаратів сумарний еквівалентний активний опір кожної вітки зменшується вдвічі й становить

$$R'_1 = R'_2 = R'_3 = 2,34 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори знаходяться шляхом попереднього визначення напруг K_3 для кожної окремої обмотки за променями зірки схеми заміщення:

$$U_{к1} = 0,5 (U_{к1-2} + U_{к1-3} - U_{к2-3}) = 0,5 (10,5 + 18 - 6) = 11,25\%$$

$$U_{к2} = 0,5 (U_{к1-2} + U_{к2-3} - U_{к1-3}) = 0,5 (10,5 + 6 - 18) = 0$$

$$U_{к3} = 0,5 (U_{к1-3} + U_{к2-3} - U_{к1-2}) = 0,5 (18 + 6 - 10,5) = 6,75\%$$

Перерахунок у реактивні опори для групи з двох паралельних трансформаторів дає такі результати:

$$X'_1 = \frac{U_{к1} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ}} = 88 \text{ Ом}$$

$$X'_2 = 0 \text{ Ом}$$

$$X'_3 = \frac{U_{к3} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ}} = 52,65 \text{ Ом}$$

Потужність втрат у сталі (гілка намагнічування) для цієї пари агрегатів сумарно оцінюється як: $\Delta S_{ст} = 0,05 - j0,32 \text{ МВА.}$

						Арх.
						46
Змн.	Арх.	№ док.	Підпис	Дата		

Обґрунтування вибору та параметри двообмоткових трансформаторів підстанцій 35/10 кВ. Для периферійних знижувальних підстанцій району (ПС-2 ÷ ПС-6) вибір силового обладнання здійснюється на основі їх індивідуальних максимальних навантажень з урахуванням коефіцієнта аварійного перевантаження ($K_{ав} = 0,8$), що гарантує збереження живлення відповідальних споживачів у разі виходу з ладу одного з трансформаторів.

Зведені результати вибору та перевірки обладнання для розподільчих підстанцій системи представлені у додатку Д.

Для розрахунку параметрів еквівалентних схем заміщення використовуються стандартні вирази для двообмоткових трансформаторів. Наприклад, для підстанцій, де впроваджено пару трансформаторів ТМН-2500/35, опір однієї підстанції дорівнює:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} = 4,6 \text{ Ом}; \quad X_T = \frac{U_k \cdot U_{ном}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{ном}} = 31,9 \text{ Ом}$$

Постійні втрати в магнітопроводі (потужність холостого ходу) для двох паралельних ТМН-2500/35 складають: $\Delta S_{ст} = 0,0102 - j0,03 \text{ МВА}$.

Параметри для обох типів двообмоткових трансформаторів, які використовуються у схемі заміщення магістральної мережі, систематизовано та наведено у додатку Д.

Отримані еквівалентні опори та потужності втрат силових трансформаторів дозволяють перейти до наступного кроку проектування — оптимізації перерізів провідників повітряних ліній розподільчої мережі.

8.4. Оптимізація перерізів струмопровідних частин повітряних ліній

Пошук економічно виправданого перерізу проводів спирається на нормовані струмові інтервали, що дозволяє мінімізувати майбутні фінансові витрати. Розрахунковий струм обчислюється з поправкою на п'ятирічну перспективу зростання споживання (коефіцієнт динаміки приймається рівним 1,05).

						Арх.
						47
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Радіальна мережа.

Розрахунок потоків потужності по лініям радіальної мережі.

$$S_{Л2} = \underline{S}_2 = 4,02 - j0,59 = 4,063 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{Л4} = \underline{S}_4 = 2,37 - j0,98 = 2,56 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{Л6} = \underline{S}_6 = 2,36 - j0,76 = 2,48 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{Л3} = \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 3,88 - j0,83 + 2,37 - j0,98 = 6,25 - j1,81 = 6,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{Л5} = \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 3,79 - j1,46 + 2,36 - j0,76 = 6,15 - j2,22 = 6,54 \text{ МВА}$$

$$S_{Л1} = 0,95 (\underline{S}_{10} + \underline{S}_{35}) = 0,95 (25,72 - j6,082) = 25,1 \text{ МВА}$$

Найбільше навантаження лягає на головну магістраль 150 кВ (Л1), яка транспортує всю енергію системи: $S_{Л1} = 25,1 \text{ МВА}$. Розрахунковий робочий струм для цієї ділянки дорівнює:

$$I_p = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 96,6 \text{ А}$$

Враховуючи отриманий результат та економічні інтервали, до монтажу приймається сталевалюмінієвий провід марки АС-120/19, тривало допустимий струм якого сягає 390 А. Перевірка на нагрів у форсованому (післяаварійному) режимі, коли вся потужність передається лише одним ланцюгом, підтверджує надійність вибору:

$$I_{p.н.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 96,6 = 193,2 \text{ А}$$

Оскільки $193,2 < 390 \text{ А}$, умови термічної стійкості та обмеження щодо виникнення корони виконуються із величезним запасом. Перерізи для ліній 35 кВ визначаються за ідентичним алгоритмом та приведені в додатку Д (таблиці Д.4-Д.5).

Замкнена мережа.

На відміну від радіальної мережі, проектування кільцевої мережі характеризується значною математичною нелінійністю: фактичний розподіл енергії гілками безпосередньо залежить від їхніх еквівалентних електричних опорів. Проте ці опори залишаються невідомими до моменту остаточного

						Дрк.
						48
Змн.	Дрк.	№ докум.	Підпис	Дата		

затвердження марок проводів. Ця інженерна проблема успішно вирішується методом послідовних наближень (ітерацій).

У зв'язку зі складністю таких обчислень, для замкненої магістралі було використано спеціалізований програмний комплекс на базі алгоритмічного модуля (ZS6-CX.bas). Цифрова симуляція дозволила з високою точністю визначити активні та реактивні перетоки та отримати такі результати:

```
*** РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНОЇ МЕРЕЖІ***  
АКТИВНА (МВт) ТА РЕАКТИВНА (Мвар) ПОТУЖНОСТІ ПО ДІЛЯНКАМ  
РОЗРАХОВАНІ ПО ДОВЖИНАМ  
P ( Л3 ) = 5.20  
Q ( Л3 ) = 1.53  
S ( Л3 ) = 5.43  
P ( Л4 ) = 1.33  
Q ( Л4 ) = 0.70  
S ( Л4 ) = 1.50  
P ( Л7 ) = -1.043  
Q ( Л7 ) = -0.283  
S ( Л7 ) = 1.080  
P ( Л6 ) = -3.40  
Q ( Л6 ) = -1.043  
S ( Л6 ) = 3.560  
P ( Л5 ) = -7.19  
Q ( Л5 ) = -2.50  
S ( Л5 ) = 7.620
```

Крім того, програмне забезпечення автоматично згенерувало максимальні струми форсованих режимів (Ім), які для ділянок Л3 та Л5 склали по 215,33 А. Ці дані стали вирішальними для підтвердження того, що обрані проводи гарантовано витримують температурні перевантаження під час аварійного розриву кільця в найвразливішому місці.

```
РОЗРАХУНКОВИЙ СТРУМ ДЛЯ ПЕРЕВІРКИ ПРОВІДІВ НА НАГРІВ , А  
ІМ( Л3 ) = 215.33  
ІМ( Л4 ) = 150.30  
ІМ( Л7 ) = 107.98  
ІМ( Л6 ) = 67.08  
ІМ( Л5 ) = 215.33  
ІМ( Л6 ) = 148.40  
ІМ( Л7 ) = 107.46  
ІМ( Л4 ) = 65.53
```

Результати розрахунків замкненої мережі наведені в додатку Д (таблиці Д.6-Д.7).

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

8.5. Комплексне моделювання нормальних та післяаварійних режимів

Головним завданням цього етапу є точне визначення фактичного просторового розподілу потоків енергії (як активної, так і реактивної складових) по всіх розрахованих магістралях, а також фіксація реальних рівнів напруги на вторинних шинах кожної районної підстанції. Аналітичне дослідження охоплює три ключові експлуатаційні стани: пікове (максимальне) споживання, період найменших навантажень, а також найбільш критичні післяаварійні ситуації.

Для виконання об'ємних математичних обчислень було застосовано спеціалізований програмний комплекс Regim.exe (додаток Е). Його розрахункове ядро базується на класичному методі вузлових напруг, де розв'язання багатовимірної системи нелінійних алгебраїчних рівнянь здійснюється за допомогою ітераційного алгоритму Ньютона-Рафсона.

Еквівалентні схеми заміщення (рис.8.3-8.4) для обох просторових конфігурацій включають 15 розрахункових вузлів. При цьому математична модель радіальної мережі складається з 14 гілок, тоді як замкнена мережа налічує 15 гілок. Обов'язково враховується генерація реактивної потужності від попередньо обраних батарей конденсаторів, розміщених на підстанціях ПС-2 ÷ ПС-6.

Підтримання якості електроенергії (стандартизованих рівнів напруги) у споживачів реалізується завдяки зміні коефіцієнтів трансформації силового обладнання. На головному джерелі живлення (ПС-І) це досягається перемиканням відпайок РПН на обмотці вищої напруги (діапазон регулювання $\pm 6 \times 2\%$, тоді як на районних знижувальних вузлах використовуються пристрої з кроком $\pm 6 \times 1,5\%$). Метою такого багаторівневого регулювання є забезпечення напруги на позначці 10,5 кВ у період максимального навантаження та підтримка номінальних 10 кВ під час спаду споживання.

						Арх.
						50
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

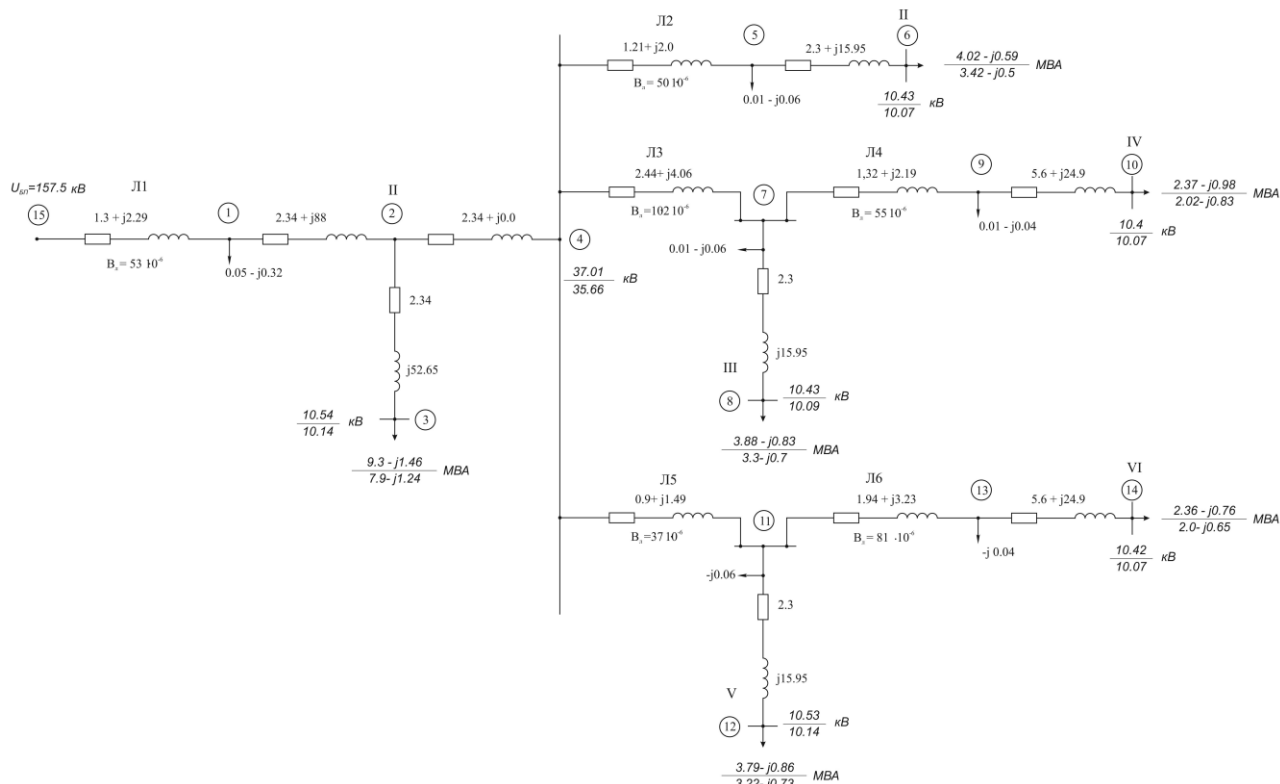


Рис.8.3. Схема заміщення радіальної мережі

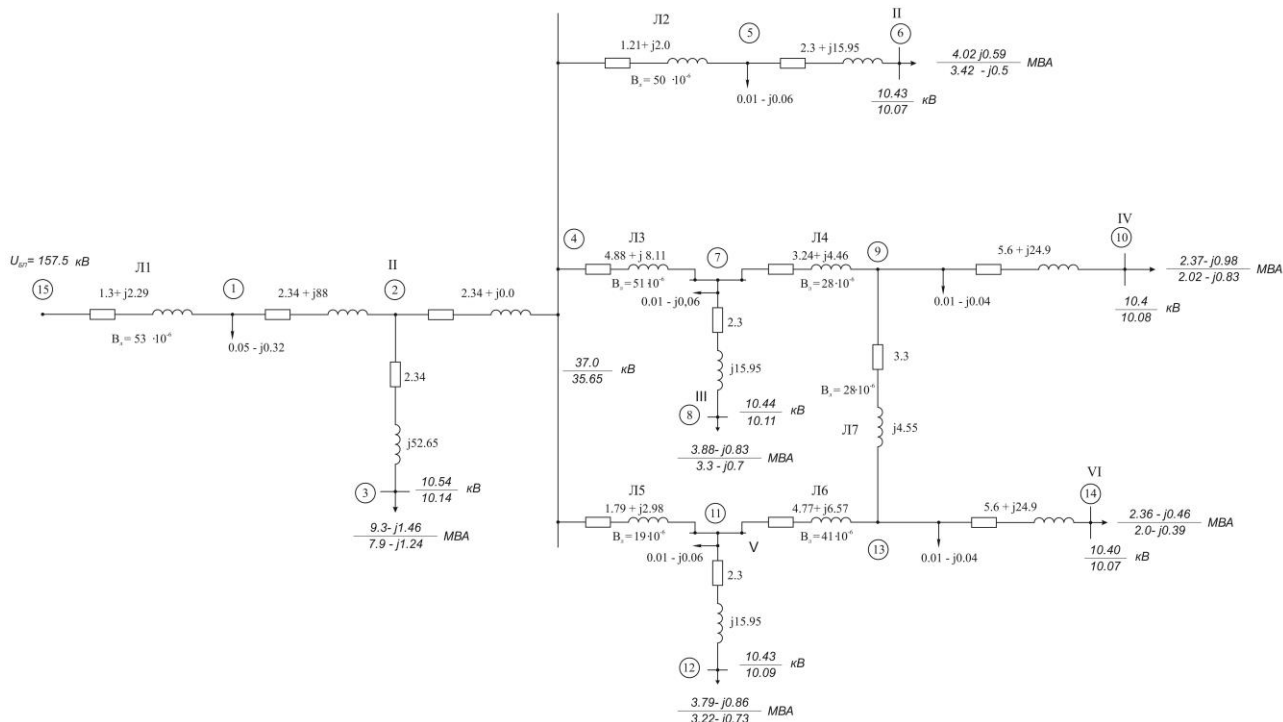


Рис.8.4. Схема заміщення замкненої мережі

Аналіз ефективності радіальної конфігурації. В умовах пікового споживання сумарні втрати активної потужності в радіальній системі електропостачання фіксуються на рівні 436,5 кВт. Завдяки коректно налаштованим відпайкам трансформаторів, напруга абсолютно в усіх вузлах навантаження стабільно тримається на цільовій позначці 10,5 кВ, а загальний коефіцієнт реактивної потужності становить 0,3. Режим мінімальних навантажень також демонструє високу стабільність та повну відповідність нормативним вимогам щодо відхилень напруги.

Дослідження режимів замкненої (кільцевої) мережі.

Для альтернативної замкненої мережі максимальне навантаження супроводжується дещо більшими втратами активної енергії, які досягають значення $\Delta P = 565$ кВт. Попри це, цільові показники напруги залишаються в межах жорстких допустимих відхилень, а розрахунковий $\text{tg}\varphi$ втрат для контрольного вузла 4 дорівнює 0,33. У період нічного спаду споживання (мінімальний режим) втрати природно знижуються до 324 кВт за умови безперервної роботи всіх наявних конденсаторних установок (загальний $\text{tg}\varphi = 0,29$).

Симуляція аварійних ситуацій (перевірка за критерієм N-1).

Особлива увага під час комп'ютерного моделювання приділялася перевірці замкненої системи на експлуатаційну живучість. Програма симулювала два найважчі післяаварійні сценарії (додаток Е): втрату одного ланцюга головної транзитної магістралі 150 кВ (Л1) та розірвання кільця через раптове відключення найзавантаженішої гілки Л5.

Результати обчислень довели, що найскладнішим випробуванням для розробленої мережі є саме аварія на ділянці Л5. Проте навіть за таких екстремальних умов обидва варіанти електропостачання здатні гарантувати всім агропромисловим споживачам стабільний рівень напруги. Відповідно, примусове впровадження графіків аварійних відключень для невідповідальних навантажень (ІІІ категорії) не знадобиться.

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

8.6. Техніко-економічний аналіз та затвердження оптимальної конфігурації мережі

Остаточний варіант щодо архітектури мережі виноситься на основі скрупульозного порівняння приведених витрат. Оцінка капітальних інвестицій та щорічних експлуатаційних відрахувань (виконана в середовищі MS Excel) виявила чітку перевагу одного з варіантів (додаток Ж).

Радіальна схема.

Сумарні капітальні вкладення

$$K_{\Sigma} = 39218,1 + 41146 = 80364,1 \text{ т.грн.}$$

Сумарні витрати

$$I_{\Sigma} = 8339,26 + 22042,05 = 30382,31 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати

$$З_I = 30382,31 + 0,12 \cdot 80364,1 = 40026,006 \text{ т.грн.}$$

Замкнута схема.

Сумарні капітальні вкладення

$$K_{\Sigma} = 35142,3 + 40322 = 75464,3 \text{ т.грн.}$$

Сумарні витрати

$$I_{\Sigma} = 8408,58 + 21924,32 = 30332,9 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати

$$З_{II} = 30332,9 + 0,12 \cdot 75464,3 = 39388,617 \text{ т.грн.}$$

Кільцева (замкнена) схема потребує значно менших сумарних розрахункових витрат, які зупинилися на позначці 39,38 млн грн. Завдяки такій суттєвій економічній вигоді та підтвердженій надійності, саме замкнена схема районної електричної мережі приймається до впровадження.

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

8.7. Перспективні напрямки модернізації: перехід до концепції

«Цифрова підстанція» та Smart Grid

Оскільки на етапі базового проектування районних підстанцій уже передбачено застосування сучасного первинного комутаційного обладнання, стратегічний фокус подальшого розвитку енерговузлів зміщується на рівень вторинних кіл, автоматики та диспетчеризації. Головним вектором комплексної модернізації є поступовий перехід розподільчої мережі до архітектури «Цифрова підстанція» відповідно до міжнародного стандарту IEC 61850.

Впровадження архітектури цифрової підстанції (IEC 61850). Класична побудова підстанцій передбачає використання кілометрів мідних контрольних кабелів для передачі аналогових сигналів від трансформаторів струму та напруги до панелей релейного захисту. Концепція цифрової підстанції кардинально змінює цей підхід:

- шина процесу (Process Bus): аналогові сигнали з первинного обладнання оцифровуються безпосередньо на розподільчому пристрої за допомогою спеціальних модулів — пристроїв сполучення (Merging Units). Далі інформація передається до терміналів захисту виключно через волоконно-оптичні лінії зв'язку. Це повністю усуває проблему електромагнітних завад, знижує похибки вимірювань та економить сотні кілограмів міді;

- обмін GOOSE-повідомленнями: замість традиційного замикання механічних контактів, інтелектуальні електронні пристрої (IED) обмінюються між собою високошвидкісними цифровими GOOSE-повідомленнями. Це дозволяє реалізувати надшвидкі алгоритми блокувань та релейного захисту, зменшуючи час реакції на аварію в мережі до мілісекунд.

Використання нетрадиційних вимірювальних трансформаторів. Наступним етапом інноваційного оновлення є заміна електромагнітних вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН) на оптичні та електронні аналоги. Оптичні трансформатори струму використовують ефект Фарадея, не містять феромагнітних осердь, а тому принципово не схильні до

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

насичення магнітопроводу під час потужних струмів короткого замикання. Це гарантує ідеальну точність комерційного обліку та бездоганну роботу мікропроцесорних захистів навіть у найважчих перехідних режимах.

Автоматизація ліній 10 кВ та ADMS-системи. Цифровізація має охоплювати не лише самі підстанції, але й повітряні магістралі, що живлять агропромислових споживачів. Для цього пропонується імплементація технологій Smart Grid на відхідних гілках 10 кВ:

- монтаж вакуумних реклоузерів: встановлення інтелектуальних комутаційних апаратів на межах секціонування кільцевої мережі. Вони здатні самостійно ідентифікувати струми пошкодження, відключати аварійну ділянку та автоматично відновлювати живлення неушкоджених сегментів (цикл АПВ) без втручання оперативного персоналу;

- перехід на ADMS (Advanced Distribution Management System): інтеграція всіх цифрових пристроїв підстанцій та лінійних реклоузерів у єдину систему управління розподільчими мережами (ADMS). Вона використовує алгоритми предиктивної аналітики, що дозволяє диспетчеру бачити топологію мережі в реальному часі, автоматично розраховувати втрати та миттєво локалізувати місця обривів чи замикань на території району.

Структурна візуалізація інформаційних потоків цифрової підстанції. Для наочного розуміння процесів обміну даними між компонентами цифрової підстанції було розроблено її багаторівневу структурну модель (рис. 8.5 та рис. 8.6). Вона чітко розмежовує:

- польовий рівень (Process Level): тут знаходяться вакуумні вимикачі, трансформатори та пристрої сполучення (Merging Units), які оцифровують фізичні струми та напруги;
- рівень приєднання (Bay Level): мікропроцесорні термінали релейного захисту (IED). Вони більше не підключені мідними дротами до трансформаторів струму
- вони просто «слухають» оптичну шину;
- станційний рівень (Station Level): Сервери SCADA та АРМ диспетчера для глобального керування.

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

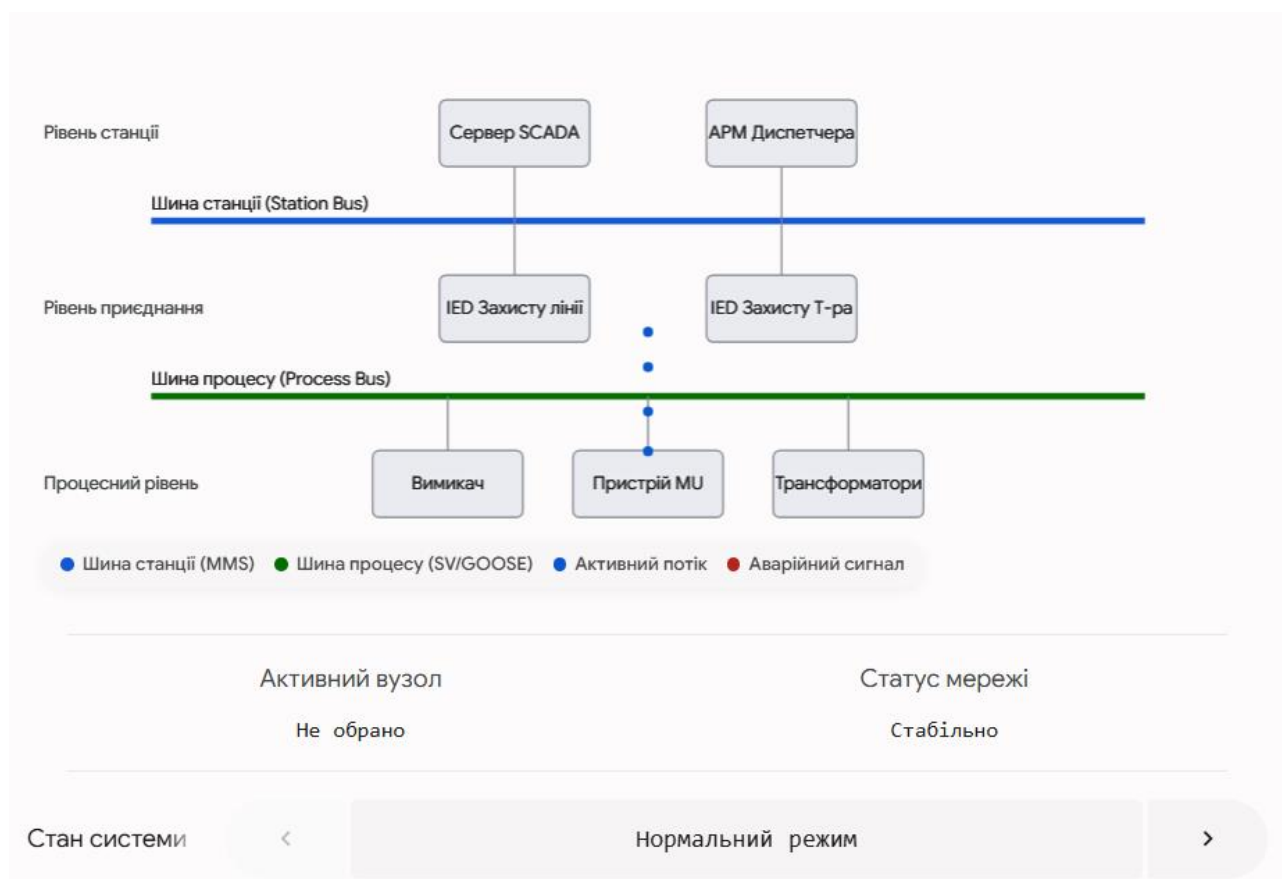


Рис.8.5. Архітектура цифрової підстанції та маршрутизація потоків у нормальному експлуатаційному режимі

Як видно з рис. 8.5, у нормальному режимі роботи первинні струми та напруги фіксуються вимірювальними трансформаторами і миттєво оцифровуються пристроями сполучення (Merging Units). Далі ці дані у вигляді безперервного потоку пакетів Sampled Values (SV) транслиуються через «Шину процесу» (Process Bus) до інтелектуальних електронних пристроїв (IED) рівня приєднання. Фізичні мідні зв'язки між високовольним обладнанням та панелями захисту в такій схемі повністю відсутні.

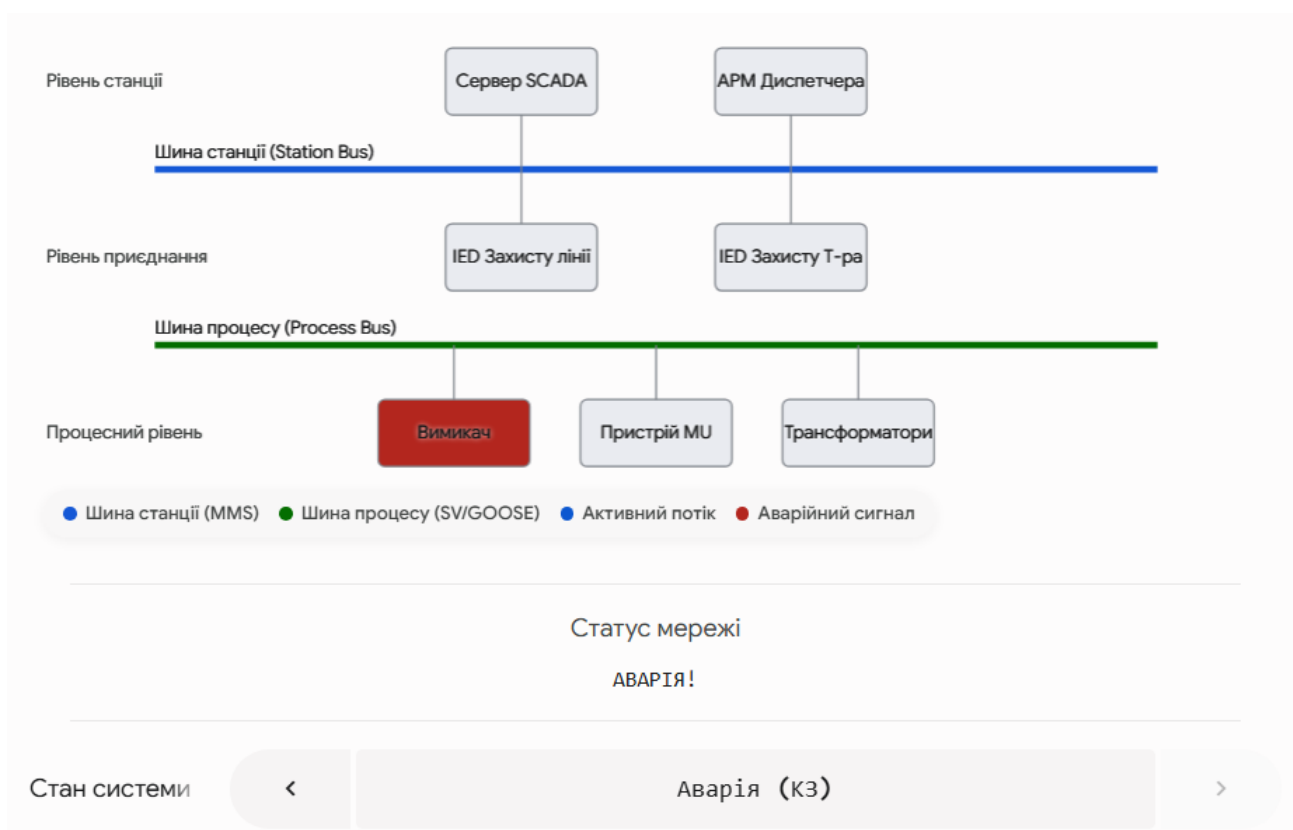


Рис. 8.6. Ініціація та передача GOOSE-повідомлень мікропроцесорним захистом (IED) під час короткого замикання

На рис. 8.6 змодельовано стан системи під час виникнення аварії (наприклад, короткого замикання на лінії). Термінал релейного захисту (IED), аналізуючи потік SV-даних, виявляє перевищення допустимих уставок і миттєво формує керуюче GOOSE-повідомлення. Цей цифровий наказ із найвищим мережевим пріоритетом передається через комутатори назад на польовий рівень, де локальний контролер вакуумного вимикача здійснює фізичне розривання силового кола.

Впровадження таких інформаційних технологій дозволить перетворити класичну схему електропостачання споживачів від підстанції «Новомиргород» на гнучку, кіберзахищену та максимально стійку енергетичну екосистему.

9. ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено актуальне завдання з розробки та комплексної оптимізації системи електропостачання споживачів підстанції «Новомиргород» 150/35/10 кВ, а також модернізації внутрішньозаводських мереж комбікормового заводу.

На основі проведених досліджень, розрахунків та моделювання отримано такі основні результати.

Виконано розрахунок електричних навантажень споживачів напругою до 1000 В за методом впорядкованих діаграм (коефіцієнта максимуму), а також визначено освітлювальні навантаження за методом питомої потужності. Сумарне активне силове навантаження заводу склало 3656,36 кВт, а реактивне — 2649,3 квар.

Обґрунтовано систему компенсації реактивної потужності, що дозволило знизити $\text{tg}\varphi_p$ втрат підприємства до нормативного значення 0,15. Локалізація конденсаторних установок серії КРМ безпосередньо на шинах 0,4 кВ цехових підстанцій та впровадження високовольтних установок УКРМ-10,5 на шинах 10 кВ забезпечили розвантаження силових трансформаторів та зниження втрат енергії.

Визначено оптимальні класи напруги для елементів зовнішнього електропостачання. Для головної живильної ділянки прийнято напругу 150 кВ, для розподільчої районної мережі — 35 кВ, а для внутрішньозаводських мереж і КТП — 10 кВ та 0,4 кВ відповідно. За результатами картограми навантажень визначено розрахунковий центр електричних навантажень (ЦЕН) підприємства.

Здійснено вибір та розрахунок параметрів силового обладнання. Для головної знижувальної підстанції обрано два триобмоткові автотрансформатори типу ТДТН-16000/150, а для районних пунктів — двообмоткові трансформатори серії ТМН потужністю 1600 та 2500 кВА. Усі апарати перевірено за умовами допустимих систематичних та післяаварійних перевантажень (критерій N-1).

						Арх.
						58
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведено аналіз струмів короткого замикання та виконано вибір високовольтної комутаційної апаратури, вимірювальних трансформаторів струму й напруги, а також приладів комерційного і технічного обліку (серії НІК 2303 ART). Усе обладнання успішно пройшло перевірку на термічну та електродинамічну стійкість до надструмів аварійних режимів.

Виконано техніко-економічне порівняння варіантів живлення районної мережі. На основі розрахунку приведених витрат у середовищі MS Excel до впровадження прийнято замкнену (кільцеву) схему мережі, яка продемонструвала меншу фінансову ємність (39,38 млн грн проти 40,02 млн грн у радіального варіанта) при забезпеченні високої експлуатаційної надійності.

Розроблено концепцію модернізації підстанцій із переходом до архітектури «Цифрова підстанція» на базі стандарту IEC 61850.

В цілому, розроблена комплексна система електропостачання споживачів підстанції «Новомиргород» та комбікормового заводу є технічно передовою, економічно доцільною та високонадійною енергетичною структурою. Спроектований об'єкт повністю відповідає чинним нормативним вимогам енергоефективності й операційної безпеки та повністю готовий до інтеграції в інтелектуальні енергетичні системи класу Smart Grid.

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

10. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ДОДАТКИ

Таблиця А.1. Розрахунок капітальних вкладень по варіанту І

№ вар.	Назва елемента схеми	Оди- ниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	9,7	316,725	3072,232
	ВРП 35 кВ	шт.	1	340	340
	2 х ТМН-2500/35	шт.	2	2100	4200
Всього					7612,232

Таблиця А.2. Розрахунок поточних витрат по варіанту І

№ вар	Назва елемента схеми	К _ј , тис.грн.	Р _{ај} , %	С _{ај} , тис.грн.	Р _{зј} , %	С _{ај} , тис.грн.	С _ј , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	3072,23	5	153,611	5	153,611	307,223
	ВРП 35 кВ	340	15	51	5	17	68
	2 х ТМН-2500/35	4200	15	630	5	210	840
Всього							1215,223

Таблиця А.3. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Оди- ниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	19,4	126,75	2458,95
	Траншея	км.	9,7	180,16	1747,55
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	197	394
Всього					4600,502

Таблиця А.4. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ј , тис.грн.	Р _{ај} , %	С _{ај} , тис.грн.	Р _{зј} , %	С _{ај} , тис.грн.	С _ј , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	2458,9	5	122,947	5	122,947	245,895
	Траншея	1747,5	5	87,3776	5	87,3776	174,755
	Шафи КРП серії КУ-10	394	15	59,1	5	19,7	78,8
Всього							499,45

Таблиця Б.1. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів $N = 6$ шт.

$N_{\text{КТП}}$	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{kn}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{kn} -$ $Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_z	$S_p, \text{кВА}$
1,2	3	2076,12	1511,07	315,81	1195,26	3·300;	900	295,256	0,72	2164,18
3	1	687,615	504,686	131,1	373,586	1·300;	300	73,5856	0,72	717,433
4	2	1352,35	821,206	362,16	459,046	2·200;	400	59,0457	0,71	1416,42

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 1600 кВАр.

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

Таблиця Б.2. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів $N = 7$ шт.

$N_{\text{КТП}}$	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{kn}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{kn} -$ $Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_z	$S_p, \text{кВА}$
1,2	3	2076,12	1511,07	315,81	1195,26	3·300;	900	295,256	0,72	2164,18
3	2	687,615	504,686	1219,5	0		0	0	0,43	852,949
4	2	1352,35	821,206	362,16	459,046	2·200;	400	59,0457	0,71	1416,42

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 1300 кВАр.

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

Таблиця Б.3. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів $N = 8$ шт.

<i>№ КТП</i>	<i>К-сть т-рів</i>	<i>P_p, кВт</i>	<i>Q_p, кВАр</i>	<i>Q_{np}, кВАр</i>	<i>Q_{kn}, кВАр</i>	<i>Кількість та потужність БК, шт. кВАр</i>	<i>Сума $Q_{БК}$, кВАр</i>	<i>Q_{kn} - $Q_{бк}$, кВАр</i>	<i>K_3</i>	<i>S_p, кВА</i>
1,2	3	2076,12	1511,07	315,81	1195,26	3·300;	900	295,256	0,72	2164,18
3	2	687,615	504,686	1219,5	0		0	0	0,43	852,949
4,5	3	1352,35	821,206	1606,6	0		0	0	0,53	1582,16

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 900 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2·300; сумарна потужність БК 10 кВ складає 600 кВАр.

Таблиця Б.4. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В з урахуванням КП

Назва групи споживачів	Кіл-ть ЕС	Родного, кВт		Рсум, кВт	m	K _и	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		п _{сф}	K _м	Розрахункове навантаження		
		min	max						Р _{см} , кВт	Q _{см} , квар			Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП№1,2															
силова	108	0	185	3450,00		0,5	0,8	0,86	1641,85	1412,39	37	1,18	1944,20	1412,39	2403,07
освітлювальна													131,92	98,67	
БК 0,4 кВ														-900	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1,2													2076,12	611,07	2164,18
Втрати в трансформаторах													23,47	127,87	
Кількість трансформаторів:	3														
Номинальна потужність, кВА:	1000														
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,72														
Всього на шинах 10кВ ТП№1,2													2099,59	738,93	2225,83
ТП№3															
силова	87	1	34	1132,4		0,5	0,76	0,85	565,33	479,76	67	1,124	635,69	479,76	796,41
освітлювальна													51,93	24,92	
БК 0,4 кВ														-300	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП3													687,61	204,69	717,43
Втрати в трансформаторах													7,76	42,31	
Кількість трансформаторів:	1														
Номинальна потужність, кВА:	1000														
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,72														
Всього на шинах 10 кВ ТП3													695,38	246,99	737,94
ТП№4															
силова	81	5	100	2275	20	0,5	0,81	0,73	1041,50	757,14	46	1,170	1218,87	757,14	1434,89
освітлювальна													133,48	64,07	
БК 0,4 кВ														-400	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП4													1352,35	421,21	1416,42
Втрати в трансформаторах													15,23	83,17	

Продовження таблиці Б.4.

1		2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кількість трансформаторів:	2																
Номинальна потужність, кВА:	1000																
Коефіцієнт завантаження K_z =	0,71																
Всього на шинах 10 кВ ТП4															1367,58	504,38	1457,63
Всього по комбікормовому заводу																	
силова		276	0,0	-	185	6857,4		0,47	0,77	0,82	3248,68	2649,29	74	1,13	3656,36	2649,29	4515,28
освітлювальна															317,33	187,67	
Всього															3973,69	2836,96	4882,47
БК 0,4 кВ																-1600	
Втрати в трансформаторах															46,47	253,35	
Всього по комбікормовому заводу															4020,16	1490,31	4287,50
БК 10 кВ													tgφ=	0,147		-900,00	
Всього по заводу на шинах 10 кВ															4020,16	590,31	4063,27

Розрахунок витрат на компенсацію реактивної потужності

Варіант 1. $N = 6$ шт.

Втрати активної потужності в КП:

$$\Delta P_{KH} = P_{ПИТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 1600 = 7,2 \text{ кВт}$$

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

Втрати активної потужності при передачі через трансформатори реактивної потужності:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{P_{HH}^2 + Q_1^2}{U_H^2} R_T \cdot 10^{-3} = \frac{3973,69^2 + 1215,8^2}{10^2} \cdot 0,18 \cdot 0,001 = 31,08 \text{ кВт}$$

де

$$R_{екв} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{N \cdot S_{ном}^2} \cdot 10^3 = \frac{11 \cdot 10^2}{6 \cdot 1000^2} \cdot 1000 = 0,18 \text{ Ом}$$

Вартість КП на стороні 0,4 кВ:

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

$$= 2 \cdot 92 + 4 \cdot 138 = 736 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB i} \cdot K_{KB i} = 2 \cdot 72 = 144 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$\begin{aligned} K_{КТП} &= N_{КТП(2)} \cdot K_{КТП(2)} + N_{КТП(1)} \cdot K_{КТП(1)} = \\ &= 2 \cdot 1276 + 2 \cdot 675 = 3902 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$\begin{aligned} Z &= E_H (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + C_0 \tau (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ТП}) = \\ &= 0,12 \cdot (736 + 144 + 3902) + 8,65 \cdot 2802,9 \cdot (7,2 + 2,7 + 31,08) \cdot 10^{-3} = \\ &= 1567,4 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Таблиця В.1. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності

№ вар.	$Q_{\text{кн}},$ <i>кВАр</i>	$\Delta P_{\text{кн}},$ <i>кВт</i>	$Q_{\text{кв}},$ <i>кВАр</i>	$\Delta P_{\text{кв}},$ <i>кВт</i>	$N_{\text{тр}},$ <i>шт.</i>	$R_{\text{екв}},$ <i>Ом</i>	$S_{\text{пр}},$ <i>кВА</i>	$\Delta P_{\text{тп}},$ <i>кВт</i>	$K_{\text{кн}},$ <i>тис.</i> <i>грн.</i>	$K_{\text{кв}},$ <i>тис.</i> <i>грн.</i>	$K_{\text{ктп}},$ <i>тис.</i> <i>грн.</i>	$З,$ <i>тис.</i> <i>грн.</i>
1	1600	7,2	900	2,7	6	0,18	4155,54	31,08	736	144	3902	1567
2	1300	5,85	900	2,7	7	0,16	4861,94	37,82	598	144	4503	1754
3	900	4,05	600	1,8	8	0,14	5566,73	43,38	414	134	5178	1881

Таблиця Г.1. Вибір кабелів 10 кВ мережі комбікормового заводу

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	Sp, кВА	Ip, А	Fp, мм ²	Fст, мм ²	Fмин Т.У., мм ²	Idоп, А	Iав.р, А	Idоп', А
1	п/ст-ТП1	2	1483,9	42,84	30,6	35	25	115	85,68	132,02
2	п/ст -ТП2	1	741,94	42,84	30,6	35	25	115	-	-
3	п/ст -ТП3	1	717,43	41,42	29,6	35	25	115	-	-
4	п/ст -ТП4	2	1457,63	42,08	30,1	35	25	115	84,16	132,02

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

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ik'', кА	1,61	1,59	0,65	1,6	0,652	1,61	0,65	1,6	0,65

Таблиця Г.3 Вибір вимикачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР35НС-20/1600
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС}=67,03$ А	$I_{ном}=1600$ А
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт}=I''=3,54$ кА	$I_{отк.ном}=20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат}=\sqrt{2}*3,54+0=$ $=4,99$ кА	$\sqrt{2}I_{отк.ном}(1+0)=\sqrt{2}*20(1+0,4)=$ $=39,5$ кА
5. $I'' \leq I_{пр.с}$	$I''=3,54$ кА	$I_{пр.с}=20$ кА
6. $i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=6,23$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k=6,1$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}=20^2 \cdot 3=$ $=1200$ кА ² с

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

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		РНДЗ-35
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС}=67,03$ А	$I_{ном}=1000$ А
3. $i_y \leq I_{дин}$	$i_y=6,23$ кА	$I_{дин}=64$ кА
4. $B_k \leq B_T$	$B_k=6,1$ кА ² с	$B_T=1600$ кА ² с
Тип привода		ПРН-110М

Таблиця Г.5 Вибір вимикачів на шинах 10 кВ (ввідний)

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС} = 234,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 1,79 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 1,79 + 0 = 2,52 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 40/100) = 39,48 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 1,79 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,92 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 4,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця Г.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Електроприймачі	Встановлена потужність, кВт	Кіл-ть	P, кВт	Q, кВар
1. Електродвигуни обдуву трансформатору	8	2	16	10
2. Пристрої підігріву комірок	0,6	5	3	0,75
2. Обігрів вимикачів ВРП	1,2	3	3,6	-
3. Опалення та освітлення приміщення	5,5	1	5,5	-
4. Зовнішнє освітлення	4,5	1	4,5	-
5. Навантаження, яке споживається оперативними ланцюгами	2,0	1	2,0	-
Всього			34,6	10,75

Таблиця Г.7. Перевірка ТС за умовами вибору на вводі 35 кВ

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35АУ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	$I_{роб.форс} = 67,03 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
$i_{yd} \leq i_{дин}$	$i_{yd} = 6,23 \text{ кА}$	$i_{дин.ст} = 84 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$	$B_k = 6,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 1,294 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,0 \text{ Ом}$

Таблиця Г.8. Перелік вимірювальних приладів на вводі від трансформатора ГЗП до КРП 10 кВ

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е 377	0,1	—	—
Ватметр	Д-335	0,5	—	0,5
Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
Електронний лічильник «НІК»	2303 ART.1000.MC.15	0,1		0,1
Всього		1,2	—	1,1

Таблиця Г.9. Перевірка ТС за умовами вибору на вводі від трансформатора ГЗП до КРП 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ТЛК 10-УЗ
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 234,6$ А	$I_{ном} = 300$ А
3. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,92$ кА	$i_{дин} = 52$ кА
4. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 4,43$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300$ кА ² с
5. $Z_2 \leq Z_{2н}$	$Z_2 = 0,266$ Ом	$Z_{2н} = 0,4$ Ом

Таблиця Г.10 Перелік вимірювальних приладів на відхідній від КРП 10 кВ лінії

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е 377	0,1	—	—
Електронний лічильник «НІК»	2303 ART.1000.MC.15	0,1		0,1
Всього		0,2	—	0,1

Таблиця Г.11. Перевірка ТС за умовами вибору на відхідній лінії 10 кВ від КРП до КТП-4

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТЛК-10-100УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	$I_{роб.форс} = 84,16$ А	$I_{ном} = 100$ А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 3,92$ кА	$i_{дин.ст} = 74,5$ кА
$B_k \leq I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$	$B_k = 4,43$ кА ² ·с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300$ кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,182$ Ом	$Z_{2ном} = 0,4$ Ом

Таблиця Г.12. Розрахунок вторинного навантаження ТН 35 кВ

Прилад	Тип приладу	Кількість	Загальна потужність			
			Р, кВт	ΣР, кВт	Q, кВар	ΣQ, кВар
Електронний лічильник	A1800	1	2	2	2,99	2,99
Вольтметр	E 377	1	2	2	—	—
Всього				4		2,99

Таблиця Г.13. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги секції шин 10 кВ

Прилад	Тип приладу	Кількість	Загальна потужність			
			Р, кВт	Σ Р, кВт	Q, кВар	Σ Q, вар
Збірні шини 10 кВ:						
Вольтметр для вимірювання міжфазних напруг	E 377	1	2	2		
Вольтметр для вимірювання фазних напруг	E 377	1	2	2		
Ввід від трансформатора ГЗП						
Ватметр	Д-335	1	0,5	0,5	2,16	2,16
Варметр	Д-335	1	0,5	0,5	2,16	2,16
Ввід, приєднання 10 кВ:						
Електронний лічильник «НІК»	2303 ART	6	2	12	9,7	58,2
Всього				17		62,52

Таблиця Д.1. Вибір трансформаторів на п/ст 35/10 кВ

П/ст	$S_{\max}$, МВА	N	$K_{1,2}$	S_p , МВА	S_n , МВА	$K_{зав}$
2	4,063	2	0,8	2,32	ТМН 2,5	0,813
3	3,97	2	0,8	2,27	ТМН 2,5	0,794
4	2,56	2	0,8	1,47	ТМН 1,6	0,801
5	4,06	2	0,8	2,32	ТМН 2,5	0,812
6	2,48	2	0,8	1,42	ТМН 1,6	0,775

Таблиця Д.2. Технічні дані трансформаторів 35/10 кВ

П/ст	Тип	ΔP_K , кВт	U_K , %	ΔP_X , кВт	I_X , %
4, 6	ТМН 1,6	23,5	6,5	5,1	1,1
2, 3, 5	ТМН 2,5	23,5	6,5	5,1	1,1

Таблиця Д.3. Параметри двообмоткових трансформаторів

Тип	N	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{CT} , МВт	ΔQ_{CT} , МВар
ТМН 1600/35	2	11,2	49,8	0,0102	0,02
ТМН 2500/35	2	4,6	31,9	0,0102	0,03

Таблиця Д.4. Вибір проводів ліній радіальної схеми електропостачання

№ п/п	Лінія	$U_{ном}$, кВ	S , МВА	N	$I_{пл}$, А	Провід	$I_{рн}$, А	$I_{доп}$, А
1	Л1	150	25,10	2	50,72	АС120/19	101,44	390
2	Л2	35	4,06	2	35,19	АС120/19	70,37	390
3	Л3	35	6,50	2	56,29	АС120/19	112,58	390
4	Л4	35	2,56	2	22,17	АС120/19	44,34	390
5	Л5	35	6,54	2	56,64	АС120/19	113,28	390
6	Л6	35	2,48	2	21,48	АС120/19	42,95	390

Таблиця Д.5. Розрахунок параметрів лінії радіальної схеми електропостачання

Лінія	Марка проводу	L, км	N, шт.	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	R_L , Ом	X_L , Ом	$B_L \cdot 10^{-6}$, См
Л1	АС120/19	10,40	2	0,249	0,441	2,56	1,295	2,293	53,25
Л2	АС120/19	9,70	2	0,249	0,414	2,60	1,208	2,008	50,44
Л3	АС120/19	19,60	2	0,249	0,414	2,60	2,440	4,057	101,92
Л4	АС120/19	10,60	2	0,249	0,414	2,60	1,320	2,194	55,12
Л5	АС120/19	7,20	2	0,249	0,414	2,60	0,896	1,490	37,44
Л6	АС120/19	15,60	2	0,249	0,414	2,60	1,942	3,229	81,12

Таблиця Д.6 . Вибір проводів ліній замкнутої схеми електропостачання

№ п/п	Лінія	$U_{ном}, кВ$	$S, МВА$	N	$I_{рл}, А$	Провід	$I_{рн}, А$	$I_{доп}, А$
1	Л1	150	25,10	2	50,72	АС120/19 ▼	101,44	390
2	Л2	35	4,06	2	35,19	АС120/19 ▼	70,37	390
3	Л3	35	5,43	1	94,05	АС120/19 ▼	215,33	390
4	Л4	35	1,50	1	25,98	АС95/16 ▼	150,30	330
5	Л5	35	7,62	1	131,98	АС120/19 ▼	215,33	390
6	Л6	35	3,56	1	61,66	АС95/16 ▼	148,40	330
7	Л7	35	1,08	1	18,71	АС95/16 ▼	107,98	330

Таблиця Д.7 . Розрахунок параметрів лінії замкнутої схеми електропостачання

Лінія	Марка проводу	$L, км$	$N, шт.$	$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$	$b_0 \cdot 10^{-6}, См/км$	$R_l, Ом$	$X_l, Ом$	$B_l \cdot 10^{-6}, См$
Л1	АС120/19	10,40	2	0,249	0,441	2,56	1,295	2,293	53,25
Л2	АС120/19	9,70	2	0,249	0,414	2,60	1,208	2,008	50,44
Л3	АС120/19	19,60	1	0,249	0,414	2,60	4,880	8,114	50,96
Л4	АС95/16	10,60	1	0,306	0,421	2,60	3,244	4,463	27,56
Л5	АС120/19	7,20	1	0,249	0,414	2,60	1,793	2,981	18,72
Л6	АС95/16	15,60	1	0,306	0,421	2,60	4,774	6,568	40,56
Л7	АС95/16	10,80	1	0,306	0,421	2,60	3,305	4,547	28,08

Максимальний режим. Радіальна схема мережі. Qкп=4.8 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	9.30	1.46	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	4.02	0.590	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.88	0.83	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.37	0.98	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.79	1.46	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.36	0.76	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	2.44	4.06	102
L	7	9	1.32	2.19	55
L	4	11	0.90	1.49	37
L	11	13	1.94	3.23	81

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	158.00
T	4	2	2.34	0.01	38.5	158.00
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.625
T	10	9	5.60	24.90	11.00	37.100
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.625

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.216	-9.210	0.000	0.000
1	157.14	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	151.77	-5.6	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.52	-6.8	9.300	1.460	0.000	0.000
4	36.91	-5.6	0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.73	-5.9	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.40	-9.3	4.020	0.590	0.000	0.000
7	36.24	-6.5	0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.40	-9.1	3.880	0.830	0.000	0.000
9	36.09	-6.6	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.37	-9.1	2.370	0.980	0.000	0.000
11	36.65	-5.9	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.39	-9.1	3.790	1.460	0.000	0.000
13	36.45	-6.1	0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.38	-8.6	2.360	0.760	0.000	0.000

Баланс по пассивн. елем-м			0.446	2.550	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.216	-9.210	26.175	10.449	0.041121
1	2	-26.125	-10.129	26.051	7.331	0.074401
4	5	-4.065	-0.861	4.049	0.903	0.015384
4	7	-6.398	-2.183	6.316	2.182	0.082403
7	9	-2.407	-1.094	2.400	1.154	0.007106
4	11	-6.247	-2.610	6.217	2.610	0.030369
11	13	-2.397	-0.829	2.387	0.921	0.009422
3	2	9.300	1.460	-9.309	-1.664	0.009085
4	2	16.710	5.653	-16.742	-5.667	0.031735
6	5	4.020	0.590	-4.049	-0.843	0.029165
8	7	3.880	0.830	-3.909	-1.028	0.028600
10	9	2.370	0.980	-2.400	-1.114	0.030105
12	11	3.790	1.460	-3.820	-1.721	0.030054
14	13	2.360	0.760	-2.387	-0.881	0.027300
						0.446249

tgφ=0.338

Максимальний режим. Радіальна схема мережі. Q_{кп}=5.4 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	9.30	1.46	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	4.02	0.590	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.88	0.83	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.37	0.98	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.79	0.86	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.36	0.76	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	2.44	4.06	102
L	7	9	1.32	2.19	55
L	4	11	0.90	1.49	37
L	11	13	1.94	3.23	81

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	158.00
T	4	2	2.34	0.01	38.5	158.00
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.625
T	10	9	5.60	24.90	11.00	37.100
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.625

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.206	-8.517	0.000	0.000
1	157.15	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	152.17	-5.6	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.54	-6.8	9.300	1.460	0.000	0.000
4	37.01	-5.6	-0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.83	-5.9	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.43	-9.3	4.020	0.590	0.000	0.000
7	36.34	-6.5	-0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.43	-9.1	3.880	0.830	0.000	0.000
9	36.19	-6.6	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.40	-9.0	2.370	0.980	0.000	0.000
11	36.78	-5.9	0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.53	-9.1	3.790	0.860	0.000	0.000
13	36.57	-6.2	-0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.42	-8.6	2.360	0.760	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			0.436	2.457	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.206	-8.517	26.166	9.758	0.040403
1	2	-26.116	-9.438	26.043	6.690	0.073065
4	5	-4.064	-0.859	4.049	0.902	0.015298
4	7	-6.397	-2.179	6.315	2.180	0.081920
7	9	-2.407	-1.092	2.400	1.153	0.007063
4	11	-6.241	-1.976	6.213	1.980	0.028231
11	13	-2.396	-0.827	2.387	0.921	0.009353
3	2	9.300	1.460	-9.309	-1.663	0.009037
4	2	16.703	5.013	-16.734	-5.027	0.030853
6	5	4.020	0.590	-4.049	-0.842	0.029004
8	7	3.880	0.830	-3.908	-1.027	0.028437
10	9	2.370	0.980	-2.400	-1.113	0.029927
12	11	3.790	0.860	-3.817	-1.092	0.026804
14	13	2.360	0.760	-2.387	-0.881	0.027103
						0.436496

tgφ=0.3

Аварійний режим. Радіальна схема мережі.

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	9.30	1.46	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	4.02	0.590	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.88	0.83	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.37	0.98	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.79	0.86	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.36	0.76	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	2.60	4.58	26
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	2.44	4.06	102
L	7	9	1.32	2.19	55
L	4	11	0.90	1.49	37
L	11	13	1.94	3.23	81

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	158.00
T	4	2	2.34	0.01	38.5	158.00
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.625
T	10	9	5.60	24.90	11.00	36.575
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.625

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.250	-9.285	0.000	0.000
1	156.79	-0.2	0.050	0.320	0.000	0.000
2	151.78	-5.7	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.52	-6.9	9.300	1.460	0.000	0.000
4	36.91	-5.7	0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.73	-6.0	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.40	-9.4	4.020	0.590	0.000	0.000
7	36.25	-6.6	-0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.40	-9.3	3.880	0.830	0.000	0.000
9	36.09	-6.8	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.52	-9.2	2.370	0.980	0.000	0.000
11	36.68	-6.0	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.50	-9.2	3.790	0.860	0.000	0.000
13	36.48	-6.3	0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.39	-8.7	2.360	0.760	0.000	0.000

Баланс по пассивн. елем-м			0.480	3.225	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.250	-9.285	26.168	9.782	0.081897
1	2	-26.118	-9.462	26.045	6.700	0.073458
4	5	-4.065	-0.861	4.049	0.903	0.015380
4	7	-6.398	-2.183	6.316	2.182	0.082383
7	9	-2.407	-1.094	2.400	1.154	0.007104
4	11	-6.242	-1.979	6.214	1.982	0.028387
11	13	-2.397	-0.828	2.387	0.921	0.009406
3	2	9.300	1.460	-9.309	-1.664	0.009083
4	2	16.705	5.022	-16.736	-5.036	0.031024
6	5	4.020	0.590	-4.049	-0.843	0.029159
8	7	3.880	0.830	-3.909	-1.028	0.028594
10	9	2.370	0.980	-2.400	-1.114	0.030097
12	11	3.790	0.860	-3.817	-1.094	0.026948
14	13	2.360	0.760	-2.387	-0.881	0.027252
						0.480172

Мінімальний режим. Радіальна схема мережі.

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	7.90	1.24	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	3.42	0.50	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.30	0.70	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.02	0.83	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.22	0.73	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.00	0.65	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	2.44	4.06	102
L	7	9	1.32	2.19	55
L	4	11	0.90	1.49	37
L	11	13	1.94	3.23	81

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	165.11
T	4	2	2.34	0.01	38.5	165.11
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.625
T	10	9	5.60	24.90	11.00	37.100
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.625

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-22.238	-6.570	0.000	0.000
1	157.21	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	153.17	-4.7	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.14	-5.7	7.900	1.240	0.000	0.000
4	35.66	-4.7	-0.000	0.000	0.000	0.000
5	35.50	-5.0	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.07	-8.1	3.420	0.500	0.000	0.000
7	35.08	-5.5	-0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.09	-7.9	3.300	0.700	0.000	0.000
9	34.94	-5.7	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.07	-7.9	2.020	0.830	0.000	0.000
11	35.46	-5.0	0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.17	-7.9	3.220	0.730	0.000	0.000
13	35.28	-5.2	-0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.07	-7.4	2.000	0.650	0.000	0.000

Баланс по пассивн. елем-м			0.328	1.340	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-22.238	-6.570	22.209	7.832	0.028653
1	2	-22.159	-7.512	22.107	5.563	0.051832
4	5	-3.454	-0.712	3.443	0.755	0.011881
4	7	-5.434	-1.805	5.371	1.827	0.063369
7	9	-2.049	-0.915	2.043	0.973	0.005467
4	11	-5.291	-1.653	5.269	1.663	0.021800
11	13	-2.028	-0.693	2.021	0.783	0.007202
3	2	7.900	1.240	-7.906	-1.385	0.006426
4	2	14.179	4.169	-14.201	-4.178	0.021855
6	5	3.420	0.500	-3.443	-0.695	0.022510
8	7	3.300	0.700	-3.322	-0.852	0.021987
10	9	2.020	0.830	-2.043	-0.933	0.023139
12	11	3.220	0.730	-3.241	-0.910	0.020729
14	13	2.000	0.650	-2.021	-0.743	0.020859
						0.327708

tgφ=0.294

Максимальний режим.Замкнута схема мережі.Qкп=5.4 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	9.30	1.46	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	4.02	0.590	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.88	0.83	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.37	0.98	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.79	0.86	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.36	0.76	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	4.88	8.11	51
L	7	9	3.24	4.46	28
L	4	11	1.79	2.98	19
L	11	13	4.77	6.57	41
L	9	13	3.3	4.55	28

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	158.00
T	4	2	2.34	0.01	38.5	158.00
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.10
T	10	9	5.60	24.90	11.00	36.575
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	36.575

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.345	-8.953	0.000	0.000
1	157.14	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	151.92	-5.6	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.53	-6.8	9.300	1.460	0.000	0.000
4	36.95	-5.6	-0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.77	-5.9	0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.41	-9.3	4.020	0.590	0.000	0.000
7	35.79	-7.1	-0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.41	-9.8	3.880	0.830	0.000	0.000
9	35.57	-7.3	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.36	-9.8	2.370	0.980	0.000	0.000
11	36.39	-6.4	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.41	-9.6	3.790	0.860	0.000	0.000
13	35.71	-7.1	-0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.45	-9.6	2.360	0.760	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			0.575	2.893	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.345	-8.953	26.304	10.192	0.041213
1	2	-26.254	-9.872	26.179	7.068	0.074550
4	5	-4.064	-0.860	4.049	0.902	0.015351
4	7	-5.417	-2.008	5.297	1.877	0.119829
7	9	-1.388	-0.783	1.381	0.810	0.006494
4	11	-7.357	-2.522	7.278	2.415	0.079400
11	13	-3.460	-1.258	3.411	1.243	0.049077
9	13	1.020	0.348	-1.023	-0.317	0.002996
3	2	9.300	1.460	-9.309	-1.664	0.009067
4	2	16.839	5.390	-16.870	-5.404	0.031816
6	5	4.020	0.590	-4.049	-0.842	0.029104
8	7	3.880	0.830	-3.909	-1.034	0.029352
10	9	2.370	0.980	-2.401	-1.118	0.031050
12	11	3.790	0.860	-3.817	-1.098	0.027404
14	13	2.360	0.760	-2.389	-0.887	0.028512
						0.575217

tgφ=0.32

Максимальний режим. Замкнута схема мережі. Q_{кп}=5.7 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	9.30	1.46	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	4.02	0.590	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.88	0.83	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.37	0.98	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.79	0.86	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.36	0.46	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	4.88	8.11	51
L	7	9	3.24	4.46	28
L	4	11	1.79	2.98	19
L	11	13	4.77	6.57	41
L	9	13	3.3	4.55	28

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	158.00
T	4	2	2.34	0.01	38.5	158.00
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.10
T	10	9	5.60	24.90	11.00	36.575
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.10

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.335	-8.601	0.000	0.000
1	157.15	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	152.12	-5.6	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.54	-6.8	9.300	1.460	0.000	0.000
4	37.00	-5.6	0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.82	-5.9	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.43	-9.3	4.020	0.590	0.000	0.000
7	35.87	-7.1	0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.44	-9.8	3.880	0.830	0.000	0.000
9	35.66	-7.3	-0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.39	-9.8	2.370	0.980	0.000	0.000
11	36.46	-6.4	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.43	-9.6	3.790	0.860	0.000	0.000
13	35.81	-7.1	-0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.40	-9.7	2.360	0.460	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			0.565	2.841	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.335	-8.601	26.294	9.841	0.040838
1	2	-26.244	-9.521	26.170	6.744	0.073852
4	5	-4.064	-0.859	4.049	0.902	0.015308
4	7	-5.414	-1.892	5.296	1.764	0.117726
7	9	-1.387	-0.671	1.381	0.699	0.006038
4	11	-7.352	-2.316	7.274	2.212	0.077780
11	13	-3.457	-1.056	3.410	1.044	0.047094
9	13	1.020	0.459	-1.023	-0.427	0.003205
3	2	9.300	1.460	-9.309	-1.663	0.009042
4	2	16.830	5.067	-16.861	-5.080	0.031358
6	5	4.020	0.590	-4.049	-0.842	0.029022
8	7	3.880	0.830	-3.909	-1.033	0.029220
10	9	2.370	0.980	-2.401	-1.117	0.030879
12	11	3.790	0.860	-3.817	-1.097	0.027298
14	13	2.360	0.460	-2.386	-0.577	0.026318
						0.564978

tgφ=0.301

Аварійний режим (відкл. Л5). Замкнута схема мережі. Qкп=5.7 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	9.30	1.46	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	4.02	0.590	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.88	0.83	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.37	0.98	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.79	0.86	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.36	0.46	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	4.88	8.11	51
L	7	9	3.24	4.46	28
L	11	13	4.77	6.57	41
L	9	13	3.3	4.55	28

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	158.00
T	4	2	2.34	0.01	38.5	158.00
T	6	5	2.30	19.95	11.0	37.625
T	8	7	2.30	15.95	11.00	34.475
T	10	9	5.60	24.90	11.00	32.375
T	10	9	5.60	24.90	11.00	32.375
T	12	11	2.30	19.95	11.00	31.85
T	14	13	5.60	24.90	11.0	31.85

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-27.501	-11.020	0.000	0.000
1	157.10	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	150.78	-5.9	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.45	-7.1	9.300	1.460	0.000	0.000
4	36.66	-5.9	0.000	0.000	0.000	0.000
5	36.48	-6.2	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.47	-9.7	4.020	0.590	0.000	0.000
7	33.51	-9.7	-0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.46	-12.9	3.880	0.830	0.000	0.000
9	32.13	-11.3	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.49	-14.4	2.370	0.980	0.000	0.000
11	30.29	-13.7	0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.12	-18.5	3.790	0.860	0.000	0.000
13	31.17	-12.5	0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.46	-15.9	2.360	0.460	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			1.731	5.260	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-27.501	-11.020	27.454	12.249	0.046780
1	2	-27.404	-11.929	27.319	8.744	0.084689
4	5	-4.065	-0.866	4.050	0.907	0.015606
4	7	-13.906	-6.194	13.063	4.856	0.843043
7	9	-9.150	-3.733	8.868	3.374	0.282135
11	13	3.830	1.271	-3.915	-1.349	0.084451
9	13	-6.459	-2.182	6.310	2.005	0.148738
3	2	9.300	1.460	-9.309	-1.667	0.009206
4	2	17.972	7.060	-18.010	-7.076	0.038541
6	5	4.020	0.590	-4.050	-0.847	0.029584
8	7	3.880	0.830	-3.914	-1.064	0.033696
10	9	2.370	0.980	-2.409	-1.152	0.038657
12	11	3.790	0.860	-3.830	-1.211	0.040466
14	13	2.360	0.460	-2.395	-0.617	0.035266
						1.730858

Мінімальний режим. Замкнута схема мережі. Q_{кп}=5.7 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	15	3	157.5	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	150	0.050	0.320	0	0
N	2	1	150	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	7.90	1.24	0	0
N	4	1	35	0.0	0.0	0	0
N	5	1	35	0.0	0.06	0	0
N	6	1	10	3.42	0.50	0	0
N	7	1	35	0.0	0.06	0	0
N	8	1	10	3.30	0.70	0	0
N	9	1	35	0.0	0.04	0	0
N	10	1	10	2.02	0.83	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.22	0.73	0	0
N	13	1	35	0.0	0.04	0	0
N	14	1	10	2.0	0.39	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	1.30	2.29	53
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.21	2.0	50
L	4	7	4.88	8.11	51
L	7	9	3.24	4.46	28
L	4	11	1.79	2.98	19
L	11	13	4.77	6.57	41
L	9	13	3.3	4.55	28

T - Трансформатори 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	3	2	2.34	52.65	11.0	165.11
T	4	2	2.34	0.01	38.5	165.11
T	6	5	2.30	19.95	11.0	38.15
T	8	7	2.30	15.95	11.00	37.10
T	10	9	5.60	24.90	11.00	36.575
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.10

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-22.336	-6.623	0.000	0.000
1	157.21	-0.1	0.050	0.320	0.000	0.000
2	153.14	-4.7	-0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.14	-5.7	7.900	1.240	0.000	0.000
4	35.65	-4.7	0.000	0.000	0.000	0.000
5	35.49	-5.0	-0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.07	-8.1	3.420	0.500	0.000	0.000
7	34.67	-6.1	0.000	0.060	0.000	0.000
8	10.11	-8.6	3.300	0.700	0.000	0.000
9	34.49	-6.3	0.000	0.040	0.000	0.000
10	10.08	-8.5	2.020	0.830	0.000	0.000
11	35.18	-5.4	0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.09	-8.4	3.220	0.730	0.000	0.000
13	34.62	-6.1	0.000	0.040	0.000	0.000
14	10.07	-8.4	2.000	0.390	0.000	0.000

Баланс по пасивн. елем-м			0.426	1.653	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-22.336	-6.623	22.307	7.884	0.028922
1	2	-22.257	-7.564	22.205	5.597	0.052319
4	5	-3.454	-0.712	3.443	0.755	0.011886
4	7	-4.591	-1.567	4.500	1.480	0.090730
7	9	-1.177	-0.563	1.173	0.590	0.004643
4	11	-6.231	-1.924	6.171	1.848	0.059953
11	13	-2.930	-0.875	2.894	0.875	0.036210
9	13	0.871	0.385	-0.874	-0.355	0.002483
3	2	7.900	1.240	-7.906	-1.385	0.006428
4	2	14.276	4.203	-14.298	-4.212	0.022168
6	5	3.420	0.500	-3.443	-0.695	0.022519
8	7	3.300	0.700	-3.323	-0.856	0.022526
10	9	2.020	0.830	-2.044	-0.936	0.023793
12	11	3.220	0.730	-3.241	-0.913	0.021070
14	13	2.000	0.390	-2.020	-0.480	0.020146
						0.425797

tgφ=0.294

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

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}, кВ$	$L, км$	$N, шт.$	Тип опори	$K_{л.уд.}, тис. грн.$	$K_{л.}, тис. грн.$	$ал+рл+ол, \%$	$I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС120/19	150	10,40	2	ж/б	642,00	6676,80	10	667,68
Л2	АС120/19	35	9,70	2	ж/б	519,00	5034,30	10	503,43
Л3	АС120/19	35	19,60	2	ж/б	519,00	10172,40	10	1017,24
Л4	АС120/19	35	10,60	2	ж/б	519,00	5501,40	10	550,14
Л5	АС120/19	35	7,20	2	ж/б	519,00	3736,80	10	373,68
Л6	АС120/19	35	15,60	2	ж/б	519,00	8096,40	10	809,64
Сума:							39218,10		3921,81

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

п/ст	Тип трансформатора	N	$K'_{т.}, тис. грн.$	$K_{т.}, тис. грн.$	$N_{150 кВ}$	$N_{35 кВ}$	$K_{в.}, тис. грн.$	$Q_{кп.}, МВАр$	$K_{кп.}, тис. грн.$	$КПЗ, тис. грн.$	$K_{п/ст.}, тис. грн.$	$I_{а п/ст.}, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	2490,00	4980,00	3	9	10080	-	0,00	8100	23160,00	4632,00
2	ТМН-2500/35	2	630,00	1260,00	-	5	70	0,9	216,00	2100	3646,00	729,20
3	ТМН-2500/35	2	630,00	1260,00	-	7	98	1,8	432,00	2100	3890,00	778,00
4	ТМН-1600/35	2	501,00	1002,00	-	5	70	0,6	144,00	2100	3316,00	663,20
5	ТМН-2500/35	2	630,00	1260,00	-	7	98	1,5	360,00	2100	3818,00	763,60
6	ТМН-1600/35	2	501,00	1002,00	-	5	70	0,6	144,00	2100	3316,00	663,20
Сума				10764			10486	5,4	1296,00		41146,00	8229,2

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

Лінія	Провід	$\Delta P_{л.}, МВт$	$\tau_{нб.}, год.$	$\Delta W_{л.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I'_{з.л.}, тис. грн.$	$I_{а.л.}, тис. грн.$	$I_{з.л.} + I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС120/19	0,040	2802,90	0,1132	979,5014	667,68	1647,1814
Л2	АС120/19	0,015	2802,90	0,0429	370,9498	503,43	874,3798
Л3	АС120/19	0,082	2802,90	0,2296	1985,6725	1017,24	3002,9125
Л4	АС120/19	0,007	2802,90	0,0196	169,7156	550,14	719,8556
Л5	АС120/19	0,028	2802,90	0,0790	683,7114	373,68	1057,3914
Л6	АС120/19	0,009	2802,90	0,0263	227,9038	809,64	1037,5438
Сума		0,182		0,5107	4417,4545	3921,81	8339,2645

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

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{т.}, МВт$	$\tau_{нб.}, год.$	$\Delta W_{т.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$ИДW_{т.}, тис. грн.$	$\Delta P_{х.}, кВт$	$\Delta W_{т.}, кВт \cdot год$	$ИДW_{т.}', тис. грн.$	$\Delta W_{т.}'' + ИДW_{т.}', тис. грн.$	$I_{а п/ст.}, тис. грн.$	$I_{сум п/ст.}, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	0,11	2802,9	0,316447	2737,27	25	438000	3788,7	6525,97	4632,00	11157,97
2	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,081284	703,11	5,1	89352	772,895	1476,00	729,20	2205,20
3	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,079602	688,56	5,1	89352	772,895	1461,46	778,00	2239,46
4	ТМН-1600/35	2	0,03	2802,9	0,083807	724,93	5,1	89352	772,895	1497,82	663,20	2161,02
5	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,075118	649,77	5,1	89352	772,895	1422,66	763,60	2186,26
6	ТМН-1600/35	2	0,03	2802,9	0,075959	657,04	5,1	89352	772,895	1429,94	663,20	2093,14
Сума			0,25		0,712217	6160,68		884760		13813,85	8229,20	22043,05

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

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}, кВ$	$L, км$	$N, шт.$	Тип опори	$K_{л.уд.}, тис. грн.$	$K_{л.}, тис. грн.$	ал+рп+ол %	$I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС120/19	150	10,40	2	ж/б	642,00	6676,80	10	667,68
Л2	АС120/19	35	9,70	2	ж/б	519,00	5034,30	10	503,43
Л3	АС120/19	35	19,60	1	ж/б	369,00	7232,40	10	723,24
Л4	АС95/16	35	10,60	1	ж/б	366,00	3879,60	10	387,96
Л5	АС120/19	35	7,20	1	ж/б	369,00	2656,80	10	265,68
Л6	АС95/16	35	15,60	1	ж/б	366,00	5709,60	10	570,96
Л7	АС95/16	35	10,80	1	ж/б	366,00	3952,80	10	395,28
Сума:							35142,30		3514,23

Таблиця Ж.6. Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію підстанції замкнутої схеми

п/см	Тип трансформатора		N	K'm, тис. грн.	Km, тис. грн.	Nв 150 кВ	Nв 35 кВ	Kв, тис. грн.	Qкп, МВАр	Kкп, тис. грн.	KПЗ, тис. грн.	Kп/см, тис. грн.	Iа п/см, тис. грн.
1	ТДТН-16000/150	▼	2	2490,00	4980,00	3	7	9240	-	0,00	8100	22320,00	4464,00
2	ТМН-2500/35	▼	2	630,00	1260,00	-	5	70	0,9	216,00	2100	3646,00	729,20
3	ТМН-2500/35	▼	2	630,00	1260,00	-	5	70	1,8	432,00	2100	3862,00	772,40
4	ТМН-1600/35	▼	2	501,00	1002,00	-	5	70	0,6	144,00	2100	3316,00	663,20
5	ТМН-2500/35	▼	2	630,00	1260,00	-	5	70	1,5	360,00	2100	3790,00	758,00
6	ТМН-1600/35	▼	2	501,00	1002,00	-	5	70	0,9	216,00	2100	3388,00	677,60
Сума					10764			9590	5,7	1368,00		40322,00	8064,4

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

Лінія	Провід	$\Delta P_{л}, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{л} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I'_{з.л.}, тис. грн.$	$I_{а.л.}, тис. грн.$	$I_{з.л.} + I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС120/19	0,041	2802,90	0,1144	989,1995	667,68	1656,8795
Л2	АС120/19	0,015	2802,90	0,0429	370,9498	503,43	874,3798
Л3	АС120/19	0,012	2802,90	0,0330	285,3647	723,24	1008,6047
Л4	АС95/16	0,006	2802,90	0,0168	145,4705	387,96	533,4305
Л5	АС120/19	0,078	2802,90	0,2181	1886,2676	265,68	2151,9476
Л6	АС95/16	0,047	2802,90	0,1317	1139,5190	570,96	1710,4790
Л7	АС95/16	0,003	2802,90	0,0090	77,5843	395,28	472,8643
Сума		0,202		0,5658	4894,3553	3514,23	8408,5853

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

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{т.}, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{т.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I \Delta W_{т.}, тис. грн.$	$\Delta P_{х.}, кВт$	$\Delta W_{т.}', кВт \cdot год$	$I \Delta W_{т.}', тис. грн.$	$\Delta W_{т.}'' + I \Delta W_{т.}', тис. грн.$	$I_{а п/см}, тис. грн.$	$I_{сум п/см}, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	0,11	2802,9	0,320091	2768,79	25	438000	3788,7	6557,49	4464,00	11021,49
2	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,081284	703,11	5,1	89352	772,895	1476,00	729,20	2205,20
3	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,079042	683,71	5,1	89352	772,895	1456,61	772,40	2229,01
4	ТМН-1600/35	2	0,03	2802,9	0,08689	751,60	5,1	89352	772,895	1524,49	663,20	2187,69
5	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,076519	661,89	5,1	89352	772,895	1434,79	758,00	2192,79
6	ТМН-1600/35	2	0,03	2802,9	0,073716	637,65	5,1	89352	772,895	1410,54	677,60	2088,14
Сума			0,26		0,717542	6206,74		884760		13859,92	8064,40	21924,32